

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



## **Mémoire de Fin d'Étude**

Présenté à

**L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued**

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

## **MASTER ACADEMIQUE**

En Réseaux électriques

Présenté par

**BAHA Hakima et ATIA Ratiba**

# **Thème**

**Estimation de la qualité de l'énergie électrique dans une Marche libre**

Soutenu le 27/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. GUIA Talal	Maitre de conférences	Président
Mr. MIDA Dris	Maitre de conférences	Rapporteur
Mr . LABBI Yacine	Maitre de conférences	Examineur

**Année Universitaire 2016/2017**



# Remerciements

*Louange A Dieu Qui Nous A Donne La Foi, Le  
Courage, La Patience Et La Volonté Pour  
Réaliser Ce Modeste Travail Dans Des  
Meilleures Circonstances Et En Bon Etat*

*Nos premiers remerciements iront au Mr. MIDA DRIS pour nous avoir encadrés durant toute la période d'étude.*

*Nous remercions aussi les membres du Jury d'avoir accepté de juger notre travail.*

*Nos vifs remerciements vont également à tous nos amis pour leur soutien moral tout au long de la préparation de ce mémoire.*

*Nous ne pouvons pas clôturer nos remerciements sans se*

*Retourner vers les personnes les plus chers à nous ; nos parents  
qui ont eu un rôle essentiel et continu dans notre réussite.*

**BAHA HAKIMA**

**ATIA RATIBA**





# Dédicace

*Je dédie ce fruit de travail :*

*A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son  
Encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfance jusqu'à ce jour.*

*A mon cher père la miséricorde de Dieu*

*A mes frères et A mes chères sœurs*

*Et à tous les membres de ma grande famille qui porte Le nom de "BAHA".*

*A tous mes amis sans exception*

*Année master réseau électrique 2017.*

*En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime*

*HAKIMA*





# Dédicace

*Avant tout l'éloge à dieu tout puissant pour tout ce qu'il ma donné et  
Accorder la force, le courage et la santé à fin de pouvoir accomplir ce travail.*

*Je dédie ce mémoire à :*

*Ma source de tendresse, à la femme la plus patiente, ma très chère mère ainsi qu'à l'être  
idéal, et pour tous leurs sacrifices, d'être à coté de mois tout le temps, et pour leur prière  
et mon père qui m'a toujours*

*Soutenu avec ses encouragements.*

*A mes chères sœurs SALIMA, FARIDA, SOMAI, OUAHIBA et NADIA*

*A mes chères frères YOUSEF, SAID, MOUSBAH et MOUSSA*

*A Toute ma famille.*

*A tous qui m'ont encouragé lors de ma préparation.*

*A mes meilleurs amies: KARIMA, RAWDA, HAKIMA, KADIDJA, KHAOULA,*

*A tous la promotion de master 2 science RESEAUX ELECTRIQUES*

*A tous qui ont contribué de prés ou de loin à la réalisation de ce travail.*

**RATIBA**



## ملخص

ان عالم الطاقة الكهربائية يتميز حاليا بتغيرات كبيرة في هيكلته و ادارته .في ضل التحديات الجديدة الناشئة عند تحرير سوق الكهرباء ,حيث تتطلب طاقة كهربائية بجودة عالية و انضباط كبير لتحديدها . وتوجهات مجال الانتاج و شروط الجودة المتعلقة بالطاقة الكهربائية قد تكون محل تضارب بين المتعاملين فيها .وتحديد المسؤوليات و الادوار بين مختلف العاملين في ميدان النظم الكهربائية ينبغي ان يقوم على اسس متينة و منصفة .

النظم الكهربائية الحالية تحتوي على انواع مختلفة من الاجهزة غير الخطية المتكونة من اشباه الموصلات .استعمالها تملية الحاجة الى تحسين استخدام الطاقة الكهربائية و معدات التشغيل .ومع ذلك , فان سلوكها غير الخطي يساهم في نمو ظاهرة تشويه موجة المقادير الكهربائية .

ان شكل موجة التيارات و التوترات تتعد عن الشكل الجيبي من جراء سريان توفيقات التيار و التوتر ذات التوترات الصحيحة او العشرية .

اعادة النظر في مجال التعاقد ,و ايجاد وسائل افضل للتشغيل و تشريعات صارمة , امر لا بد منه لتحسين ادارة الشبكات الكهربائية الحديثة .

كثير من الابحاث المتعلقة بجودة الطاقة الكهربائية ولاسيما , مايتصل منها بتعويض الطاقة فقد اجريت احجام و مواقع مثلى للمكثفات المتفرعة مع مراعات ظاهرة التوفيقات وقد نوقشت دارات مكافئة احادية الطور استخدمت لتحليل المشكلة ,وقد اقتحمت التقنيات الذكية للحصول على تعويض امثل .

النتائج المتحصل عليها اغفلت عدم الاتزان و اللذي نحاول اعتباره في مايلي :

- محاكاة عناصر النظم الكهربائية الثلاثية الطور و تحليل سريان الطاقة .
- تحليل المقادير الكهربائية في سياق الثنائية : التوفيقات – عدم الاتزان .
- محاكاة ثلاثي الاطوار لسريان التوفيقات .
- حلول انية لمجموعة طوبولوجيا الشبكات .

**الكلمات المفتاحية :**

- التوفيقات – عدم الاتزان – جودة الطاقة الكهربائية – تحرير سوق الكهرباء .

## **Résumé**

Le monde de l'énergie électrique enregistre d'importants changements dans sa structure et sa gestion. Les nouveaux défis, émergeant de la libéralisation du marché de l'électricité, exige en matière de qualité plus de rigueurs. Le dilemme s'installe, alors, entre les tendances de la productique et les exigences de la qualité de l'énergie électrique. La définition des responsabilités et des rôles des différents opérateurs devrait reposer sur des bases d'équité bien fondées.

Les systèmes électriques actuels se dotent massivement de différents types de dispositifs non linéaires à base de semi-conducteurs de puissance. Néanmoins, leurs comportements non linéaires contribuent d'avantage, à la croissance de la distorsion dans les réseaux électriques. Les formes d'ondes de tension et de courant s'écartent de la forme sinusoïdale par la propagation des courants harmoniques, inter harmoniques et sous harmoniques.

La révision du cadre contractuel, la recherche de meilleurs moyens d'exploitation et une législation stricte sont impératives pour une meilleure gestion des systèmes électriques modernes.

Nombreux travaux inhérents au sujet de la qualité de l'énergie électrique et, particulièrement, ceux relatifs à l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive ont été menés. Le problème de l'optimisation des tailles et des emplacements des condensateurs shunts a été abordé en tenant compte du phénomène harmonique. Des modèles équivalents monophasés ont été utilisés pour l'analyse du problème. Les optimums de tailles et d'emplacement atteints donnent satisfactions mais, ouvrent aussi la voix à la recherche de l'impact des conditions de déséquilibre sur les résultats des régimes supposés symétriques.

Notre étude se situe dans le prolongement des travaux précédents et dont ses objectifs :

- Modélisation des éléments des systèmes électriques et du problème d'écoulement de puissance.
- Analyse des grandeurs au contexte de la dualité : Harmonique – asymétrie.
- Estimation de la qualité de l'énergie dans le contexte du libre marché.
- Modélisation de la pénétration harmonique triphasée.

### **Mots clés:**

- Harmoniques, Asymétrie, Qualité de l'Energie Electrique, Libre Marché de l'Electricité

## **Abstract**

The power systems are undergoing restructuring. The new challenges emerging from the liberalized electrical market require more precise concepts for power quality assessment. The dilemma settled, then, between trends in production processes and power quality requirements. The definition of responsibilities and tasks of various operators should be based on a well-founded equity.

Currently, electrical networks acquire massively different types of non linear based power electronic components. Their integration is dictated by the need of better use of electric energy and of the flexibility of operating modes of equipments. However, their non-linear behaviors contribute more to the growth of the distortion in electrical networks. The waveform of voltage and current deviate from the sinusoidal wave by the propagation of the harmonics, inter harmonics and sub harmonics currents.

The revision of the contract models between different operators, the searching for a better ways of operating modes of power systems and a strict legislation are imperative for better management of modern electrical systems.

Many works inherent to power quality, particularly, those related to optimizing the reactive power compensation have been carried out. The problem of optimizing the sizes and locations of shunt capacitors was discussed taking into account the harmonic phenomena. Single equivalent models have been used for the analysis of the harmonic problem. The intelligent techniques have been incorporated for seeking optimal compensation. The optimization of sizes and locations of capacitors had been reached. However, it also opens the way to search the impact of imbalance conditions on the results of the supposed balanced cases.

The study that we dealt with and which is the continuation of the previous works has the following objectives and outcomes:

- Three-phase modeling of electrical power system components.
- Three-phase load flow modeling.
- Harmonic - asymmetry duality.
- Power quality assessment in the context of open electricity market.
- Three-phase harmonic penetration modeling.

### **Keywords:**

- Harmonics, Unbalance, Power Quality, Open Electricity Market.

# *Sommaire*

<b>Liste des symboles</b>	
<b>Liste des acronymes</b>	
<b>Liste des figures</b>	
<b>Liste des tableaux</b>	
<b>Introduction Générale</b> .....	<b>I</b>

## *Chapitre I*

### *Modélisation des éléments des systèmes électriques et du problème d'écoulement de puissance*

I.1 Introduction .....	1
I.2 Modèles des éléments des systèmes électriques: .....	1
I.2.1 Modélisation des générateurs :.....	1
I.2.2 Modélisation des lignes électriques : .....	2
I.2.3 Modélisation de Transformateur de Puissance : .....	4
I.2.4. Condensateurs shunts.....	4
I.2.5. Les charges électriques .....	4
I.2.5.1. Charges linéaires : .....	4
I.3. l'écoulement de puissance .....	5
I.3.1 Modèles d'écoulement de puissance : .....	5
I.3.1.1 Ecoulement de puissance monophasé : .....	5
I.3.1.2 Ecoulement de puissance triphasé : .....	5
I.3.2 Formulation des équations de l'écoulement de puissance: .....	6
I.3.2.1 Calcul de la puissance au niveau de nœud : .....	8

I.3.2.2 Les équations d'écoulement dans les lignes .....	9
I.3.2.3 Les pertes de puissance dans lignes .....	9
I.3.3. Méthodes de résolution du problème de l'écoulement de puissance .....	10
I.3.3.1 La méthode de Newton-Raphson appliqué aux équations de l'écoulement de puissance : ...	11
I.3.3.1.1 Détermination des sous matrices de la Jacobéenne J : .....	13
I.3.3.1.2 Les étapes de calcul : .....	14
I.3.3.1.3 Les approximations dans la méthode de Newton-Raphson : .....	14
I.3.3.2 la méthode de Gauss Seidel appliqué aux équations de l'écoulement de puissance : .....	15
I.4 Conclusion .....	15

## ***Chapitre II***

### ***Analyse des phénomènes de la Qualité d'énergie électrique***

II. 1. Introduction .....	13
II.2. Définitions de La QEE: .....	13
II.3. Classification des phénomènes de La QEE : .....	14
II.4. QEE - Qualité de la tension : .....	15
II.5. Caractéristiques et compatibilités des phénomènes de la QEE : .....	15
II.6. Définitions descriptives des phénomènes de la QEE: .....	16
II.6.1. Asymétrie (déséquilibre) : .....	16
II.6.1.1. Préambule : .....	16
II.6.1.2. Causes du phénomène d'asymétrie : .....	17
II.6.1.3. Méthodes d'étude de l'asymétrie.....	18
II.6.1.3.1 Méthode de Fortescue.....	18
II.6.1.3.2 Facteurs de déséquilibre .....	20
II.6.2. Distorsion harmonique : .....	21
II.6.2.1. Préambule : .....	21

II.6.2.2. Sources harmoniques : .....	21
II.6.3. Fluctuations de tension : .....	23
II.6.4. Phénomène de papillotement (Flicker) : .....	23
1. Sévérité du phénomène de Flicker : .....	23
II .6.5. Creux de tension : .....	24
II.6.6. Surtensions : .....	25
II.6.7. Disparités des normes : .....	25
II.6.8. Variation de la fréquence : .....	26
II.7. Méthodes d’analyse des phénomènes de la QEE .....	27
II.7.1. Outil mathématique d’analyse harmonique : Séries de Fourier .....	28
II.7.2. Outil théorique de mesure harmonique : Transformée de Fourier .....	28
II.7.2.1 Mesure des harmoniques .....	28
II.7.2.2 Forme discrète de la transformée de Fourier et algorithmes de la FFT .....	29
II.7.2.3. Limites d’application de la FFT pour la mesure des harmoniques.....	29
II.8. Conclusions : .....	30

## ***Chapitre III***

### ***Estimation de la qualité de l’énergie dans le contexte du libre marché***

III.1. Introduction .....	28
III.2. Mise en place d’une marche concurrentielle de l’énergie électrique .....	29
III.3. Modèles de la marche libre d’électricité .....	31
III.3.1. Modèle Pool Co.....	31
III.3.2. Modèle basé sur les transactions bilatérales.....	32
III.4. Libre marche à l’échelle régionale .....	33
III.5. Tarifs dans les modèles classiques .....	34
III.5.1. Concept des coûts marginaux.....	35
1. Ajustement de l’offre .....	35

2. Ajustement de la demande .....	35
III.5.2. Calcul des coûts marginaux .....	35
1. Approche à court terme .....	35
2. Approche à long terme .....	36
III.6. Structures tarifaires nationales .....	36
III.6.1. Structure tarifaire algérienne .....	36
III.6.2. Structure tarifaire française .....	38
III.6.3. Commentaires .....	38
III.7. Principe perturbateur – payeur et besoin au contrôle qualitatif.....	39
III.7.1. QEE et fiabilité.....	39
III.7.2. Exigences relatives aux contrats de la QEE .....	40
III.7.3. Contrats entre systèmes de transport et de distribution.....	40
III.7.4. Contrats entre systèmes de distribution et utilisateurs finaux .....	41
III.7.5. Contrat entre sociétés de service et utilisateurs finaux.....	42
III.7.6. Contrat entre distributeurs et petits producteurs indépendants .....	42
III.8. Conclusions .....	43

## ***Chapitre IV***

### ***Test de simulation***

IV.1. Introduction.....	40
IV.2. Les types des perturbations et les solutions possibles .....	40
IV.3. Test de simulation .....	41
Commentaires .....	54
IV.4. Conclusions.....	55

Conclusion Générale

Références Bibliographique

Annex



*Liste des symboles*

<b>Symbols</b>	<b>Denomination</b>	<b>Unites</b>
FD	Facteur de déséquilibre	-
FDCI	Facteur de déséquilibre complexe de courant	-
FDCV	Facteur de déséquilibre complexe de tension	-
F <sub>p</sub>	Perte active	-
F <sub>q</sub>	Perte réactive.	[W]
THD	Taux de distorsion harmonique.	[VAR]
S <sub>ij</sub> ;S <sub>ji</sub>	Les puissances apparentes qui transitent par le ligne «i,j».	[VA]
P <sub>L</sub>	Les pertes de transport énergie électrique.	[W]
Y <sub>bus</sub>	Matrice admittance.	-
I <sub>bus</sub>	Vecteur courant aux J.D.B.	-

*Liste des acronymes*

<b>Abbreviations</b>	<b>Denomination</b>
CEI	Commission d'Electrotechnique Internationale
DEI	Dispositif électronique intelligent
EN	European Norme
FACTS	Flexible AC transmission system = Contrôleur flexible à CA
FFT	Fast Fourier's transform = Transformée de Fourier rapide
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPP	Petits Producteurs Indépendants
JDB	Jeu de barres
N-R	Newton-Raphson.
SVC	Static Var Compensator = Contrôleur de tension shunt
QEE	Qualité de l'énergie électrique
TCSC	Thyristor-controlled series capacitors = Condensateur série contrôlé par thyristors
UPFC	Unified power flow controller = Contrôleur d'écoulement de puissance unifié

Liste des figures

Chapter	Figure	Titre
<b>Chapter I</b>	Figure I.1. Figure I.2. Figure I.3. Figure I.4.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La modèle d'une génératrice</li> <li>- Une source de tension.</li> <li>- Modèle en forme de <math>\Pi</math> des lignes</li> <li>- système a deux J.D.B</li> </ul>
<b>Chapter II</b>	Figure .II.1. Figure .II.2 Figure .II.3  Figure .II.4  Figure .II.5  Figure .II.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Phénomène de papillotement.</li> <li>- Creux de tension lors d'un court circuit.</li> <li>- Creux de tension lors d'un démarrage d'un moteur.</li> <li>- Déviation de l'amplitude de la tension au sens de la norme EN 50160.</li> <li>- Déviation de l'amplitude de la tension au sens de la norme IEEE Std 1159-95.</li> <li>- Représentation en série de Fourier d'un signal périodique déformé</li> </ul>
<b>Chapter III</b>	Figure .III.1 Figure .III.2  Figure .III.3 Figure .III.4 Figure .III.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Structure classique des systèmes électriques.</li> <li>- Structure de dérégulation des systèmes électriques.</li> <li>- Modèle Pool Co.</li> <li>- Modèle basé sur la transaction bilatérale.</li> <li>- Contrats de la QEE dans le contexte de la dérégulation.</li> </ul>
<b>Chapter IV</b>	Figure .IV.1  Figure .IV.2  Figure .IV.3 Figure .IV.4 Figure .IV.5a  Figure .IV.5b  Figure .IV.5c	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Profil de tension fondamentale du premier scénario</li> <li>- Profil de tension fondamentale du deuxième scénario.</li> <li>- L'amplitude des FDCV.</li> <li>- Angles de phases des FDCV.</li> <li>- Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 6.</li> <li>- Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 7</li> <li>- Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 8</li> </ul>

## *Liste des tableaux*

<b>Chapter</b>	<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>
<b>Chapter I</b>		
<b>Chapter II</b>	Tableau II.1. Tableau II.2.  Tableau II.3.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Catégories des phénomènes de la QEE selon la CEI</li> <li>- Classification des divers phénomènes de la QEE</li> <li>- Classification des sources harmoniques</li> </ul>
<b>Chapter III</b>		
<b>Chapter IV</b>	Tableau IV.1.  Tableau IV.2 Tableau IV.3. Tableau IV.4. Tableau IV.5. Tableau IV.6.  Tableau IV.7. Tableau IV.8. Tableau IV.9a. Tableau IV.9b.  Tableau IV.10a.  Tableau IV.10b. Tableau IV.11a.  Tableau IV.11b.  Tableau IV.12. Tableau IV.13.	<p>-Les types des perturbations et les solutions possibles</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Paramètres des branches en [pu]</li> <li>- Données des Puissances réactives [PU]</li> <li>- Données des Puissances actives [PU]</li> <li>- Résultats du cas équilibré sans compensation</li> <li>- Tailles disponibles des capacités triphasées en [PU]</li> <li>- Résultats du <i>TDH</i> relatifs au premier scénario</li> <li>- Résultats du <i>TDH</i> relatifs au deuxième scénario</li> <li>- Tensions triphasées fondamentales nodales</li> <li>- Angles correspondant aux tensions triphasées fondamentales nodales</li> <li>- Module des facteurs de déséquilibre  FDCV </li> <li>- Angles correspondant aux facteurs de déséquilibre <math>\Theta</math> [°]</li> <li>- Modules des tensions triphasées harmoniques nodales des JDB 6, 7 et 8. [pu]</li> <li>- Angles des tensions triphasées harmoniques nodales JDB 6, 7 et 8 [rad]</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Résultats des <math>TDH_{ik}</math> [%]</li> <li>- Résultats des <math>TDH_e</math> [%]</li> </ul>

# *Introduction Générale*

## *Introduction Générale*

La sensibilisation à la qualité de l'énergie électrique est devenue incontournable aujourd'hui depuis les évolutions réglementaires qui ont eu lieu ces dernières années. Les distributeurs ainsi que les divisions de transport d'énergie électrique s'efforcent afin de garantir la qualité de l'électricité fournie. Dans ce nouveau contexte, les exploitants du système devra assumer une certaine responsabilité pour la livraison de l'électricité en conformité au niveau de qualité énoncée soit par les clients, dans les contrats, ou par le régulateur, dans la législation. Cette responsabilité implique que la surveillance systématique de la qualité de l'énergie deviendra de plus en plus une pratique courante, qu'ils soient gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, ou consommateurs d'électricité. Elle est devenue un sujet de grand intérêt ces dernières années, essentiellement pour les raisons suivantes [1]:

- **Economiques:** les perturbations électriques ont un coût élevé pour les industriels car elles engendrent des arrêts de production, des pertes de matières premières, une baisse de la qualité de la production, un vieillissement prématuré des équipements, etc.
- La généralisation des équipements sensibles aux perturbations et/ou générateurs de perturbations.
- **L'ouverture du marché de l'électricité :** la libéralisation du marché de l'électricité fait que la qualité de l'énergie électrique est devenue un des critères de choix d'un fournisseur d'énergie plutôt qu'un autre de la part des consommateurs. Les fournisseurs se doivent donc de fournir à leurs clients une énergie avec une qualité maximale.

Le domaine de la qualité de l'énergie électrique se caractérise par deux grands axes de recherche [1]:

1. **La surveillance (monitoring) :** mesure et analyse des perturbations électriques dans les réseaux.
2. **Les solutions préventives et curatives:** Le travail de recherche présenté dans cette thèse s'inscrit dans le domaine de la gestion de la qualité de l'énergie électrique. Il a pour objectif d'introduire de nouvelles techniques dans l'analyse et l'amélioration de la qualité

de l'énergie électrique. Amélioration de la qualité de l'énergie a été développée et testé sous MATLAB.

Le présent mémoire est structuré en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, on donnera modélisation des éléments des systèmes électriques et du problème d'écoulement de puissance. Vient ensuite les 2 seconds chapitres, où on déterminera l'analyse des phénomènes de la Qualité d'énergie électrique. Dans le troisième chapitre, on se penchera Estimation de la qualité de l'énergie dans le contexte du libre marché . Dans le quatrième chapitre, Test de simulation au MATLAB. Enfin nous terminerons le présent mémoire par une conclusion générale.

# *Chapitre I*

*Modélisation des éléments des  
systèmes électriques et du problème  
d'écoulement de puissance*

## I.1 Introduction :

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et distribution, et un ensemble de consommateurs, qui constituent la charge de réseau, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électrique comporte en gros trois sous système :

- Production (génératrice).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateur).

Vu la complexité d'un réseau d'énergie électrique, il faut simplifier leur représentation pour établir des modèles ou schéma équivalent des principaux composant à savoir, des générateurs, les différents types de transformateurs, des lignes et des charges.

## I.2 Modèles des éléments des systèmes électriques:

### I.2.1 Modélisation des générateurs :

Une machine synchrone est une machine à courant alternatif, dans la quelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse sont en rapport constant.

La machine synchrone est composée :

D'un induit fixe, un inducteur tournant. On appelle une machine synchrone toutes les machines qui tournent exactement à la vitesse correspondant à la fréquence des courants et des tensions à ses bornes ( $f = p.N$ )

Les machines de faible vitesse angulaire sont à pôles saillants.

Pour les grandes machines à grande vitesse (3000 tr/min, dans les centrales à fuel ou charbon)

(1500 tr/min dans les centrales nucléaires), on utilise des rotors lisses à entrefer constant.

Le schéma équivalent représente par la figure (I.1) :

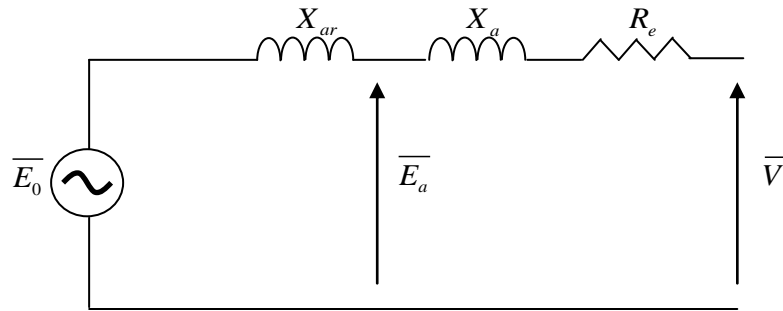


Figure I.1. La modèle d'une génératrice

Et dans le calcul d'écoulement de puissance, il est représenté par une source de tension (figure I.2).



Figure I.2. Une source de tension.

$S_i = P_i + jQ_i$  est la puissance apparente délivré par le générateur.

$V_i = |V_i| e^{j\delta_i}$  est la tension simple.

$E_0$  : *f.e.m* à vide.

$E_a$  : *f.e.m* En charge.

$V$  : Tension de sortie.

$X_{ar}$  : Réactance de réaction d'induit.

$X_a$  : Réactance de fuite.

$X_s$  :  $X_a + X_{ar}$  Réactance synchrone.

$R_e$  : Résistance d'enroulement.

### I.2.2 Modélisation des lignes électriques :

Elles sont modélisées par des schémas en forme de  $\pi$ . On définit les expressions simplifiée et exactes de l'impédance série et de l'admittance shunt représentant les pertes

de puissance dans les lignes, les conditions électromagnétiques et électrostatiques (Fig.I.3). Les expressions simplifiées des impédances et des admittances relatives à une phase sont données, respectivement, pour chaque harmonique par :

$$\dot{Z}_{(h)}^{(s)} = (R_{0(h)} + jhX_{0(h)})l \tag{I.1}$$

$$\dot{Y}_{(h)}^{(s)} = \frac{jhX_{0(h)}}{2}l \tag{I.2}$$

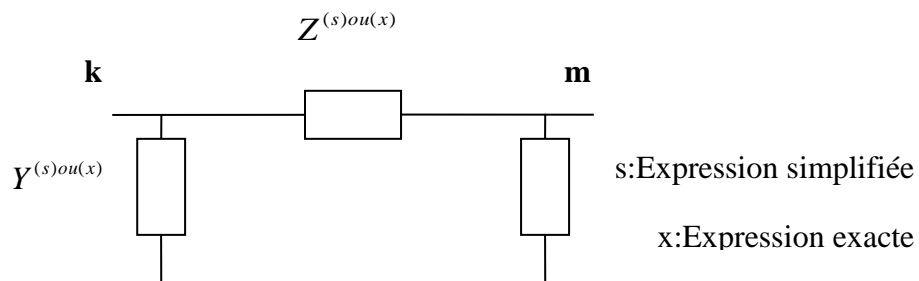


Figure. I.3. Modèle en forme de  $\Pi$  des lignes

Elles sont utilisées généralement, dans l'étude des réseaux de distribution ayant des tensions et des distances, relativement, faibles. Cela conduit aussi à négliger la conductance qui représente, généralement, une indication de l'effet couronne.

Les expressions exactes des impédances et des admittances relatives à une phase sont données, respectivement, pour chaque harmonique par :

$$\dot{Z}_{(h)}^{(x)} = (R_0 + jhX_0)l \cdot \frac{sh\delta}{\delta} \tag{I.3}$$

$$\dot{Y}_{(h)}^{(x)} = \frac{jhB_0}{2}l \frac{th(\frac{\delta}{2})}{\frac{\delta}{2}} \tag{I.4}$$

$$\delta = \sqrt{2Z_{km(h)}^{(s)}Y_{km(h)}^{(s)}} \tag{I.5}$$

Elles sont utilisées, généralement, dans l'étude des réseaux de transport ayant des tensions et des distances relativement longues.  $d$  est la constante de propagation.

Dans les expressions (I.1) –(I.4),  $l$  est la distance des lignes.  $R_0$ ,  $X_0$ ,  $B_0$  paramètres linéiques représentant, respectivement, la résistance, la réactance inductive et la susceptance. Ils dépendent des conditions physiques, de l'arrangement des conducteurs, de l'effet de proximité, de la température et de la nature du sol et de l'effet de peau. Dans la référence [1], il est noté que l'effet de peau peut être négligé dans l'analyse harmonique des réseaux électriques.

### I.2.3 Modélisation de Transformateur de Puissance :

Ils sont modélisés par une impédance déduite du régime de court – circuit. La composante inductive est, généralement, la prépondérante. L'expression simplifiée (I.6) est, généralement, acceptée pour l'analyse harmonique ( $h \leq 100$ ) [1].

$$\dot{Z}_{t(h)} = R_{t(h)} + jhX_t \quad (\text{I.6})$$

$R_t$  est la composante résistive et  $X_t$  la composante inductive.

### I.2.4. Condensateurs shunts :

Le condensateur shunt est représenté par sa réactance capacitive en monophasé, elle est simplement, décrite pour chaque rang harmonique par :

$$\dot{X}_{ch} = -j \frac{1}{h\omega C} \quad (\text{I.7})$$

En triphasé, une batterie de condensateur est caractérisée par la matrice impédance de dimension  $3 \times 3$ .

Elle peut avoir la connexion étoile ou triangle. Son admittance correspondante est une matrice diagonale dans le cas du couplage étoile et pleine dans le cas du couplage triangle.

### I.2.5. Les charges électriques :

#### I.2.5.1. Charges linéaires :

Elles sont difficiles à modéliser du fait de l'absence d'une définition exacte pour leur détermination. Le modèle le plus simple est déduit des valeurs constantes des puissances des nœuds. On les présente par un circuit comprenant une inductance en parallèle avec une résistance telle [2], [3] et [4] :

$$\dot{Y}_{lh} = \frac{P_{li}}{(V_i)^2} - j \frac{Q_{li}}{h(V_i)^2} \quad (\text{I.8})$$

$Y_{lh(i)}$  est l'admittance complexe des charges d'ordre  $h$ ,  $P_{li}$  et  $Q_{li}$  sont respectivement les puissances active et réactive des charges à la fréquence fondamentale.  $V_i$  représente le module de tension nodale à la fréquence fondamentale.

### I.3. l'écoulement de puissance

#### I.3.1 Modèles d'écoulement de puissance :

##### I.3.1.1 Ecoulement de puissance monophasé :

Dans le cas des réseaux symétriques, le modèle monophasé d'écoulement de puissance est suffisant pour la recherche des tensions nodales et les pertes dans les lignes. Il peut être aussi la base des études d'optimisation, de planification et de contrôle. Les méthodes de découplage et découplage rapide initiées par Stott sont peut être les plus utilisées [5] – [6]. Le processus itératif basé sur la méthode de Newton – Raphson utilisant des équations non linéaires en puissance converge vers les solutions de manière, relativement, rapide. Mais, dans certains cas, des problèmes de divergence surgissent et provoquent des processus itératif infructueux. Cela se produit surtout dans les réseaux de distribution.

##### I.3.1.2 Ecoulement de puissance triphasé :

Le modèle monophasé suscité peut être élargit pour prendre en compte l'aspect triphasé. Cette version élargie se caractérise par des données très importantes et un processus plus compliqué. A cet effet, une nouvelle méthode a été proposée donnant plus de facilité et meilleurs propriétés de convergence, en l'occurrence, la méthode de l'injection de courant [7] et [8]. Cette dernière est utilisée dans le modèle modifié de pénétration harmonique triphasé qu'on présentera ci-après.

**I.3.2 Formulation des équations de l'écoulement de puissance:**

On considère l'exemple d'un système a deux J.D.B suivant:

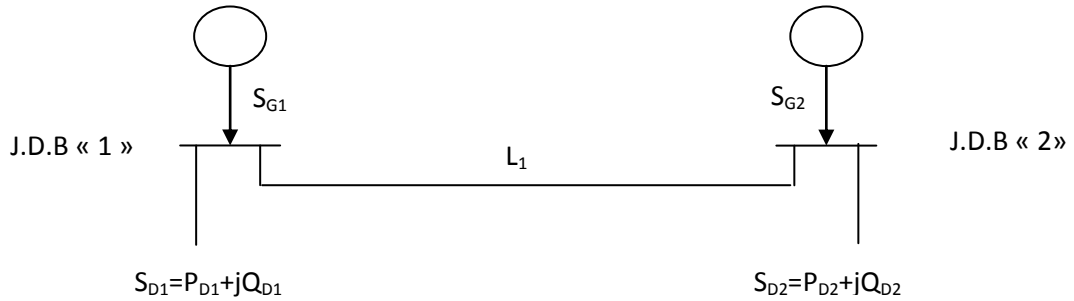


Figure I.4. système a deux J.d.B

On note que:

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} \quad , \quad S_2 = S_{G2} - S_{D2} \tag{I-9}$$

Et en générale :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \tag{I-10}$$

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{Gi} + jQ_{Gi} - (P_{Di} + jQ_{Di})$$

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di})$$

L'application de la loi de KHIRCHOFF sur le système donne :

Au niveau de J.D.B « 1 »

$$I_1 = y_p \cdot V_1 + y_s (V_1 - V_2) = (y_p + y_s) V_1 - y_s \cdot V_2 \tag{I-11}$$

On sait que :

$$S_1 = V_1 \cdot I_1^* \Rightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*}$$

Au niveau de J.D.B « 2 »

$$I_2 = y_p \cdot V_2 + y_s (V_2 - V_1) = (y_p + y_s) V_2 - y_s V_1 \tag{I-12}$$

Avec :

$$S_2 = V_2 \cdot I_2^* \Rightarrow I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*}$$

Alors on peut écrire (I-11) (I-12) sous la forme :

$$I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \tag{I-13}$$

$$I_2 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2$$

Avec

$$Y_{11} = y_p + y_s \quad , \quad Y_{22} = y_p + y_s$$

$$Y_{12} = -y_s \quad , \quad Y_{21} = -y_s$$

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \tag{I-14}$$

On remplace (I-13) en (I-14) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système a « n » J.d.B connectés entre eux .

$$I_1 = \left( \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) V_1 + (-y_{12}) V_2 + \dots + (-y_{1n}) V_n$$

.  
.
   
.
   
.

$$I_n = (-y_{n1}) V_1 + (-y_{n2}) V_2 + \dots + \left( \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \right) V_n$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \sum_{i=1, i \neq n}^n y_{1i} & \cdot & \cdot & (-y_{1n}) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ (-y_{n1}) & \cdot & \cdot & \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \end{pmatrix}$$

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} \quad V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix}$$

### I.3.2.1 Calcul de la puissance au niveau de nœud :

On a :

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = P_i + jQ_i$$

Alors :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i$$

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \tag{I-15}$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot \underline{\delta}_i$$

$$y_{ij} = |y_{ij}| \cdot \underline{\gamma}_{ij}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})}$$

$$\begin{aligned} \text{Donc : } P_i &= \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \\ Q_i &= -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{I-16})$$

### I.3.2.2 Les équations d'écoulement dans les lignes : [9]

Quand la solution itérative des tensions aux J.D.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes.

Le courant au J.D.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k) y_{ik} + V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-17})$$

$y_{ik}$  : Admittance de la ligne entre les J.D.B « i » et « k ».

$y'_{ik}$  : Admittance totale de la ligne de charge.

$V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$  : Contribution du courant au J.D.B « i » due a la ligne de charge.

La puissance écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (\text{I-18})$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-19})$$

Soient  $P_{ki}$  et  $Q_{ki}$  les puissances active et réactive réparties du J.D.B « k » vers le J.D.B « i ».

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-20})$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée a partir des relations (I-19) et (I-20).

### I.3.2.3 Les pertes de puissance dans lignes [5]

Au niveau de J.D.B la puissance apparente nette est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée.

Pour un J.D.B « i » : On a :  $S_i = S_{Gi} - S_{Di}$  avec :

$$\begin{aligned} P_i &= P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip} \\ Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq} \\ \sum P_i &= \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \end{aligned} \quad (\text{I-21})$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di}$$

Le système d'équation (I-21) exprime l'expression des pertes. Où bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme donne l'expression des pertes.

$$\begin{aligned} P_{Lij} &= P_{ij} + P_{ji} \\ Q_{Lij} &= Q_{ij} + Q_{ji} \end{aligned} \quad (\text{I-22})$$

### I.3.3. Méthodes de résolution du problème de l'écoulement de puissance

La résolution du problème de l'écoulement de puissance, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique appropriée.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

L'étude de l'écoulement de puissance permet :

- L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- La précision des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau.
- Le maintien des tensions aux J.D.B entre les limites tolérées ( $V_{\min} < V < V_{\max}$ ), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs ...etc.

- Le contrôle de la puissance réactive c'est-à-dire, le maintien de cette puissance entre deux limites ( $Q_{min} < Q < Q_{max}$ ), pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- L'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui permet d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usagers dans l'avenir). [10]

**I.3.3.1 La méthode de Newton-Raphson appliqué aux équations de l'écoulement de puissance :**

D'après la forme générale d'équations de puissance au J.D.B :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} i = 1, 2, \dots, n \tag{I-23}$$

Où  $i = 1$  c'est le J.D.B de référence

$n$  : Nombre de J.D.B

$i$  : Numéro de J.D.B

Après développement de  $F_{ip}$  et  $F_{iq}$  en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \tag{I-24}$$

Avec  $F_{ip}^{(0)}$  et  $F_{iq}^{(0)}$  sont des fonctions de tension et de phase :

A partir de la relation de  $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

$$\text{Avec } \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-25})$$

Les deux systèmes d'équation (I.24) et (I.25) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{|V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \cdot \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-26})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta_i^{(K)} = \delta_i^{(K+1)} - \delta_i^{(K)}$$

$$i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont})$$

$$\Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(K+1)} - |V_i|^{(K)} \quad (\text{I-27})$$

L'adaptation de (I-26) avec (I-27) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V_i|^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(K)} \\ |V|^{(K)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V_i|^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(K)} \\ |V|^{(K)} \end{bmatrix} + [J^{(K)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix}$$

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

$J_1, J_2, J_3, J_4$  Sont les sous matrice de Jacobéenne.

### I.3.3.1.1 Détermination des sous matrices de la Jacobéenne J :

A partir du système d'équations (I.31) on peut déterminer les éléments de J

**Sous matrice  $J_1$ :**

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-28})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

**Sous matrice  $J_2$ :**

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-29})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

**Sous matrice  $J_3$ :**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-30})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

**Sous matrice  $J_4$ :**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-31})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i| |y_{ij}| \sin(\gamma_{ij}), \quad i = j$$

### I.3.3.1.2 Les étapes de calcul :

1. A partir des données du système, on prend la matrice d'admittance  $Y_{bus}$ .
2. On estime les valeurs initiales  $|V_i|^{(0)}$  et  $\delta_i^{(0)}$  pour les J.D.B de charge et  $\delta_i^{(0)}$  pour les J.D.B de contrôle.
3. On calcule  $P$ ,  $Q$  qui nous donne  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ .
4. Formation de la matrice Jacobéenne  $J$ .
5. On trouve l'inverse de Jacobéenne.
6. On calcule 
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

On obtient :

$$\begin{aligned} \delta_i^{(1)} &= \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)} \\ |V_i|^{(1)} &= |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)} \end{aligned}$$

7. le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie.  
 $\max(\Delta P, \Delta Q) \leq \varepsilon$ .
8. On prend les résultats obtenus.

### I.3.3.1.3 Les approximations dans la méthode de Newton-Raphson :

Pour une petite variation dans le module de la tension au J.D.B, la puissance active au J.D.B ne varie pas d'une façon appréciable. Même aussi pour une petite variation de l'angle de phase de la tension au J.D.B, la puissance réactive ne subit pas une variation appréciable. Donc on suppose que les éléments  $J_2$  et  $J_3$  de la matrice Jacobéenne sont nuls :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

### I.3.3.2 la méthode de Gauss Seidel appliqué aux équations de l'écoulement de puissance :

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions.

Pour le cas concret de l'écoulement de puissance, la résolution de l'équation nodale suivante :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k$$

En général, on calcule le vecteur  $V$  qui satisfait le système non linéaire est :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} \cdot V_j \right]$$

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \cdot V_j^{k+1} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} \cdot V_j \right]$$

Le processus itératif est obtenu quand l'expression suivante est satisfaite :

$$|V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \epsilon$$

## I.4 Conclusion

L'importance de l'étude de l'écoulement de puissance est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique, pour chaque nœud dont ils : Puissance (Active et Réactive) Tension (Module et Angle) Parmi les méthodes de résolution, on a choisit la méthode de GAUSS-SEIDEL. Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux.

# *Chapitre II*

## *Analyse des phénomènes de la Qualité d'énergie électrique*

## II. 1. Introduction:

La plus simple des définitions qui caractérisent la QEE consiste en la qualité de service rendue aux consommateurs. On trouve différentes définitions qui soient inhérentes d'une part, aux modes de fonctionnement des réseaux électriques, et d'autre part, aux grandeurs qui caractérisent leurs fonctionnements. Son estimation obéit à un système d'indices normalisés dans lequel figurent, principalement, le facteur de déséquilibre, le facteur de puissance, le taux de distorsion harmonique, le facteur de papillotement, ... etc. [11] et [12].

## II.2. Définitions de La QEE:

Les différentes définitions de la QEE sont établies selon le regard et l'appréciation de chaque entité d'opérateurs et intervenants dans la chaîne du produit électrique. Le fournisseur d'énergie l'interprète comme étant la fiabilité et montre des statistiques démonstratives prouvant que son système est, quasiment, fiable et rentable. Les fabricants des équipements la définissent au regard des caractéristiques des systèmes d'alimentation devant leur assurer le fonctionnement correcte.

Multiples critères peuvent être alors, adoptés donnant différentes caractérisations des systèmes d'alimentation. Cependant, la QEE est principalement une préoccupation des consommateurs auxquels, les producteurs, les fournisseurs et, en général, tout type de prestataire de service de la chaîne du produit électrique leurs doit un argumentaire technique à chaque déviation vulnérable de paramètres et de variables d'état.

Dans (**R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty**), une définition plus générale de la QEE a été adoptée en la présentant comme étant : « Tout problème se manifestant aux niveaux des tensions, des courants ou de la fréquence occasionnant des dysfonctionnements ou préjudices aux équipements consommateurs ».

Dans (**J. Arrilaga, N. R. Watson, S. Chen**) ,elle est interprétée comme étant la qualité de service couvrant les aspects de la fiabilité d'alimentation, de la qualité de l'énergie fournie et de la disponibilité des informations.

Dans (**J. Arrillaga**) ,une interprétation les plus restrictive les attribues aux tensions et courants les propriétés qui responsabilisent fournisseurs et consommateurs quant au bon ou mauvais profil de la QEE à savoir :

- L'aptitude des systèmes électriques à exploiter les charges sans les perturber ou les endommager. C'est une propriété qui est, principalement, attribuée à la

qualité de la tension aux points de couplage de desserte d'énergie électrique.

- L'aptitude des charges à fonctionner sans perturbation ou réduction du rendement du système électrique. C'est une propriété qui est, principalement, attribuée à la qualité de la forme d'onde du courant.

Dans (**D. Chapman**), la QEE est perçue comme étant une alimentation parfaitement disponible, des niveaux de tensions et de fréquences dans des limites tolérables et des formes d'ondes de tensions et de courants parfaitement sinusoïdales.

Dans (**Julio Barros, Enrique Pérez, Ramón I. Diego**), une explication très détaillée de la QEE selon la norme EN 50160 a été présentée. Il a été noté que la QEE est, principalement, liée à l'estimation des variations temporelles ou brusques de l'amplitude de la tension. En effet, les variations temporelles de l'amplitude de la tension représentent de petites déviations de la valeur nominale ou toute autre valeur désirée. Elles concernent, principalement, les phénomènes du Flicker, du déséquilibre et des harmoniques. En revanche, les changements brusques représentent des déviations significatives de la valeur nominale ou toute autre valeur désirée. Elle concerne, principalement, les creux de tensions, les surtensions et les variations rapides, etc.

### II.3. Classification des phénomènes de La QEE :

En adoptant la classification de la CEI, on distingue les phénomènes de la QEE basés sur l'approche de la compatibilité électromagnétique au tableau II.1.

Tableau II.1. Catégories des phénomènes de la QEE selon la CEI	
Catégorie	Phénomènes associés
Phénomènes en mode conduit à basse fréquence	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Harmoniques et inter harmoniques</li> <li>➤ Creux de tensions et interruptions</li> <li>➤ Déséquilibre de tensions</li> <li>➤ Fluctuations de tensions (papillotement)</li> <li>➤ Variations de fréquence</li> </ul>
Phénomènes en mode rayonné à basse fréquence	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Champ magnétique, champ électrique</li> </ul>
Phénomènes en mode conduit à haute fréquence	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Régimes transitoires oscillatoires</li> <li>➤ Régimes transitoires unidirectionnels</li> </ul>
Phénomènes en mode rayonné à haute fréquence	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Champ magnétique, champ électrique, champ électromagnétique</li> <li>➤ Ondes mobiles</li> <li>➤ Décharges électrostatiques</li> <li>➤ Impulsions nucléaires électromagnétiques</li> </ul>

Les 4 groupes indiqués ci-dessus peuvent être, aussi, appréciés en les regroupant en quatre catégories selon qu'ils affectent l'amplitude, la forme d'onde, la symétrie ou la fréquence.

#### II.4. QEE - Qualité de la tension :

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée est caractérisée, principalement, par les 2 grandeurs triphasées : « tensions et courants ». Ces 2 derniers constituent un système alternatif. Triphasé possédant les 4 caractéristiques principales citées ci-avant: amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie. La qualité de l'énergie électrique est une appréciation combinée de la qualité de ces grandeurs.

Le terme qualité du courant est rarement utilisé, car elle est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, la QEE est souvent réduite à la qualité de la tension. C'est l'hypothèse qui est, presque, adoptée par l'ensemble des spécialistes de la QEE.

#### II.5. Caractéristiques et compatibilités des phénomènes de la QEE :

La caractérisation multiforme des phénomènes de la QEE peut être, aussi, établie selon que les phénomènes se produisent tout au long des régimes permanents, ou selon que les grandeurs d'état caractérisent des processus transitoires ou en subissent leurs conséquences. Le tableau II.2 est un extrait de [17]. Il montre une caractérisation catégorielle des phénomènes de la QEE en spécifiant les limites tolérables des amplitudes de tension et leurs caractéristiques temporelles.

Tableau II.2. Classification des divers phénomènes de la QEE					
No	Catégories	Durée	Amplitude de tension en [pu]		
I	<b>Variations de courte durée</b>				
	(a)	Creux Instantané	0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9	
		(b)	Momentané	30 cycles-3 [s]	0.1 - 0.9
	(c)	Temporaire	3 [s]-1[mn]	0.1 - 0.9	
		Surtension	Instantané	0.5 - 30 cycle.	1.1 - 1.8
			Momentané	30 cycles - 3 [s]	1.1 - 1.4
	Temporaire	3 [s] - 1[mn]	1.1 - 1.2		
Coupure	Momentané	0.5 cycles - 3 [s]	< 0.1		
	Temporaire	3 [s] - 1 [mn]	< 0.1		
II	<b>Variations de longue durée</b>				
	(a)	Coupure.	> 1[mn]	0.0	
	(b)	Baisse de tension	> 1[mn]	0.8 - 0.9	
(c)	Surtension	> 1[mn]	1.1 - 1.2		

III	<b>Variations Transitoires</b>			
(a)	Impulsionelles	Nanoseconde	< 50 [nsec]	0 - 4
(b)		Microseconde	50 - 1 [msec]	0 - 8
		Milliseconde	> 1 [msec]	0 - 4
	Oscillatoires	basse fréquence	0.3 – 50 [msec]	
		Moyennefréquence	20 [µsec]	
		Haute fréquence	5 [µsec]	
IV	<b>Déséquilibre de tension</b>		Régime permanent	-
V	<b>Déformation de la forme d'onde</b>		Régime permanent	-
(a)	Harmoniques		Régime permanent	-
(b)	Encoches de commutation		Régime permanent	-
(c)	Bruits			
V	<b>Papillotement</b>		Intermittent < 25 [Hz]	0.1 – 7 [%]
VI	<b>Variation de fréquence</b>		< 10 [s]	-

## II.6. Définitions descriptives des phénomènes de la QEE:

### II.6.1. Asymétrie (déséquilibre) :

#### II.6.1.1. Préambule :

Actuellement, le transport de l'énergie électrique à courant alternatif s'effectue par les réseaux triphasés. Les systèmes de génération délivrent, généralement, des puissances sous tensions presque symétriques et sinusoïdales [18] et [19]. L'aspect symétrie consiste à l'égalité de l'amplitude des grandeurs électriques ainsi que celle du module des impédances des phases. Le décalage angulaire entre deux vecteurs consécutifs de tension ou de courant doit être égal en valeur absolue à  $2\pi/3$ . Ces définitions de l'aspect symétrique représentent le cas idéal et elles sont loin d'être vérifiées pratiquement. Une analyse précise des circuits électriques triphasés doit inclure des limites d'asymétrie de tension, de déséquilibre de courant et de dissymétrie des paramètres. Autant on a des déviations importantes, autant les effets nuisibles seraient sévères. L'aspect asymétrique des grandeurs fondamentales est l'un des principaux indicateurs de la QEE [13], [14] et [12]. La considération de l'aspect asymétrique des grandeurs harmoniques commence à attirer l'intérêt des chercheurs [20].

Dans le contexte de la dualité : harmonique – asymétrie, la théorie des circuits électriques triphasés enregistre d'importantes sujétions qui oeuvrent dans le sens d'une indication correcte de la QEE d'une part, et de la rentabilité des systèmes électriques d'autre part [21] et [22].

### II.6.1.2. Causes du phénomène d'asymétrie :

Les causes du phénomène d'asymétrie en régime fondamental sont bien citées en bibliographie [13] et [23]. La principale cause réside dans l'utilisation des charges monophasées. Les systèmes d'éclairage et les équipements électriques, électroniques et informatiques pour l'usage domestique et administratif exigent une alimentation à basse tension monophasée. En conséquence, des courants déséquilibrés circuleront dans les impédances des réseaux en causant une asymétrie de tensions. Une répartition équitable des charges monophasées sur les trois phases est, généralement, recommandée au stade de l'étude et de la réalisation. Néanmoins, elle reste insuffisante pour éliminer le phénomène de déséquilibre. En effet, l'aspect variable est plus souvent rencontré à ce niveau d'utilisation et tend, généralement, à maintenir le déséquilibre. Egalement, les puissantes charges monophasées telles que les fours à arc, la traction ferroviaire et les machines à souder occasionneront le même effet sur des tensions d'alimentation, relativement hautes [24].

Dans les systèmes de transport, la dissymétrie des paramètres des lignes non transposées est la majeure cause d'asymétrie [25].

D'autres sources d'asymétrie à faible fréquence d'occurrence concernent les dissymétries au niveau des enroulements des transformateurs de puissance, des machines tournantes et, particulièrement, la fusion de fusibles de protection dans les batteries de condensateurs où même la diminution des propriétés d'isolement de leurs matériaux diélectriques [26]. En plus, dans l'industrie il est d'usage à pratiquer des réparations partielles sur les puissants moteur, et ce, pour éviter des situations contraignantes de manque à produire. En effet, le décochage de sections en court – circuit ou à perte d'isolement d'un enroulement serait une source potentielle de déséquilibre. Les tensions triphasées sont souvent asymétriques pendant les régimes critiques des réseaux. En présence de certains défauts tels que les courts circuits monophasés et biphasés, des creux de tensions asymétriques se produisent, différemment, au niveau des nœuds des réseaux. Leur impact dépend du régime dynamique du système en défaut et des moyens de sauvegarde et de protection.

### II.6.1.3. Méthodes d'étude de l'asymétrie

#### II.6.1.3.1 Méthode de Fortescue

Dans la prestigieuse publication de Fortescue du 1918, les composantes symétriques ont été présentées comme étant une méthode d'étude des systèmes polyphasés linéaires et asymétriques [27].

Le vecteur des tensions complexes (de même pour les courants de lignes) des phases ou simples se détermine, pour une symétrie par rapport à la phase a, à partir de la matrice de Fortescue et des composantes symétriques de tensions [28] :

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dots \\ \dot{V}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a^{m-1} & a^{m-2} & \dots & a \\ 1 & a^{m-2} & a^{m-4} & \dots & a^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{m-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dots \\ \dot{V}_{a(m-1)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.1})$$

$\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c, \dots, \dot{V}_m$  : Tensions complexes des phases ou tensions simples.

L'opérateur a, constituant l'élément principal de cette matrice, est défini par :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{m}} = \angle 2\pi/m \quad (\text{II.2})$$

La matrice de Fortescue d'ordre m est donnée par :

$$A_m = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a^{m-1} & a^{m-2} & \dots & a \\ 1 & a^{m-2} & a^{m-4} & \dots & a^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{m-1} \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

Les composantes symétriques complexes sont :

$\dot{V}_{a0}$  : La composante homopolaire ou de séquence zéro.

$\dot{V}_{a1}$  : La composante symétrique d'ordre 1 ou de séquence positive (directe).

$\dot{V}_{a2}$  : La composante symétrique d'ordre 2 ou de séquence négative (inverse).

$\dot{V}_{a(m-1)}$  : La composante symétrique d'ordre (m - 1).

Inversement, le vecteur des composantes symétriques de tensions à partir du vecteur de tensions de phases s'effectue par le calcul de l'inverse de la matrice  $A_m$  notée  $A_m^{-1}$  tel que:

$$A_m^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{m-1} \\ 1 & a^2 & a^4 & \dots & a^{2(m-1)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a^{m-1} & a^{2(m-1)} & \dots & a^{(m-1)(m-1)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.4})$$

Pour le système triphasé (m = 3), la matrice de transformation sera notée  $A = A_3$  et aura comme expression :

$$A = A_3 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

Si on considère les 3 phases a, b, c d'un système triphasé linéaire et équilibré avec la phase a comme origine des phases, les tensions complexes simples s'écrivent alors :

$$\dot{V}_a = V_a \angle 0^\circ ; \dot{V}_b = V_b \angle -120^\circ \text{ et } \dot{V}_c = V_c \angle 120^\circ \quad (\text{II.6})$$

La matrice de transformation  $A^{-1} = A_3^{-1}$  donnant, respectivement, le vecteur des composantes symétriques des tensions et en fonction des tensions asymétriques est :

$$A^{-1} = A_3^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

Où :

- $\dot{V}_0$  : La composante homopolaire ou de séquence zéro.
- $\dot{V}_1$  : La composante directe ou de séquence positive.
- $\dot{V}_2$  : La composante inverse ou de séquence négative.

On peut faire les mêmes calculs pour des symétries autres que la phase a. Ainsi, on arrive, aux mêmes résultats à l'exception de la différence des phases. C'est

pour cela, qu'il est, communément, adopté dans toutes la littérature que la phase a est toujours considérée comme phase de symétrie. Par conséquent, pour le reste du travail, on utilise, pour le cas triphasé linéaire, la notation suivante :  $\dot{V}_0$  pour la composante homopolaire,  $\dot{V}_+$  pour la composante positive et  $\dot{V}_-$  pour la composante négative.

L'impédance cyclique d'un élément série ou parallèle de réseaux peut être obtenue par :

$$[\dot{Z}_{cyc}] = [A^{-1}] \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} \end{bmatrix} [A] \quad (\text{II.8})$$

Où  $\dot{Z}_{cyc}$  est l'impédance cyclique.  $\dot{Z}_{ks}$  avec  $k, s = a, b, c$ , représentent les termes de la matrice impédance d'un élément quelconque du réseau. Si l'élément est équilibré, les termes diagonaux sont égaux :  $\dot{z}_p = \dot{z}_{aa} = \dot{z}_{bb} = \dot{z}_{cc}$  De même les termes non diagonaux seront, eux-aussi, égaux :  $\dot{z}_m = \dot{z}_{ab} = \dot{z}_{ac} = \dot{z}_{ba} = \dot{z}_{bc} = \dot{z}_{ca} = \dot{z}_{cb}$ . L'expression (II.8) aura la forme :

$$[\dot{Z}_{cyc}] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_p + 2\dot{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Z}_p - \dot{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_p - \dot{Z}_m \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

- $\dot{Z}_+ = \dot{Z}_p - \dot{Z}_m$  : Impédance de séquence positive
- $\dot{Z}_- = \dot{Z}_p - \dot{Z}_m$  : Impédance de séquence négative
- $\dot{Z}_0 = \dot{Z}_p + 2\dot{Z}_m$  : Impédance de séquence homopolaire

### II.6.1.3.2 Facteurs de déséquilibre

Le facteur de déséquilibre concernant les grandeurs fondamentales est considéré parmi les principaux indices caractérisant la qualité de l'énergie électrique [29]. On peut avoir un facteur de déséquilibre en tension ou en courant. Dans les 2 cas, il représente une quantité complexe donnée par le rapport entre la composante inverse sur la composante directe :

$$FDCV = \frac{\dot{V}_-}{\dot{V}_+} \quad (\text{II.10})$$

$$FDCI = \frac{\dot{I}_-}{\dot{I}_+} \quad (\text{II.11})$$

Le FDCV est le facteur de déséquilibre complexe de tension. Le FDCI est le facteur de déséquilibre complexe de courant. Le FDCV est, généralement, l'indice le plus utilisé dans le domaine de la qualité de l'énergie électrique [30]. Plus souvent, on considère le rapport entre les modules des composantes inverses et directes [31].

## II.6.2. Distorsion harmonique :

### II.6.2.1. Préambule :

Les formes d'ondes de tension et de courant relevées sur les différents types de réseaux électriques s'éloignent le plus souvent de la forme sinusoïdale pure [32] – [33]. Ces déviations de formes résultent, surtout, de l'intégration impérative de dispositifs non linéaires. Les propriétés électriques et les effets nuisibles qu'elles occasionnent dans les réseaux, représentent l'aspect de la pollution harmonique ou de la distorsion harmonique. La théorie de Fourier est la base d'analyse et de la mesure de la pollution harmonique. Les destructions des dispositifs, les surchauffes et les réductions des durées de vie des équipements sont leurs principaux effets. La pollution harmonique doit subir des traitements coercitifs pour son élimination ou du moins son atténuation.

### II.6.2.2. Sources harmoniques :

L'identification et la modélisation des dispositifs générant les harmoniques représentent une étape très importante dans l'analyse harmonique. Les sources classiques des harmoniques sont :

- Les dispositifs électromagnétiques fonctionnant dans un régime saturé tels que les transformateurs et les moteurs à induction.
- Les charges fluctuantes telles que les fours à arc à courant alternatif, dont la puissance peut être de l'ordre de dizaines de [MW] et les soudages à arc alternatif ou continu.
- Les décharges lumineuses appliquées dans l'éclairage fluorescent utilisé dans les circuits d'éclairage d'ensemble tels que les grandes surfaces ou l'éclairage de route.

Les sources modernes sont surtout celles qui utilisent les commutations électroniques telles que les convertisseurs statiques et leurs différentes cascades nécessaires à l'exploitation des réseaux électriques. De nouveaux systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant l'électronique de puissance et la microélectronique de commande sont de plus en plus conçus et développés. Ces systèmes, désignés sous l'acronyme FACTS, permettent de résoudre un bon nombre de problèmes liés aux réseaux électriques [14]. Principalement, on trouve le SVC, le TCSC, le UPFC, etc. Si les performances dynamiques de ces nouveaux dispositifs contribuent à la maîtrise des réseaux, ils font, actuellement, l'objet d'investigations concernant leurs comportements non linéaires et précisément leur pouvoir de génération harmonique [19]. Le tableau 1.3 résume les différentes sources harmoniques.

<b>Tableau II.3. Classification des sources harmoniques</b>	
<b>Classes de sources harmoniques</b>	<b>Dispositifs</b>
Dispositifs de l'électronique de puissance	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Redresseurs, onduleurs et cycloconvertisseur</li> <li>➤ Dispositifs FACTS (SVC, TCSC, ... etc.)</li> </ul>
Fours à arc	➤ A courant continu ou à courant alternatif
Dispositifs à saturation magnétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Transformateurs et bobines à noyau ferromagnétique</li> <li>➤ Machines électriques tournantes</li> </ul>
Décharges lumineuses	➤ Circuits d'éclairage

**Remarque 1 :** Les spectres harmoniques peuvent contenir des composantes ayant des ordres harmoniques fractionnels. Ces derniers sont appelés inter harmoniques. Ils sont, généralement, générés par les mêmes sources indiquées au tableau II.3 avec, cependant, des conditions particulières inhérentes aux régimes de fonctionnement et aux exigences d'exploitation [37].

### II.6.2.3. Taux de Distorsion Harmonique

Il est possible de caractériser les perturbations harmoniques au moyen de deux paramètres, le taux de distorsion harmonique (THD) et le facteur de puissance. Le THD permet de quantifier les perturbations harmoniques, et la fateur de puissance permet de qualifier la consommation de la puissance réactive [18].

Le taux de distorsion harmonique peut-être calculé pour le courant par :

$$TDH_i\% = 100 \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{I_{Lh}}{I_{Lf}}\right)^2}$$

### II.6.3. Fluctuations de tension :

La fluctuation de la tension déviant de  $-10$  [%] à  $+10$  [%] de la valeur nominale est divisée en 2 catégories.

- Changements graduels des tensions: ils peuvent être soit réguliers ou irréguliers dans le temps à l'exemple des machines à souder, aux transporteurs miniers etc.
- Changement aléatoires ou cycliques de tension: ce phénomène est causé, généralement, par les charges à comportement très variable à l'exemple des fours à arc, aux laminoirs, de certains processus pétrochimiques, etc.

### II.6.4. Phénomène de papillotement (Flicker) :

Le phénomène de papillotement est, généralement, associé au phénomène de fluctuations de la tension. C'est l'impression d'une fluctuation de luminance ou de couleur que l'oeil humain perçoit [38] et [39]. La fluctuation de tension est un phénomène électromagnétique alors que le papillotement est sa conséquence indésirable. Généralement, toute charge ayant un courant très variable circulant dans l'impédance des systèmes électriques (générateurs, transformateurs et lignes) cause une modulation d'amplitudes de la tension. L'enveloppe ainsi constituée défile avec une fréquence propre au phénomène du papillotement pouvant atteindre 25 [Hz] (Figure. II.1).

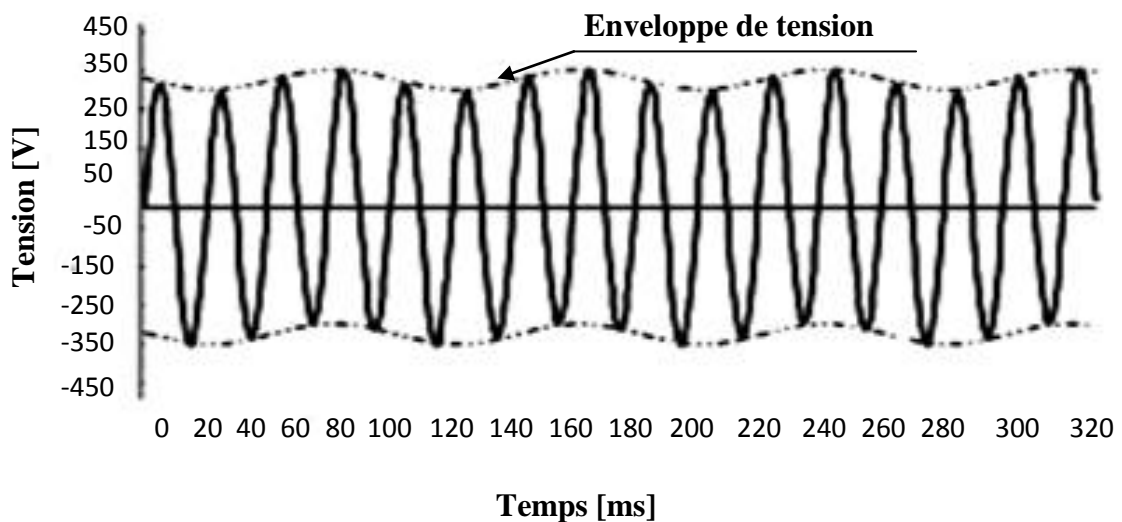


Figure. II.1. Phénomène de papillotement.

#### 1. Sévérité du phénomène de Flicker :

Elle représente une mesure de désagrément qu'elle cause à l'oeil humain. Elle est évaluée par les 2 termes suivants [40]:

- Terme de sévérité de courte durée Pcd , mesuré pendant dix minutes.
- Terme de sévérité de longue durée Plc calculé selon l'expression suivante :

$$Plc = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{(Pcd)_i^3}{12}} \quad (\text{II.12})$$

On doit observer entre deux Pcd successives, un intervalle de 2 heures.

### II .6.5. Creux de tension :

Un creux de tension est une diminution de l'amplitude de la tension de 10[%] à 90 [%] de la valeur nominale pendant une durée allant de 10 [ms] à 1[mn] selon [17]. Dans [16], la norme EN50160 est définie similairement avec, cependant, un intervalle de diminution allant de 1 [%] à 90 [%].

Les creux de tension ont pour principale origine les courts – circuits et le démarrage des moteurs de grande puissance.

Les différents types de courts – circuits créent des variations soudaines à l'amplitude de la tension prenant, généralement, la forme rectangulaire en fonction du temps (Fig.II.2).

Pendant les démarrages, le courant des moteurs dépasse de plusieurs fois le courant nominal et diminue progressivement lorsque la machine se rapproche de sa vitesse de service. Cette surintensité qui dure de quelques secondes à quelques dizaines de secondes, produit une chute de tension sur les trois phases qui décroît avec la diminution du courant (Figure. II.3).

**Remarque 2 :** Une coupure brève représente une amplitude de tension atteignant jusqu'à 10 [%] de la valeur nominale pendant une durée allant de 10 [ms] à 1 [min].

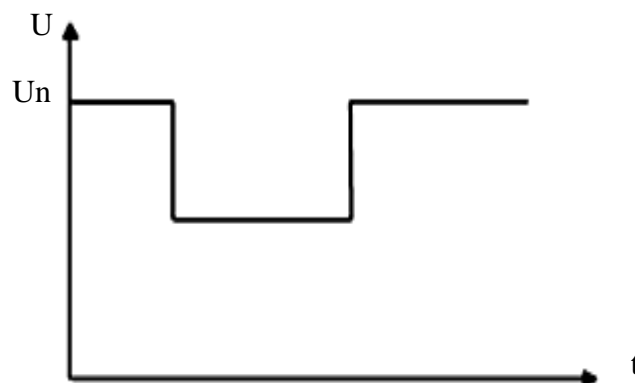


Figure II.2. Creux de tension lors d'un court circuit.

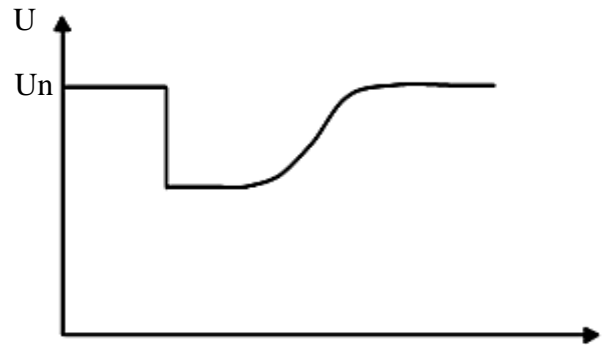


Figure. II.3. Creux de tension lors d'un démarrage d'un moteur.

### II.6.6. Surtensions :

Les surtensions correspondent à des augmentations de l'amplitude de la tension de 1,1 [pu] à 1,8 [pu]. Les surtensions sont moins fréquentes que les creux de tension et sont, généralement, dues à des courts-circuits dans les systèmes à neutre isolé qui engendrent à la fois des creux de tension et des surtensions. En cas de court – circuit monophasé, les deux phases non concernées par le défaut peuvent prendre une valeur pouvant atteindre la tension composée. En cas de court – circuit biphasé, la phase non affectée par le défaut se caractérise par une surtension qui peut atteindre 1,5 [pu]. Des surtensions peuvent également être provoquées par des phénomènes d'origine atmosphérique, par des déclenchements de charges importantes, par des mauvais fonctionnements de régulateurs de tensions, par ferrorésonance ou par des manœuvres d'appareillage de réseaux.

### II.6.7. Disparités des normes :

Dans les différentes normes, la terminologie utilisée pour les différents événements affectant l'amplitude de la tension fondamentale ainsi que ses limites correspondantes ne sont pas en parfaite harmonie. Les figures II.4 et II.5 relatives aux normes EN50160 et IEEE 1159, respectivement, montrent certaines de ces disparités. En effet, les amplitudes de tensions fondamentales sont comptées, différemment, soit en amplitudes ou en durées d'événements.

Le phénomène harmonique se prête, généralement, à une terminologie cohérente dans les normes. Cependant, il y a différents seuils limitatifs que se soit pour les ordres harmoniques ou pour le TDH. Il est de même pour le phénomène de déséquilibre où il est, généralement, question que du rapport entre la composante négative à la fréquence fondamentale sur celle positive. Les limites normalisées oscillent entre 2 [%] à 5 [%], [29] et [31].

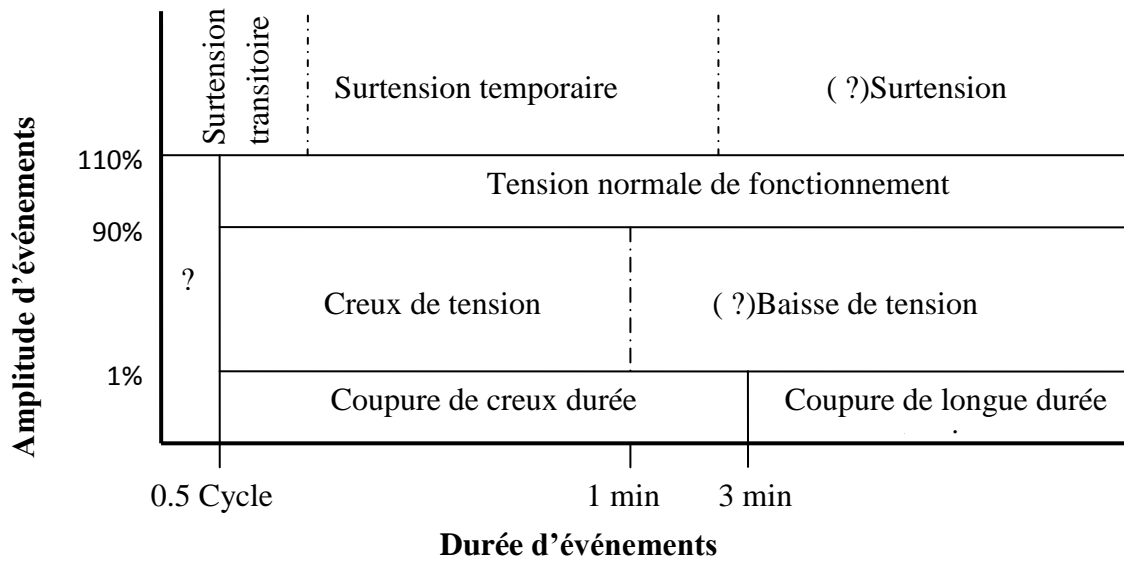


Figure. II.4. Déviation de l'amplitude de la tension au sens de la norme EN 50160.

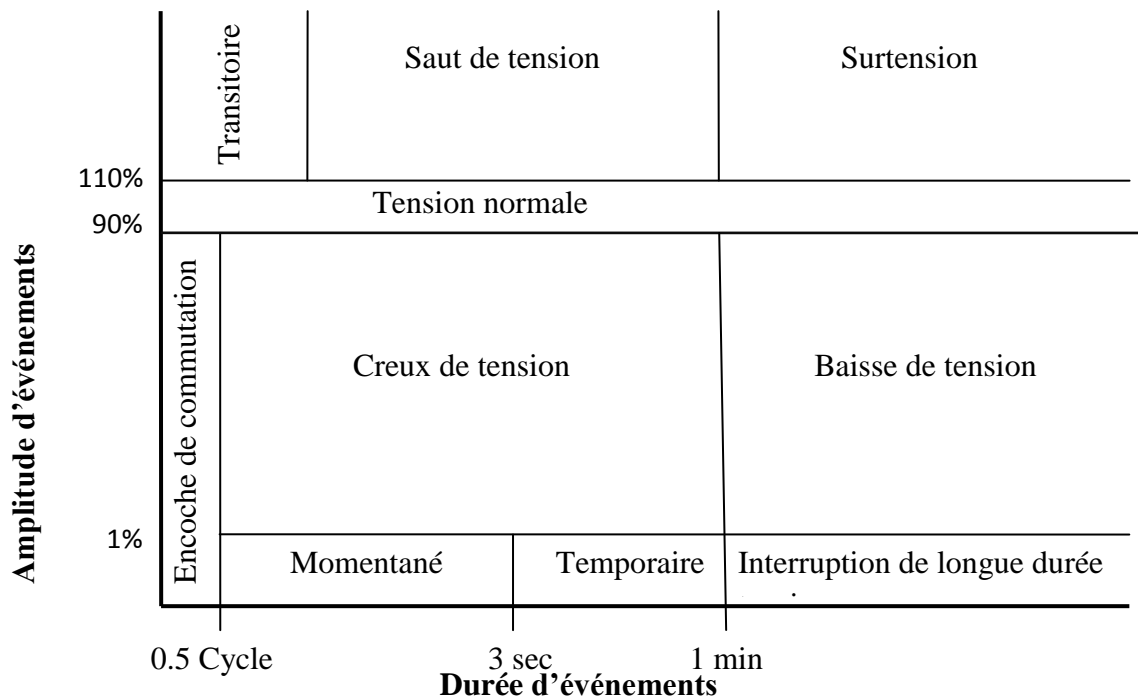


Figure. II.5. Déviation de l'amplitude de la tension au sens de la norme IEEE Std 1159-95.

**II.6.8. Variation de la fréquence :**

La fréquence est l'expression électrique de la vitesse de rotation des alternateurs. Au cours des régimes établis des systèmes électriques de large dimension, les alternateurs rendus solidaires par le couple synchronisant, tournent tous à la même vitesse. Il y a, alors, égalité entre le couple moteur fourni par la turbine, et le couple résistant égal au couple électrique opposé par le réseau : autrement dit, l'égalité entre la production et la

consommation de la puissance active. Tout déséquilibre de ce bilan entrainera une déviation de vitesse donc de fréquence.

Les variations de la fréquence fondamentale  $\Delta f$  sont définies comme étant des déviations par rapport à une valeur nominale spécifiée (50 ou 60 [Hz]). Elles peuvent être exprimées comme suit :

$$\Delta f = f - f_n \quad (\text{II.13})$$

La variation relative de la fréquence *VRF* peut être aussi exprimée comme suit :

$$VRF = \frac{\Delta f}{f_n} \quad (\text{II.14})$$

Les variations de la fréquence sont rares dans les systèmes électriques. Cependant, dans le cas des réseaux de distribution dotés de groupes électrogènes comme sources de remplacement ou de secours, elles peuvent être très ressenties à cause de l'influence de la variation des charges et les dysfonctionnements des équipements.

## II.7. Méthodes d'analyse des phénomènes de la QEE

On rencontre multiples méthodes d'étude de la QEE. On cite, principalement, les séries et la transformation de Fourier, la décomposition de Fortescue et le vecteur instantané d'espace. Par ailleurs, les harmoniques et l'asymétrie agissent par processus dual pendant les régimes permanents.

Dans les 3 dernières décennies, on assiste à une remise en question de la théorie des circuits électriques [22], [21] – [23]. Cette dernière s'articulait sur des abstractions simplificatrices, notamment, celle considérant, uniquement, la présence de la composante positive à la fréquence fondamentale. Une plus précise analyse des phénomènes de la QEE repose, indéniablement, sur une théorie interprétant, fidèlement, les processus physiques de transit énergétique. Cela est autant recommandé du fait des tendances d'ouverture des marchés de l'énergie électrique. 2 contributions sont proposées :

- L'une considère une nouvelle technique de balayage fréquentiel basée sur les impédances harmoniques cycliques,
- La deuxième enrichie la formulation moderne de la puissance apparente effective en l'élargissant au référentiel cyclique pour tout ordre harmonique.

### II.7.1. Outil mathématique d'analyse harmonique : Séries de Fourier

La théorie de Fourier représente un artifice mathématique qui permet à dissocier l'étude à la fréquence fondamentale de celle relative aux fréquences harmoniques. On approxime le problème global en autant de problèmes linéaires qu'il y a de rangs harmoniques (Fig. II.6). Elle établit aussi une relation entre les grandeurs dans le domaine temporel avec celles du domaine fréquentiel [2].

### II.7.2. Outil théorique de mesure harmonique : Transformée de Fourier

La transformée de Fourier et son inverse permettent de généraliser le concept précédent. En effet, toute fonction périodique réelle du domaine temporel ou fréquentiel peut être décrite en tant que fonction continue dans le domaine inverse (fréquentiel ou temporel). Les séries de Fourier ne seront, alors, qu'un cas particulier de la transformée de Fourier appliquée aux signaux périodiques.

#### II.7.2.1 Mesure des harmoniques

L'utilisation du matériel numérique pour le calcul de la transformée de Fourier des fonctions a nécessité l'introduction de la transformée de Fourier discrète. Le calculateur numérique ne peut traiter que des nombres en quantité limitée, en fonction de la taille de sa mémoire.

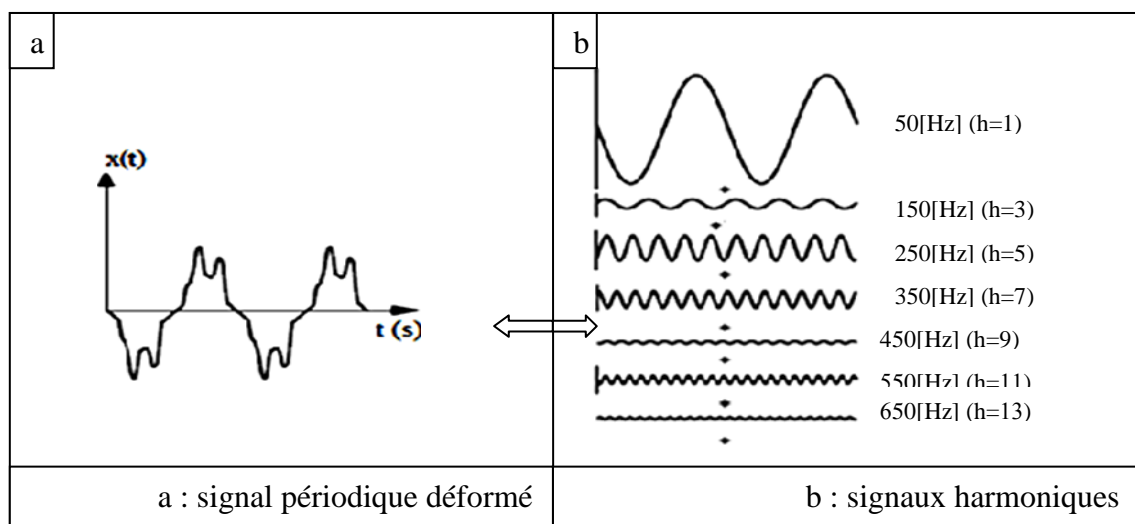


Figure. II.6. Représentation en série de Fourier d'un signal périodique déformé.

### II.7.2.2 Forme discrète de la transformée de Fourier et algorithmes de la FFT

Pour une fonction échantillonnée à la fois dans les domaines de temps et de fréquence, la transformée discrète s'écrit:

$$X(f_k) = \frac{1}{N} \sum_{h=0}^{N-1} x(t_h) e^{-j2\pi kh/N} \quad (\text{II.15})$$

C'est une fonction valable pour des signaux de durée limitée à N échantillons.  $t_h$  est le  $h^{\text{ème}}$  échantillon temporel et  $f_k$  est le  $k^{\text{ème}}$  échantillon fréquentiel. La transformée de Fourier inverse  $x(t_h)$  de  $X(f_k)$  est donnée par:

$$X(t_h) = \sum_{k=0}^{N-1} x(f_k) e^{j2\pi kh/N} \quad (\text{II.16})$$

La FFT, comme algorithme efficace introduit par Cooley et Turkey [44], permet d'obtenir la transformée de Fourier discrète. Elle représente un outil important de mesure et de diagnostic. La pollution harmonique comme aspect principal de la QEE incite à un suivi rigoureux de ses indices d'appréciation. Les programmes de mesures basés, souvent, sur la FFT deviennent une pratique courante et essentielle pour bien veiller au respect des limites recommandées par les normes ..

Cependant, la précision de mesure est, actuellement, sujette aux investigations qui sont dictées, principalement, par l'éventuelle présence des rangs fractionnels (inter harmoniques), la nature variable des grandeurs mesurées et l'absence de limites normatives concernant leur appréciation.

### II.7.2.3. Limites d'application de la FFT pour la mesure des harmoniques

L'application de la FFT est subordonnée à l'opération d'échantillonnage du signal. La fréquence d'échantillonnage, telle que définie par le critère de Nyquist, doit être supérieure ou égale au double de la fréquence du signal. Cette restriction est nécessaire pour se prémunir contre l'effet de repliement. Pratiquement, les mesures des signaux dans le domaine du temps s'effectuent par prélèvement de portions échantillonnées grâce à la procédure de fenêtrage. Cette dernière consiste à multiplier le signal échantillonné par une certaine fonction bornée (L'une des fenêtres qu'on peut trouver dans [2]) et à appliquer, par la suite, l'un des algorithmes de la FFT. Il est

indiqué que la FFT donne des résultats de mesure précis sous les conditions suivantes [25] :

- Le signal doit être stationnaire.
- La fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la fréquence du signal.
- Le nombre des échantillons doit être entier.
- La forme d'onde ne doit pas contenir des fréquences fractionnelles (rang inter harmonique).
- L'identification et la correction des imperfections des éléments de la chaîne de mesure à l'exemple des transformateurs de mesure et des convertisseurs analogiques / numériques.
- Le filtrage anti-repliement.

Les processus technologiques des chaînes de production contribuent, généralement, à des variations aléatoires de leurs différents paramètres et grandeurs. Les spectres générés par certaines charges telles que les fours à arc et les convertisseurs de fréquence contiennent les ordres fractionnels (inter harmoniques). Dans ce cas, il est nécessaire de procéder par multifenêtrage afin d'assurer des mesures correctes [25], [26]. Cependant, une attention supplémentaire est à considérer pour éviter la naissance d'ordres inter harmoniques propres à la chaîne de mesure [27].

## II.8. Conclusions :

Des méthodes d'analyse de l'ensemble des phénomènes de la QEE ont été présentées. Les aspects de non linéarité, d'asymétrie et de creux de tension ont fait l'objet d'une attention particulière. Cela est justifié par leur important impact économique sur le fonctionnement des systèmes électro énergétique. Une contribution à l'étude de la dualité : harmoniques - asymétrie a été formulée par deux nouvelles propositions.

En effet, l'aspect asymétrique des grandeurs fondamentales et harmoniques a été identifié par une triple décomposition matricielle. Les composantes symétriques des grandeurs harmoniques ont été déduites. Dans ce contexte, l'appréciation du déséquilibre harmonique par indices qualitatifs a été présentée comme un intéressant sujet pour l'évolution des normes et des tâches d'exploitation et de contrôle.

Le phénomène de creux de tension a été analysé selon les différentes configurations possibles des circuits triphasés. Ce phénomène est plus ressenti en termes de préjudices, comparativement, aux déviations en excès de la tension. Il a été relevé les majeures contraintes relatives à leur fréquence d'occurrence, leur courte durée et leur important impact sur la continuité de service. En conséquence, les systèmes électriques subiraient des pertes économiques par manque à produire ou par défaillance d'équipements.

## ***Chapitre III***

***Estimation de la qualité de l'énergie  
dans le contexte du libre marché***

### **III.1. Introduction**

Les réseaux électriques servent comme support physique au transit des flux d'énergies. Ces derniers ne peuvent être stockés, du moins actuellement, que par quantités, relativement, très faibles. Les processus de production, de transmission et de consommation doivent s'effectuer selon une logique du juste à temps. Cela représente une contrainte dans la mesure où les puissances demandées par les consommateurs ainsi que les différentes pertes doivent être, absolument, égales à celles produites.

Tout déséquilibre entre l'énergie produite et celle consommée est synonyme de perturbation.

L'organisation classique des systèmes électriques obéit à une disposition hiérarchique avec un transit unidirectionnel s'effectuant de la production vers les consommateurs en passant par le transport et la distribution. Cette chaîne de transit sans la considération des consommateurs industriels et tertiaires est verticalement intégrée où, généralement, une compagnie unique détenant le monopole de production, de fourniture et de commercialisation. Ce monopole a contribué à l'électrification des pays dont l'investissement est supporté par les pouvoirs publics. La gestion des systèmes électriques est un service public dont l'objectif est la fourniture d'énergie électrique aux consommateurs à un prix subordonné à la politique socio-économique de chaque pays.

Au cours des années 90, des orientations en faveur de la libéralisation des secteurs de l'énergie électrique ont été prononcées dans plusieurs pays d'Amérique, d'Europe et d'Asie [28]. Le libre marché qu'on s'efforce, actuellement, à l'inculquer comme culture sociale partout dans le monde, diversifie les intervenants dans les systèmes électriques en considérant l'énergie électrique comme un produit auquel s'appliquent des mécanismes de partenariat et d'actionnariat.

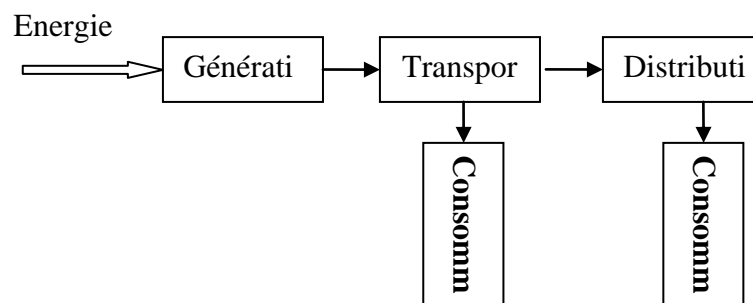
En Algérie, la société algérienne de l'électricité et du gaz 'SONELGAZ', détenait le monopole depuis 1969 jusqu'au 2002 où à cette date, une batterie de lois était venue encourager l'ouverture du secteur de l'électricité aux opérateurs privés [29]. Ce changement dans la politique énergétique nationale était venu comme un fait logique dicté par les recommandations de restructuration des secteurs énergétiques mondiaux [20].

Le contexte du libre marché de l'électricité introduit de nouvelles règles de gestion. Les missions de production, transport, distribution et commercialisation seraient attribuées à des entités indépendantes les unes des autres. En plus de la gestion des flux d'énergie, la gestion des conflits s'ajoute comme nouvelle préoccupation à laquelle, tous les intervenants doivent s'y intéresser. L'ensemble des intervenants devrait, alors, aboutir à des procédures cadres leur assurant équité et meilleure rentabilité. A cet effet, l'indication qualitative émerge comme garante à l'atteinte des meilleures performances tout en veillant à l'intérêt général. Au gré d'une meilleure QEE, le contexte du libre marché de l'électricité sera, de surcroît, synonyme de modernisation, de ressources réparties, de réseaux actifs et intelligents ainsi qu'une meilleure rentabilité économique.

### **III.2. Mise en place d'une marche concurrentielle de l'énergie électrique**

L'ère actuelle du monde de l'énergie électrique est celle de la transition depuis un modèle de monopole vers un modèle libéral. Ce dernier est désormais un objectif stratégique de la quasi-totalité des pays du monde. Leur marche vers cet objectif connaît, cependant, un avancement inégal. La figure (III.1) montre la structure classique qui devrait être abandonnée au profit d'un schéma libéral tel que montré à la figure (III.2). Cette dernière dérégulation dans le monde. Cependant, certaines différences peuvent exister d'un pays à un autre aux niveaux des missions et attributions que ce soient techniques ou commerciales.

Les activités liées à la production, au transport, à la distribution et à la commercialisation de l'énergie électrique sont assurées, selon les règles commerciales dans le cadre du service public.



*Figure. III.1. Structure classique des systèmes électriques.*

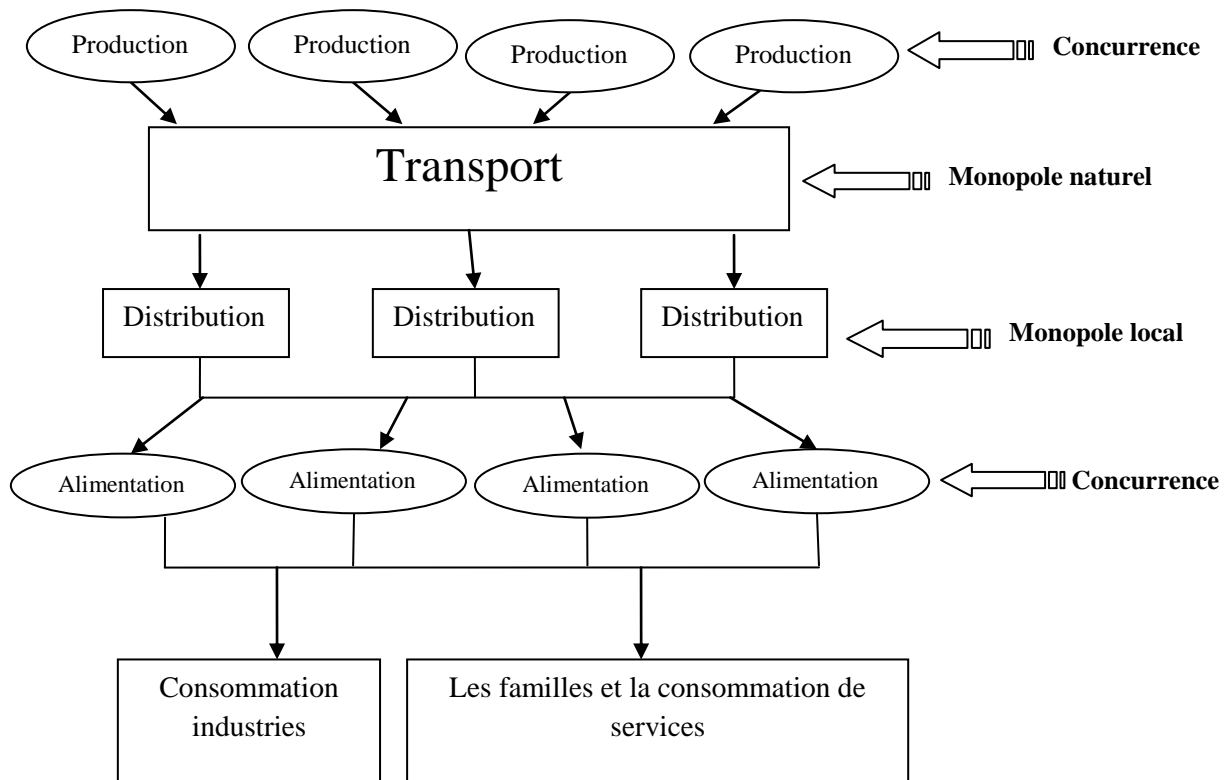


Figure. III.2. Structure de dérégulation des systèmes électriques.

Le service public a pour mission de garantir l’approvisionnement en énergie électrique et vise, principalement, à :

- Fournir l’énergie électrique aux clients non éligibles avec équité et meilleure qualité.
- Assurer, dans le cadre de l’égalité de traitement, le raccordement et l’accès des distributeurs, des clients éligibles et des producteurs d’énergie électrique aux réseaux de transport;

Les activités de production de l’électricité sont ouvertes à la concurrence. La structure de régulation établit les programmes indicatifs des besoins en moyens de production d’électricité après consultation de l’opérateur du système, de l’opérateur du marché et des distributeurs. Ce programme doit être soulevé au niveau ministériel pour approbation.

Le réseau de transport est un monopole naturel. Sa gestion sera assurée par un gestionnaire unique. Ce dernier bénéficie d’une autorisation d’exploiter de la part de la structure ministérielle et celle de régulation. Il doit assurer l’exploitation, la maintenance et le développement du réseau. La gestion du système de production – transport est réalisée par l’opérateur du système. Celui-ci assure la coordination du système de production-transport. Il veille, en particulier, à :

- L'équilibre permanent entre consommation et production et la prévision à court et à moyen terme de la demande en énergie électrique.
- La gestion de la réserve du parc de production et, éventuellement, les échanges internationaux.
- L'exécution des décisions des pouvoirs publics relatives à la garantie de l'alimentation électrique.

Ces fonctions sont réalisées en coordination avec l'opérateur du marché. L'opérateur du système ne peut exercer des activités d'achat ou de vente d'énergie électrique. La gestion du marché de l'électricité est assurée par un gestionnaire unique dénommé opérateur du marché dont la fonction est la gestion du système d'offre de vente et d'achat d'énergie électrique.

### **III.3. Modèles de la marche libre d'électricité**

L'abandon du schéma monopoliste basé sur les compagnies verticalement intégrées au profit de celui libéral verra l'émergence de nouveaux modèles de marchés. On rencontre, généralement, le modèle de desserte commune et traduit de l'anglais 'Pool Co model', le modèle à transaction bilatérales [21].

#### **III.3.1. Modèle Pool Co**

Dans le modèle Pool Co, le marché d'électricité peut être établi au niveau de la structure de transport. Elle vient comme interface entre producteurs et distributeurs. L'exemple schématisé dans la figure (III.3) montre que toute l'énergie produite est vendue et commercialisée dans un récipient unique qui est, physiquement, le système de transport. La gestion commerciale est effectuée par l'opérateur du marché. Les achats de l'énergie s'effectuent par le biais de l'opérateur de marché et non, directement, chez les producteurs. Le prix est fixé par l'opérateur du marché ou dans certains cas par l'opérateur du système après que les producteurs et consommateurs définissent leurs engagements en matière de production ou consommation, respectivement. Dans ce contexte, la communication de ces informations considérées comme véritables préludes à la détermination des prix, se fait selon un échéancier bien défini [22]. Dans la référence [23], une explication très détaillée de ce modèle de marché a été présentée. On lit, principalement, le respect d'une concurrence dans des limites techniques et économiques favorisant une pérennité à tous les intervenants. Les mécanismes de

gestion, en question, favorisent la capitalisation des profits en juste proportion aux engagements individuels de chaque intervenant.

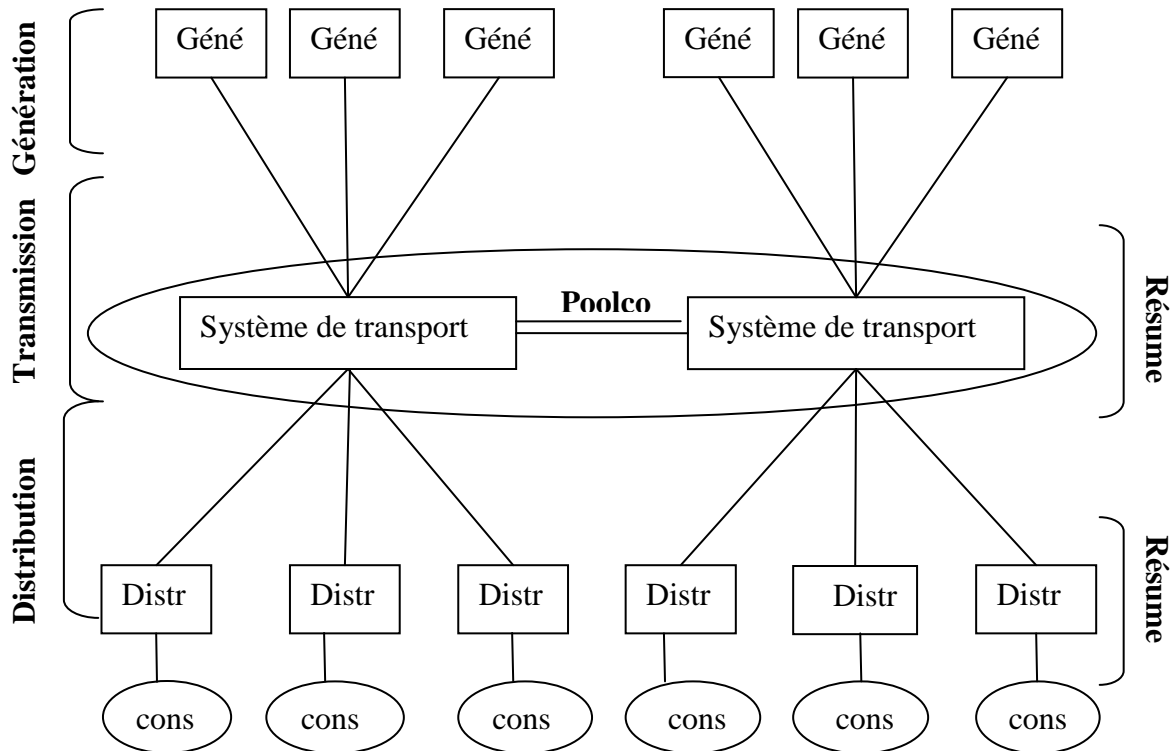


Figure. III.3. Modèle Pool Co.

### III.3.2. Modèle basé sur les transactions bilatérales

Les transactions bilatérales sont des contrats entre vendeurs et acheteurs de l'énergie électrique. La quantité mise à disposition au niveau du système de transport serait soutirée par les consommateurs (Fig.III.4). Ce scénario favorise une production maximale aux niveaux des nœuds de génération correspondante aux besoins des nœuds de consommation. Néanmoins, certaines hypothèses sont à considérer à savoir :

- Il y a multiple nœuds de génération
- Il y a multiple nœuds de consommation
- La puissance active souscrite est connue à l'échelle du temps
- La puissance réactive est définie selon des dispositions de compensation locales
- Le système de transport est dimensionné, suffisamment, pour le transfert de la puissance. souscrite.

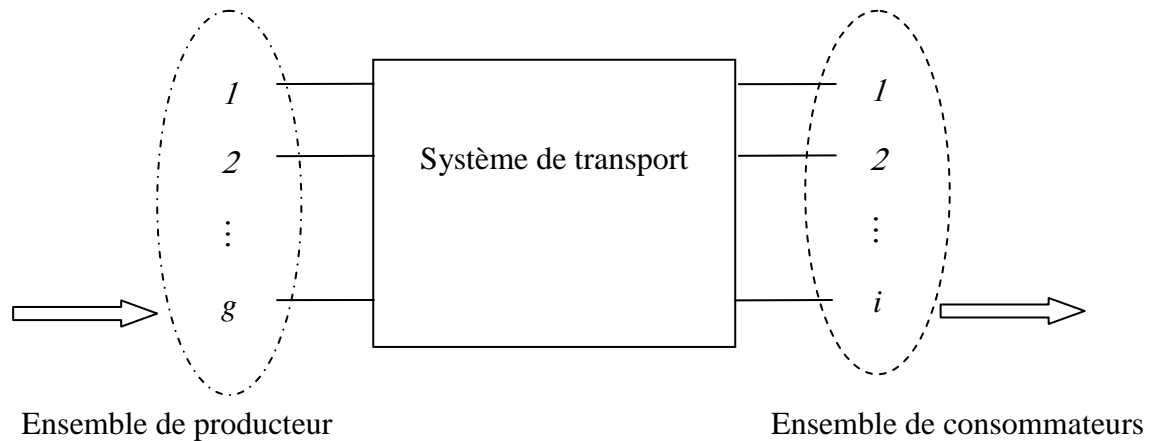


Figure. III.4. Modèle basé sur la transaction bilatérale.

### III.4. Libre marché à l'échelle régionale

Le principe d'interconnexion au sein des réseaux nationaux et internationaux est adopté à l'unanimité dans le contexte mondial. Une meilleure modulation des puissances disponibles avec moins d'investissement sont parmi les multiples avantages qu'offrent les réseaux interconnectés. Dans ce cadre, les pays des rives sud et sud-est de la Méditerranée se sont souscrits pour un marché euro-méditerranéen.

L'objectif fixé par les pays bordant la méditerrané est d'y instituer une zone de libre échange de l'énergie. Les pays du nord africain se constituent, séparément, en 2 blocs :

- L'un regroupant la Tunisie, l'Algérie et le Maroc (TAM),
- L'autre regroupant la Libye et l'Egypte avec la Jordanie, la Syrie et le Liban (LEJSL).

Ces 2 blocs devraient se connecter au réseau européen à travers la mer.

En terme institutionnel, l'avancement de la libéralisation a été important en Algérie et en Egypte donnant au secteur une physionomie plus propre à rentrer dans une dynamique concurrentielle. La dissociation comptable des activités de transport, de distribution et de production sont les préalables à une ouverture bien prononcée. En revanche, et en termes de partenariat et d'actionariat, aucune forme libérale bien agissante n'est évidente dans la rive sud de la méditerrané. L'absence d'opérateurs de marché, de clients éligibles et de concessions laisse plus les formes des monopoles.

Un amalgame de gestion oscille entre volonté politique d'ouverture et persistance de certains outils de gestion monopoliste.

### **III.5. Tarifs dans les modèles classiques**

Dans le schéma classique verticalement intégré, le souci des fournisseurs de l'énergie électrique est la mise à disposition d'une énergie électrique selon des principes d'égalité de traitement et d'efficacité énergétique [24].

L'égalité de traitement stipule que tous les clients ayant les mêmes caractéristiques d'utilisation (même courbe de charge, même tension d'alimentation,...,etc.) paient le même prix ou avoir les mêmes opportunités tarifaires. L'efficacité économique est la répercussion de l'ensemble des coûts sur chaque client (que ce dernier occasionne au système électrique quelle que soit l'utilisation qui est faite de l'électricité) [24].

L'objectif recherché, de part ces principes, est la fourniture d'énergie au moindre coût avec un meilleur profil de qualité de service. Elles incitent aux économies d'énergie, par effacement ou report de consommations vers une période peu chargée. Prenant, au vu des tarifs, la décision qui minimise l'ensemble de ses propres coûts, le consommateur fait ainsi le choix qui minimise les coûts de toute la chaîne de production, transport, distribution et consommation de l'électricité. Ainsi, le fournisseur devient, alors, neutre vis-à-vis des décisions de ses clients :

- Si un consommateur effectue une opération d'économie d'énergie, sa facture d'électricité diminue, mais uniquement à hauteur des économies réalisées par le système électrique.
- Si, au contraire, il renonce à cette opération, le système électrique doit développer et exploiter des infrastructures supplémentaires, mais la facture du client suffit à payer ces dépenses supplémentaires.

Il apparaît à côté des objectifs d'équité et d'efficacité, une contrainte de praticabilité. Dans le temps, les différents tarifs comportent des périodes regroupant des heures pendant lesquelles les coûts sont relativement homogènes ; les kilowattheures consommés, au cours d'une période tarifaire donnée, sont tous facturés au même prix, alors qu'en réalité l'heure la plus coûteuse et l'heure la moins coûteuse d'une même période peuvent avoir des coûts relativement éloignés. Il reste, alors, à définir le prix de revient

(pour la collectivité) à retenir. Le concept du coût marginal se présente comme une bonne orientation vers des choix corrects des usagers.

### **III.5.1. Concept des coûts marginaux**

Le coût marginal se définit comme le coût que fait supporter à la collectivité l'utilisateur qui décide de consommer un kilowatt supplémentaire sur une période donnée. L'objectif de la tarification au coût marginal se définit, donc, ainsi : au moyen de signaux de prix, inciter les consommateurs à utiliser leurs équipements électriques au mieux de l'intérêt général. Les clients diminuant une partie de leurs consommations durant les heures chères démontre l'intérêt d'une tarification basée sur les coûts marginaux. Alors, Le coût d'un kilowattheure dépend fortement des conditions dans lesquelles il est produit et distribué. En conséquence, toute la chaîne de production, transport et distribution doit permettre une adaptation permanente entre l'offre et la demande d'électricité. En pratique, cette adaptation constante peut résulter de 2 types d'ajustements :

#### **1. Ajustement de l'offre**

Il consiste, à court terme, à adapter minute par minute la production des centrales disponibles et, à plus long terme, à construire de nouvelles capacités de production et de distribution.

#### **2. Ajustement de la demande**

Il peut résulter d'une gestion de la charge avec des tarifs incitatifs qui, en utilisant la sensibilité de la demande aux prix, permettent d'agir sur la courbe de charge globale du système électrique. Ainsi, la régulation globale du système offre - demande implique une optimisation du parc de production en fonction des évolutions de la demande. Ces dernières dépendent de la structure des tarifs pratiqués qui, eux-mêmes reflètent les coûts du système de production.

### **III.5.2. Calcul des coûts marginaux**

#### **1. Approche à court terme**

Le coût marginal de court terme d'une fourniture est le supplément de coût de production, de transport et de distribution qui résulte de cette fourniture

supplémentaire sur une période donnée, à capacités inchangées de production, de transport et de distribution.

## **2. Approche à long terme**

Le coût marginal de long terme d'une fourniture est le supplément de coût de production, de transport et de distribution qui résulte de cette fourniture supplémentaire, pour une année donnée, en supposant que le producteur-distributeur d'électricité est capable de modifier ses capacités.

### **III.6. Structures tarifaires nationales**

La reformulation des structures tarifaires allant dans le sens d'ouverture, est une indication objective de l'instauration d'un marché libre de l'électricité. Néanmoins, les structures nationales classiques de tarification sont, généralement, reconduites à titre transitoire, surtout, dans certains pays où le processus d'ouverture accuse du retard. Dans ce qui suit, quelques structures tarifaires nationales sont présentées et dans lesquelles, la lecture qualitative s'avérerait impérieuse pour une évaluation économique équitable dans le contexte du libre marché de l'électricité.

#### **III.6.1. Structure tarifaire algérienne**

La facturation de l'électricité livrée par les structures chargées de la commercialisation se fait uniformément sur tout le territoire. En haute tension (HTB), les tarifs hors taxes de l'électricité incluent les paramètres suivants [25] :

- Les coûts de production de l'électricité.
- Les coûts relatifs au transport et la distribution.
- Les coûts de commercialisation.
- Les coûts permanents du système électrique et ceux de diversification.

**Remarque:** Les incitatifs à l'économie d'énergie peuvent être intégrés. L'expression générale de la structure tarifaire est un polynôme comportant 3 parties : un terme constant TF, un terme qui facture la puissance TP et un terme qui facture l'énergie TE :

$$MF = TF + TP + TE \quad (2.1)$$

Où MF caractérise le montant de la facture en [DA].

TF correspond au terme fixe représentant les redevances fixes en [DA]. Il couvre les frais de gestion technique et commerciale : entretien du raccordement au réseau, entretien courant, vérification du comptage, relevé et facturation. TP simule le terme de puissance donné selon l'expression :

$$TP = c P_{md} + d P_{ma} \quad (2.2)$$

- $P_{md}$  : Puissance mise à disposition du client [kW].
- $P_{ma}$  : Puissance maximale absorbée en [kW] au cours de la période de facturation. La  $P_{ma}$  ne doit pas dépasser la  $P_{md}$ .
- $c$  et  $d$  : Prix de facturation en [DA/kW/mois] de la puissance mise à disposition et de la puissance maximale absorbée ; respectivement.
- TE : Terme d'énergie donné selon l'expression :

$$TE = e_h W_{ph} + g (W_Q - r W_p) \quad (2.3)$$

Où :

- $W_p$ : Energie active en [kWh] consommée en cours de la période de facturation.
- $W_{ph}$  :Energie active consommée au cours de la période de facturation dans le poste horaire  $h$  ( $W_p = \sum W_{ph}$ ) et dont le prix est différencié par période de la journée (postes horaires) :
  - ✓ Heures de pointe s'étalant de 17<sup>H</sup> à 21<sup>H</sup>,
  - ✓ Heures pleines s'étalant de 6<sup>H</sup> à 17<sup>H</sup> et de 21<sup>H</sup> à 22<sup>H</sup>,
  - ✓ Heures creuses s'étalant de 22<sup>H</sup> 30' à 6<sup>H</sup>.
- $e_h$  : Prix de l'énergie active en [cDA / kWh] par poste horaire  $h$ .
- $W_Q$ : Energie réactive en [kVArh] consommée au cours de la période de facturation.
- $g$  : Prix de l'énergie réactive en [cDA / KVARh].
- $r$  : Valeur du rapport  $\tan \theta = W_Q / W_p$ . La consommation d'énergie réactive donne lieu à une bonification ou à une majoration.

Les termes TP et TE incluent l'approche marginale dans la définition des coûts. En effet, le terme TP contient la  $P_{md}$  qui est la puissance réservée par le fournisseur en vertu d'un accord passé avec le client et que ce dernier peut appeler selon ses besoins. D'autre part, la facturation de la  $P_{ma}$  incite le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de puissance à la pointe. Le terme TE contient le paramètre «  $r$  » qui incite à la

rationalisation de l'utilisation des équipements au gré d'un meilleur profil de consommation de l'énergie active et de la circulation de la puissance réactive. Toute réalisation mensuelle occasionnant une valeur de « r » < à 0.5 est synonyme d'une majoration que le client doit payer en plus du montant réalisé de la facturation. Des valeurs de « r » > à 0.5 entraînent une bonification que le fournisseur dégrève du montant au cours de la période de la facturation mensuelle [25].

La structure tarifaire pour les clients BT est plus simple. Elle est échelonnée par tranches de consommations et pour lesquelles, les clients paient un supplément dans le prix unitaire pour autant que leurs consommations soient plus importantes.

### **III.6.2. Structure tarifaire française**

La structure tarifaire française est très diversifiée tant pour les clients en HT que ceux en BT. Il existe, principalement, 3 types de tarifs, basés sur le niveau de puissance [26] :

- Tarif bleu : utilisation domestique (de 3 à 36 [kVA] en BT.
- Tarif jaune : puissance de 36 à 250 [KVA] en BT.
- Tarif vert : puissance souscrite > à 250 [KVA] en HT (HTA ou HTB).

Chaque type de tarif contient un ensemble d'options parmi lesquels, les clients choisissent celui qui répond à leur meilleur profil de consommation. La différence réside surtout dans la disposition des postes horaires et saisonniers.

### **III.6.3. Commentaires**

Les 3 types de tarification présentés, montre que le calcul se base sur le régime fondamental avec, le plus souvent, des expressions polynomiales. Aucune indication sur les tendances non qualitatives n'a été considérée dans les expressions analytiques, autre que le facteur de puissance correspondant au régime fondamental. Il n'a été question que des termes de puissance et d'énergie. L'approche marginale est interprétée par des seuils de souscription en puissances, des couts fixes et des répartitions horaires et saisonnières favorisant une rationalisation de l'utilisation de l'énergie disponible.

Une interrogation majeure s'impose. Quel est l'impact économique, généralement, dépréciateur des phénomènes de la QEE, évoqués au chapitre 1, dans le contexte du libre

marché de l'électricité ? En d'autres termes, comment imputer, équitablement, dans l'évaluation tarifaire du perturbateur, l'équivalent du désagrément causé ?

Certaines propositions tarifaires incluant le problème harmonique ont été présentées dans la référence [27]. Dans la référence [28], une orientation vers l'utilisation d'une tarification tenant compte des formes de distorsion a été formulée. Ce créneau reste bien ouvert dans le cadre d'établissement des contrats avec des clients éligibles. A titre indicatif, nous pensons que la meilleure réflexion réside dans une évaluation séparée des perturbations permanentes de celles transitoires ou brusques.

### **III.7. Principe perturbateur – payeur et besoin au contrôle qualitatif**

Indépendamment des modèles de marché adoptés, la continuité de service et les différentes formes de pertes de puissance influent, considérablement, sur le prix de l'énergie utilisée. La supervision des systèmes électriques doit se baser sur des indications qualitatives. Les acteurs de la chaîne du produit électrique seraient dans l'obligation de contrôler leurs installations électriques et utiliser leurs outils d'exploitation et de gestion au mieux de l'intérêt général.

En effet, les systèmes électriques doivent se métamorphoser en des systèmes plus dynamiques, plus actifs et plus intelligents. L'adoption de la technologie d'électronique numérique comme support de pilotage et de conduite facilitera l'intégration de toute procédure technique départageant les intervenants vis – à – vis de leurs responsabilités.

Quelles exigences qualitatives entre systèmes de transport et de distribution ? Quels sont les seuils qualitatifs de base que les distributeurs proposent aux consommateurs ? Quels genres de services inhérents à la QEE que les distributeurs proposent aux consommateurs ?

La réponse à ces interrogations doit être développée dans un contexte contractuel entre les différents intervenants issus de la dérégulation telle schématisée dans la ( figure III.1). Ces types de contrats doivent aborder les aspects de fiabilité, de QEE, les conditions à l'accès aux réseaux et bien évidemment, les prix de l'énergie.

#### **III.7.1. QEE et fiabilité**

Evidemment, la fiabilité représente un important sujet dans le contexte de dérégulation. L'évaluation économique de la fiabilité commence avec l'établissement d'une

définition du phénomène d'interruption. Elle spécifie les caractéristiques des creux de tension qui provoquent les manques à produire et d'autres dysfonctionnements des processus, surtout, industriels.

### **III.7.2. Exigences relatives aux contrats de la QEE**

Les contrats de la QEE dépendront des parties contractantes. Les exigences contractuelles répondent aux caractéristiques des systèmes objets de transaction. Les préoccupations doivent être formulées de sorte qu'elles s'interprètent dans le prix de l'énergie ou dans des annexes tarifaires. Les points suivants sont, globalement, des bases pour l'établissement des clauses contractuelles:

- Evaluation des aspects QEE/ fiabilité.
- Indices de performances à considérer et estimation de leur niveau de performance correspondant.
- Pénalisation des contreperformances ou bonification des meilleures performances.
- Méthode de mesure et de calcul de vérification de performance.
- Définitions des responsabilités nécessaires à l'atteinte des performances.
- Définitions des responsabilités nécessaires à la résolution des problèmes.

### **III.7.3. Contrats entre systèmes de transport et de distribution**

Ils trouvent leur lieu d'application dans les stations électriques qui les départagent.

- **Réglage, déséquilibre et papillotement :** Les caractéristiques de la tension d'alimentation en régime permanent doivent être spécifiées. Les procédures de réglage entre les 2 entités doivent être définies par des niveaux de responsabilités claires. Le gestionnaire du réseau de transport est responsable des niveaux de papillotement agissants, alors que les distributeurs sont tenus responsables avec, éventuellement, les gros consommateurs du contrôle des charges, surtout, leur aspect variable.
- **Harmoniques :** Les systèmes de distribution et les consommateurs sont, généralement, responsables de la pénétration harmonique. La limite physique pour l'identification de ce problème se trouve aux niveaux des points de fourniture de l'énergie électrique. On doit se baser sur les limites normalisées pour le contrôle des injections telles celles contenues dans la

norme IEEE Std 519 [29]. D'autre part, l'identification du principal injecteur requiert des méthodes de détections des sources harmoniques prédominantes.

- **Phénomènes transitoires** : Les phénomènes transitoires résultant des commutations d'appareillage ou des batteries de condensateurs en séries et en parallèles peuvent influencer sur le fonctionnement des systèmes de distribution et de consommation. Dans un contrat de QEE, des termes obligeant le contrôle des transitoires de tensions doivent être définis en leur spécifiant les points de fourniture de l'énergie électrique comme point physique de supervision.
- **Creux de tension et coupures** : Ces phénomènes ne durent que de courtes durées, soit par nature physique ou par action des protections correspondantes. Cependant, ils affectent la fiabilité d'alimentation en causant de considérables pertes économiques. Bien que les causes demeurent aléatoires tels que les défauts série ou shunts, le contrat de la QEE doit spécifier le paiement d'une pénalité ou même aménager des termes tarifaires qui compensent le désagrément que causent ces phénomènes.

#### **III.7.4. Contrats entre systèmes de distribution et utilisateurs finaux**

- **Réglage, déséquilibre et papillotement** : Les caractéristiques de la tension d'alimentation en régime permanent doivent être spécifiées. Dans ce niveau d'utilisation, les consommateurs sont tenus à contrôler les charges variables, le déséquilibre de charges et le démarrage de moteurs.
- **Harmoniques** : A ce niveau d'utilisation, le système de distribution peut être responsable des déformations de la tension et les consommateurs responsables de celles du courant. La norme IEEE Std 519 clarifie les responsabilités de chaque entité pour, des fins de contrôle, adéquates.
- **Phénomènes transitoires** : Les phénomènes transitoires résultant des commutations d'appareillage ou des batteries de condensateurs en séries et en parallèles peuvent influencer sur le fonctionnement des systèmes de distribution et de consommation. Dans le contrat de la QEE, des termes obligeant le contrôle des transitoires de tensions doivent être définis en leur spécifiant les points de fourniture de l'énergie électrique comme point physique de supervision.

- **Creux de tension et coupures :** Le contrat définirait la performance des creux de tension et des coupures. Des options incitatives à l'amélioration de la performance peuvent être établies. Des actions aux niveaux des systèmes de distribution incluant des équipements de correction peuvent être recommandées si elles sont justifiées d'un point de vu économique.

### **III.7.5. Contrat entre sociétés de service et utilisateurs finaux**

Les sociétés de service établissent des contrats avec les utilisateurs finaux. Ces types de contrats peuvent être un peu plus complexes. Les sociétés de service peuvent offrir une large gamme de taches relative à l'amélioration de la QEE, de la rentabilité et de la productivité. Le contrat doit les définir clairement. Les sociétés de service peuvent s'adjoindre au système de distribution en ayant des responsabilités au niveau de l'interface distribution / utilisateurs finaux.

- **Amélioration de la QEE pour accroître la productivité :** Les exigences qualitatives seraient définies selon les spécifications des équipements. On s'intéresse aux performances des différents processus technologiques plutôt qu'à celle relative aux grandeurs électriques. Les paiements seront déduits des quotes parts issues des économies résultant des améliorations de la productivité.
- **Facteur de puissance et contrôle des harmoniques :** Le distributeur recommande des exigences en matière de contrôle des harmoniques que les consommateurs doivent respecter. Les tarifs du distributeur intégrant le facteur de puissance comme indicateur de pénalité. Les détaillants et les sociétés de services considérant ces exigences pour, éventuellement, les intégrer aux niveaux des dispositifs de contrôle et d'amélioration.

### **III.7.6. Contrat entre distributeurs et petits producteurs indépendants**

La dérégulation offre plus d'opportunités aux petits producteurs. Ils s'implantent, généralement, au niveau de la distribution [20]. Les générateurs répartis sont les sources potentielles de ces petits producteurs. Diverses exigences sont à considérer dans les contrats de la QEE du fait que ces sources ont des caractères particuliers de génération harmonique, de fluctuation de tensions, d'impact sur les protections et sur l'écoulement de puissance [22].

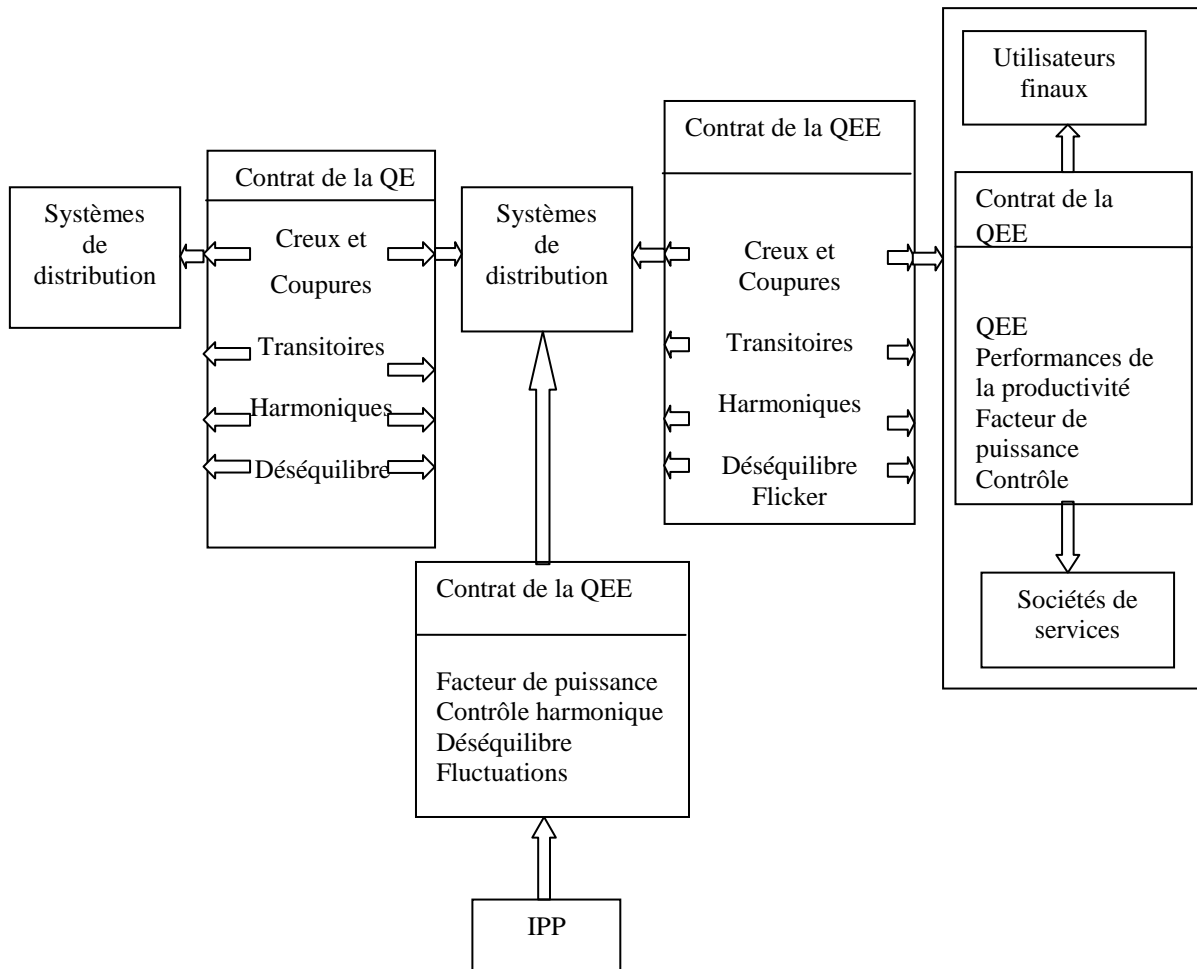


Figure. III.5. Contrats de la QEE dans le contexte de la dérégulation.

### III.8. Conclusions

Les tendances d'ouverture du marché de l'énergie électrique se concrétisent d'avantage partout dans le monde. Elles sont perçues comme une impérative contemporaine. L'abandon de la structure classique verticalement intégrée, est justifiée par le besoin à de nouveaux modèles de marchés qui offrent un environnement de compétitivité. Ils doivent, aussi, fixer des objectifs clairs en termes de bonne rentabilité énergétique et efficacité économique. Le choix des modèles libéraux est jugé comme étant tout indiqué à répondre à ces objectifs.

L'avènement du libre marché n'introduit pas de nouveaux phénomènes qualitatifs. Il exige, en revanche, plus de rigueur à l'appréciation de ceux existants. Il recommande, surtout, des caractérisations plus réalistes afin de responsabiliser, équitablement, tout intervenant perturbateur. La définition de nouveaux outils de gestion se profile, surtout, dans le cadre des contrats de qualité.

# *Chapitre IV*

## *Test de simulation*

## IV.1. Introduction

Dans ce présent chapitre, des simulations sur un réseau de distribution sous environnement MATLAB ont été effectuées. Des sources non linéaires et des conditions de déséquilibre ont été considérées. Des signatures qualitatives inhérentes aux tensions triphasées nodales sont établies.

Un aspect de changement topologique dans les réseaux électriques est étudié. Il concerne des changements dissymétriques de capacités shunts de compensation de l'énergie réactive.

## IV.2. Les types des perturbations et les solutions possibles :

Type de Origine	Conséquences	perturbation	Solutions possibles
Coupure longue	Court-circuit, surcharge, déclenchement intempestif, (maintenance)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts	Alimentation de secours (réseau), alimentation sans interruption (ASI)
Creux de tension et coupure brève	Court-circuit, (enclenchement de gros moteur)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts	Conditionneur de réseau, conception de l'équipement sensible, alimentation sans interruption
Fluctuation rapide (flicker)	Installations fluctuantes (four à arc, soudeuse, moteur à démarrage fréquent, éolienne...)	Papillotement de l'éclairage	Compensateur synchrone, compensateur statique de puissance réactive, conditionneur actif, condensateur série

Harmonique	Installations non linéaires (électronique de puissance, arcs électriques...)	Effets thermiques (moteurs, condensateurs, conducteurs de neutre...), diélectriques (vieillessement d'isolant) ou quasi instantanés (automatismes)	Filtrage actif ou passif, self anti-harmonique, déclassement d'appareil
Interharmonique	Installations non linéaires et fluctuantes (four à arc, soudeuse, éolienne), changeurs de fréquence, télécommande centralisée	Papillotement de l'éclairage fluorescent, dysfonctionnement d'automatismes, dégâts mécaniques sur machines tournantes	Filtrage actif ou passif, amortissement de filtres antiharmoniques, conception de l'équipement sensible
Déséquilibre	Installations déséquilibrées (traction ferroviaire...)	Echauffement de machines tournantes, vibrations, dysfonctionnement de protections	Dispositif d'équilibrage, conditionneur de réseau
Surtension transitoire	Court-circuit, commutations, foudre	Déclenchements, danger pour les personnes et pour les matériels	Séparation galvanique, parasurtenseurs, enclenchement "synchronisé", résistance de pré-insertion

### IV.3. Test de simulation :

Un exemple de réseau de distribution radiale est analysé. Il dispose de 8 jeux de barres triphasés. Les données des branches et des charges prises, initialement, équilibrées sont indiquées dans les tableaux IV.2, IV.3 et IV.4. L'impédance du poste source est négligeable. Le couplage entre les phases n'est pas considéré et tous les éléments shunts sont en étoile. On considère la charge au JDB 7 complètement non linéaire représentant un redresseur d'indice de pulsation égale à 6. On considère les ordres d'harmoniques caractéristiques 5, 7, 11 et 13 et les ordres non – caractéristiques 3, 9. L'angle  $\alpha$  est supposé égale à 0.5236 [rad] et  $R_d = 2$  [pu].

<b>Tableau IV.2. Paramètres des branches en [pu]</b>			
<i>De</i> ( <i>k = a, b, c</i> )	<i>A</i> ( <i>k = a, b, c</i> )	<i>R</i> <i>Ligne</i>	<i>X</i> <i>Ligne</i>
1 <i>k</i>	2 <i>k</i>	0.004	0.004
2 <i>k</i>	3 <i>k</i>	0.018	0.023
2 <i>k</i>	6 <i>k</i>	0.01	0.015
3 <i>k</i>	4 <i>k</i>	0.004	0.005
4 <i>k</i>	5 <i>k</i>	0.01	0.015
6 <i>k</i>	7 <i>k</i>	0.023	0.03
7 <i>k</i>	8 <i>k</i>	0.0225	0.0225

<b>Tableau IV.3. Données des Puissances réactives [PU]</b>	
Poste source	....
$Q_{l(2a)}=Q_{l(2b)}=Q_{l(2c)}$	0.77
$Q_{l(3a)}=Q_{l(3b)}=Q_{l(3c)}$	0.36
$Q_{l(4a)}=Q_{l(4b)}=Q_{l(4c)}$	0.88
$Q_{l(5a)}=Q_{l(5b)}=Q_{l(5c)}$	0.85
$Q_{l(6a)}=Q_{l(6b)}=Q_{l(6c)}$	2.64
$Q_{l(7a)}=Q_{l(7b)}=Q_{l(7c)}$	0.4
$Q_{l(8a)}=Q_{l(8b)}=Q_{l(8c)}$	0.4

<b>Tableau VI.4. Données des Puissances actives [PU]</b>	
Poste source	.....
$P_{l(2a)}=P_{l(2b)}=P_{l(2c)}$	1.27
$P_{l(3a)}=P_{l(3b)}=P_{l(3c)}$	0.47
$P_{l(4a)}=P_{l(4b)}=P_{l(4c)}$	1.28
$P_{l(5a)}=P_{l(5b)}=P_{l(5c)}$	1.25
$P_{l(6a)}=P_{l(6b)}=P_{l(6c)}$	2.26
$P_{l(7a)}=P_{l(7b)}=P_{l(7c)}$	0.56
$P_{l(8a)}=P_{l(8b)}=P_{l(8c)}$	0.49

- Le premier représente le cas de base : Conditions d'équilibre et absence de compensation.

- Le deuxième cas consiste à l'évaluation simultanée de l'effet de différentes tailles des condensateurs dans les conditions d'équilibre.
- Le troisième est une évaluation de l'effet des capacités dissymétriques ainsi que celle des effets de déséquilibre des charges sur les résultats obtenus au deuxième cas.

### VI.3.1. Conditions d'équilibre et absence de compensation:

Avant l'installation des capacités shunts sous les conditions d'équilibre, les tensions triphasées fondamentales nodales et les TDH sont calculés. Les résultats sont au tableau VI.5.

Tableau IV.5. Résultats du cas équilibré sans compensation		
JdB N°	$V_{i_a} = V_{i_b} = V_{i_c}$ [pu]	$TDH_{i_a} = TDH_{i_b} = TDH_{i_c}$ [%]
1	1.05	2.3812
2	0.9895	2.5267
3	0.8818	2.1225
4	0.8625	2.0911
5	0.8331	2.0591
6	0.8941	3.5692
7	0.8375	7.4573
8	0.8138	7.3836

Les résultats sont donnés pour chaque JDB (le jeu de barres 1 est le slack – bus) étant donné les conditions d'équilibre. Toutes les tensions efficaces des JDB PQ sont inférieures à 0.9 [pu], excepté le JDB 2. Ces niveaux bas des tensions qui se situent à moins de 10 [%] des tensions nominales réduisent, généralement, la performance et la rentabilité des systèmes électriques. Le TDH des JDB 7 et 8 dépasse la limite de 5 [%].

### VI.3.2. L'effet de différentes tailles des condensateurs dans les conditions d'équilibre:

On considère un placement de capacité aux JDB 5, 6, et 8. Les tailles disponibles sont illustrées au tableau IV.6.

Tableau IV.6. Tailles disponibles des capacités triphasées en [PU]						
$Q_{c1}$	$Q_{c2}$	$Q_{c3}$	$Q_{c4}$	$Q_{c5}$	$Q_{c6}$	$Q_{c7}$
0.816	0.891	1.078	1.258	1.32	2.674	2.807

Les résultats de simulation sont obtenus en ayant deux scénarios. Dans le premier, les sept tailles de capacités sont placées, successivement, au JDB 6, alors que les JDB 5 et 8 conservent des tailles fixes égales à 2.674 [pu] et 0.816 [pu], respectivement. Dans le

second scénario, les 7 tailles de capacités sont placées successivement au JDB 8 alors que les JDB 5 et 6 conservent des tailles fixes égales à 2.674 [pu] et 1.078 [pu], respectivement.

Les tensions ont été améliorées après installation des capacités pour les 2 scénarios (Fig. IV.1 – IV.2). Cependant, les TDH doivent être définis pour avoir un compromis entre les valeurs de tensions et les TDH.

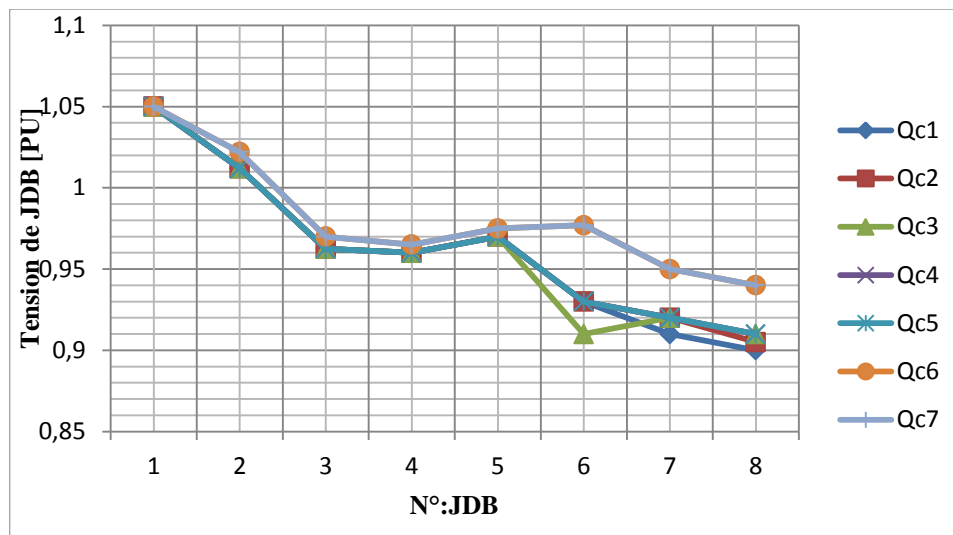


Figure. IV.1. Profil de tension fondamentale du premier scénario

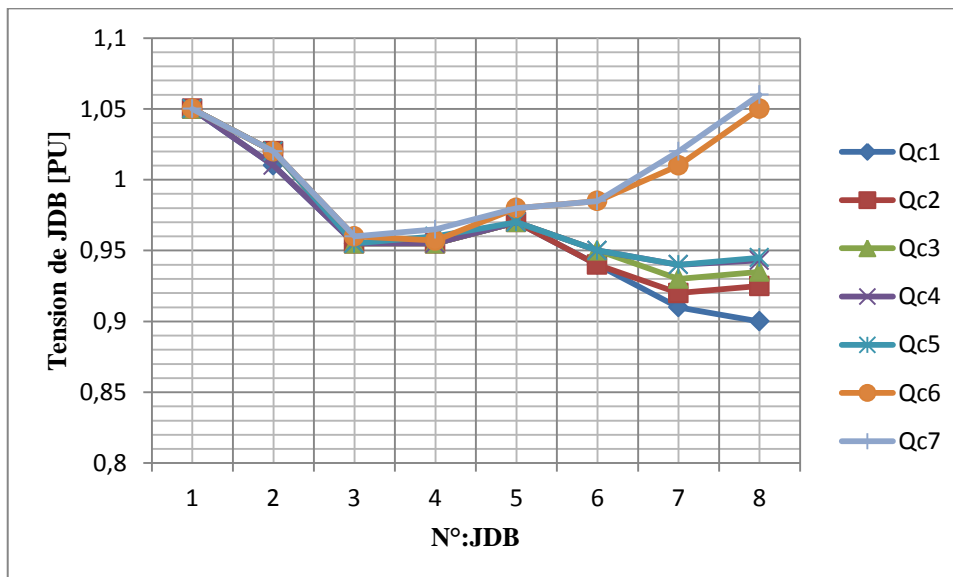


Figure. IV.2. Profil de tension fondamentale du deuxième scénario.

Les résultats de simulation donnant les TDH des 2 scénarios sont montrés aux tableaux IV.7 – IV.8. Il est facile de déduire à partir des figures IV.1 – IV.2 et les tableaux IV.7 – IV.8 que le deuxième scénario représente la meilleure configuration de capacités installées avec le TDH le plus bas et la tension efficace fondamentale nodale la plus

haute. Les tailles  $Q_{C6}$  et  $Q_{C7}$  donne un bon niveau de TDH (1.5297 [%], 1.4456 [%] ) mais d'excessifs niveaux de tensions (1.0469 [pu], 1.0575 [pu] ). Par contre, le reste des tailles exceptées  $Q_{C1}$  donnent des niveaux acceptables pour le TDH et les tensions nodales.

Tableau IV.7. Résultats du TDH relatifs au premier scénario							
N°: JDB	TDH <sub>ia</sub> = TDH <sub>ib</sub> = TDH <sub>ic</sub> [%]						
	$Q_{C1}$	$Q_{C2}$	$Q_{C3}$	$Q_{C4}$	$Q_{C5}$	$Q_{C6}$	$Q_{C7}$
1	1.3554	1.3694	1.3784	1.3910	1.3936	1.3244	1.3087
2	1.4137	1.4273	1.4361	1.4482	1.4505	1.3703	1.3533
3	0.3748	0.3705	0.3695	0.3676	0.3665	0.3253	0.3206
4	0.2168	0.2100	0.2078	0.2043	0.2030	0.1730	0.1703
5	0.6885	0.7023	0.7095	0.7206	0.7236	0.7082	0.7001
6	2.3322	2.3512	2.3631	2.3777	2.3797	2.2061	2.1739
7	3.4590	3.2980	3.2014	3.0243	2.9649	2.3938	2.4393
8	5.9490	5.6360	5.4530	5.1374	5.0383	4.2457	4.3285

Tableau IV.8. Résultats du TDH relatifs au deuxième scénario							
N°: JDB	TDH <sub>ia</sub> = TDH <sub>ib</sub> = TDH <sub>ic</sub> [%]						
	$Q_{C1}$	$Q_{C2}$	$Q_{C3}$	$Q_{C4}$	$Q_{C5}$	$Q_{C6}$	$Q_{C7}$
1	1.3737	1.0688	0.9425	0.8038	0.7798	1.0497	1.0831
2	1.4313	1.1128	0.9810	0.8360	0.8108	1.0857	1.1197
3	0.3683	0.2976	0.2758	0.2631	0.2641	0.3823	0.3921
4	0.2072	0.1723	0.1634	0.1615	0.1635	0.2363	0.2419
5	0.7071	0.5367	0.4536	0.3359	0.3056	0.3149	0.3309
6	2.3550	1.8201	1.5938	1.3352	1.2867	1.6577	1.7075
7	3.1929	2.6115	2.3666	2.0822	2.0251	2.1920	2.2262
8	5.4432	4.6714	4.2665	3.6338	3.4486	1.5297	1.4456

### VI .3.3. L'effet des capacités dissymétriques:

Les résultats obtenus dans le deuxième cas et le second scénario sont réexaminés en tenant compte des conditions de déséquilibre. Leurs effets sur les TDH sont analysés. Le déséquilibre de charges et la dissymétrie des capacités sont considérés ensembles et définis comme suit :

– Le déséquilibre de charge est donné par :

$\dot{S}_{l(6a)}$	$0.9\dot{S}_{l(6b)}$	$0.95\dot{S}_{l(6c)}$
$\dot{S}_{l(8a)}$	$0.9\dot{S}_{l(8b)}$	$0.95\dot{S}_{l(8c)}$

$\dot{S}_{l(ik)}$  est la puissance apparente.

La dissymétrie au niveau des capacités représente une situation courante résultant de défauts internes où des ruptures de fusibles. La matrice admittance relative à une batterie dissymétrique au JDB barres 8 est  $Y_{dch(8)}$ . Le même niveau de dissymétrie est considéré pour chaque taille comme défini ci-dessous :

$$[\dot{Y}_{dch(8)}] = [\dot{Y}_{ch(8)}] [1 \ 0.8 \ 0.9]^T$$

Les résultats de simulation sont montrés aux tableaux de IV.9 – IV.13.

Tableau IV.9a. Tensions triphasées fondamentales nodales							
N°:JDB	V <sub>ik</sub> [PU]						
	Q <sub>dc1</sub>	Q <sub>dc2</sub>	Q <sub>dc3</sub>	Q <sub>dc4</sub>	Q <sub>dc5</sub>	Q <sub>dc6</sub>	Q <sub>dc7</sub>
1a	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
1b	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
1c	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
2a	1.0078	1.0085	1.0089	1.0096	1.0099	1.0152	1.0157
2b	1.0101	1.0107	1.0110	1.0116	1.0118	1.0163	1.0167
2c	1.0090	1.0096	1.0100	1.0106	1.0109	1.0158	1.0162
3a	0.9618	0.9626	0.9630	0.9639	0.9642	0.9703	0.9709
3b	0.9646	0.9652	0.9656	0.9663	0.9666	0.9717	0.9721
3c	0.9632	0.9639	0.9643	0.9651	0.9654	0.9710	0.9715
4a	0.9563	0.9572	0.9576	0.9585	0.9588	0.9651	0.9657
4b	0.9593	0.9599	0.9603	0.9610	0.9613	0.9665	0.9670
4c	0.9578	0.9586	0.9590	0.9598	0.9601	0.9659	0.9664
5a	0.9679	0.9688	0.9693	0.9702	0.9705	0.9772	0.9778
5b	0.9710	0.9717	0.9721	0.9729	0.9731	0.9787	0.9792
5c	0.9695	0.9702	0.9707	0.9716	0.9719	0.9780	0.9785
6a	0.9422	0.9454	0.9474	0.9510	0.9522	0.9793	0.9819
6b	0.9513	0.9540	0.9555	0.9584	0.9598	0.9813	0.9835
6c	0.9468	0.9497	0.9515	0.9547	0.9558	0.9804	0.9828
7a	0.9105	0.9187	0.9236	0.9327	0.9358	1.0063	1.0132
7b	0.9187	0.9252	0.9291	0.9364	0.9389	0.9953	1.0010
7c	0.9147	0.9220	0.9264	0.9346	0.9374	1.0009	1.0073
8a	0.9049	0.9168	0.9239	0.9372	0.9418	1.0469	1.0575
8b	0.9122	0.9217	0.9274	0.9380	0.9416	1.0251	1.0335
8c	0.9086	0.9193	0.9257	0.9376	0.9418	1.0361	1.0457

Q<sub>dcx</sub> (x =1, ... ,7) représente les tailles des capacités quant elles sont sujettes au déséquilibre.

<b>Tableau IV.9b. Angles correspondant aux tensions triphasées fondamentales nodales</b>							
N°:JDB	Angle en [ ° ]						
	$Q_{dc1}$	$Q_{dc2}$	$Q_{dc3}$	$Q_{dc4}$	$Q_{dc5}$	$Q_{dc6}$	$Q_{dc7}$
1a	0	0	0	0	0	0	0
1b	-120.00	-120.00	-120.00	-120.00	-120.00	-120.00	-120.00
1c	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
2a	-1.25	-1.28	-1.30	-1.35	-1.36	-1.74	-1.78
2b	-121.23	-121.26	-121.27	-121.31	-121.32	-121.60	-121.63
2c	118.75	118.72	118.70	118.66	118.65	118.32	118.28
3a	-6.30	-6.33	-6.35	-6.39	-6.40	-6.76	-6.80
3b	-126.27	-126.29	-126.31	-126.34	-126.35	-126.61	-126.64
3c	113.71	113.68	113.66	113.63	113.62	113.31	113.27
4a	-7.40	-7.43	-7.45	-7.49	-7.50	-7.85	-7.89
4b	-127.36	-127.39	-127.40	-127.43	-127.44	-127.70	-127.73
4c	112.61	112.58	112.56	112.53	112.52	112.21	112.18
5a	-9.62	-9.65	-9.67	-9.71	-9.72	-10.06	-10.10
5b	-129.58	-129.61	-129.62	-129.65	-129.66	-129.91	-129.94
5c	110.39	110.39	110.34	110.31	110.30	110.00	109.97
6a	-3.20	-3.33	-3.41	-3.56	-3.61	-4.99	-5.15
6b	-123.02	-123.12	-123.18	-123.30	-123.34	-124.36	-124.48
6c	116.88	116.77	116.70	116.57	116.52	115.32	115.18
7a	-5.16	-5.51	-5.71	-6.11	-6.25	-9.75	-10.15
7b	-124.71	-124.98	-125.14	-125.45	-125.55	-128.19	-128.48
7c	115.06	114.75	114.57	114.21	114.09	111.03	110.49
8a	-6.38	-6.93	-7.27	-7.90	-8.12	-13.45	-14.03
8b	-125.69	-126.13	-126.39	-126.88	-127.06	-31.14	-131.57
8c	113.96	113.46	113.16	112.60	112.41	107.71	107.21

<b>Tableau IV.10a. Module des facteurs de déséquilibre  FDCV </b>							
N°:JDB	$Q_{dc1}$	$Q_{dc2}$	$Q_{dc3}$	$Q_{dc4}$	$Q_{dc5}$	$Q_{dc6}$	$Q_{dc7}$
2	0.0007	0.0007	0.0006	0.0006	0.0006	0.0008	0.0008
3	0.0009	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0009
4	0.0009	0.0009	0.0008	0.0008	0.0008	0.0009	0.0009
5	0.0010	0.0009	0.0009	0.0008	0.0008	0.0009	0.0009
6	0.0029	0.0028	0.0027	0.0026	0.0026	0.0032	0.0034
7	0.0035	0.0034	0.0034	0.0036	0.0037	0.0086	0.0092
8	0.0042	0.0044	0.0046	0.0052	0.0054	0.0133	0.0142

Tableau IV.10b. Angles correspondant aux facteurs de déséquilibre $\Theta$ [°]							
N°: JDB	$Q_{dc1}$	$Q_{dc2}$	$Q_{dc3}$	$Q_{dc4}$	$Q_{dc5}$	$Q_{dc6}$	$Q_{dc7}$
2	154.7	161.17	163.97	168.87	170.83	-143.55	-140.76
3	160.56	163.60	165.59	169.75	171.31	-148.20	-145.30
4	161.29	164.21	166.14	170.13	171.64	-148.86	-145.97
5	162.36	165.13	166.95	170.73	172.15	-149.81	-146.94
6	168.31	172.37	175.05	-179.34	-177.32	-130.05	-127.22
7	-167.89	-157.01	-150.41	-138.57	-134.77	-97.67	-96.83
8	-153.67	-140.71	-133.72	-122.59	-119.34	-92.05	-91.46

- Les tableaux IV.9a – IV.9b montrent les tensions triphasées fondamentales nodales et leurs angles de phase.
- Les tableaux IV.10a – IV.10b montrent les modules des facteurs de déséquilibre et leurs angles.
- Les tableaux IV.11a – IV.11b montrent les tensions triphasées harmoniques nodales des JDB 6, 7 et 8.
- Le tableau IV.12 montre les TDH de chaque nœud de phase.
- Le tableau IV.13 montre les TDHe des JDB 6, 7 et 8.
- Les figures IV.3 – IV.4 montrent une disposition tridimensionnelle des facteurs de déséquilibre facilitant la lecture comparative.
- Les taux de distorsion harmonique de chaque phase et effectifs des JDB 6, 7 et 8 sont illustrés, graphiquement, selon les figures IV.5a, IV.5b et IV.5c, respectivement.

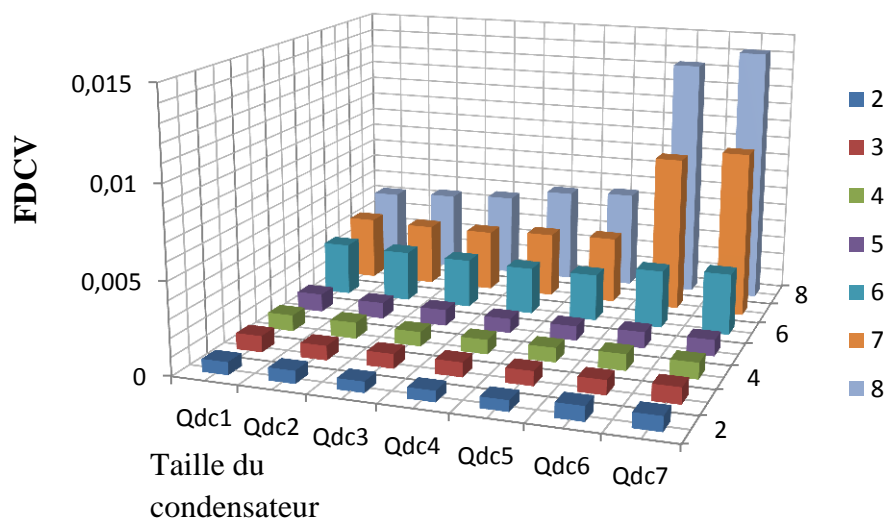


Figure. IV.3. L'amplitude des FDCV.

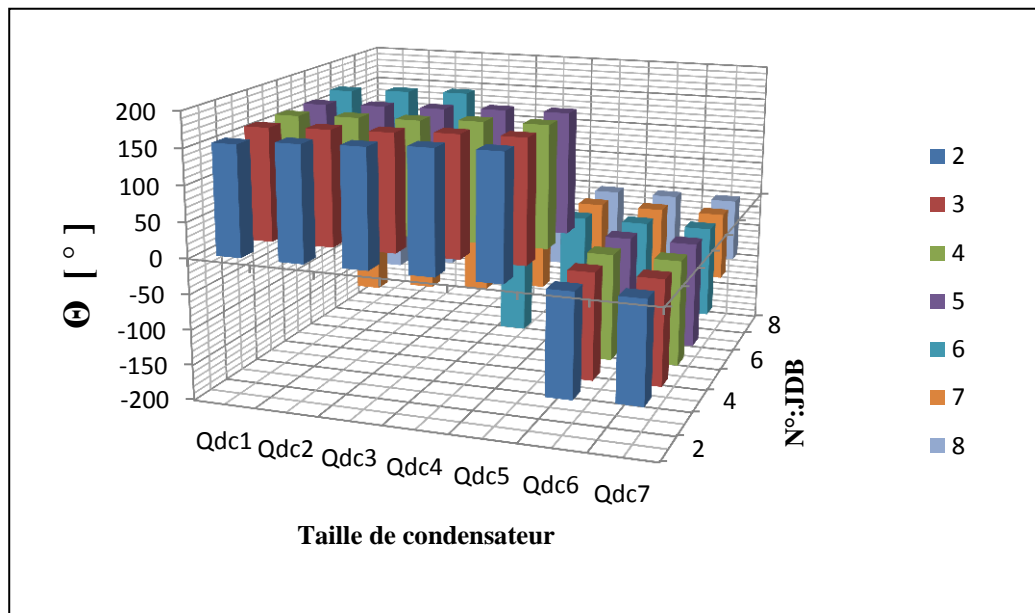


Figure. IV.4. Angles de phases des FDCV.

Les tensions fondamentales de chaque nœud ont de faibles déviations par comparaison avec celles des conditions d'équilibre. L'amplitude maximale du FDCV est égale à 1.42 [%] ( $\tau = 1.42$  [%]). Les valeurs du TDH enregistrent des déviations plus ou moins importantes par rapport à celles des scénarios d'équilibre. Il faut relever, cependant, le fait que les valeurs des TDH d'un même JDB triphasé peuvent dévier d'une façon considérable. Certains nœuds de phases dépassent la limite de 5 [%], alors que les autres demeurent en dessous de cette limite. Le TDH effectif donnera pour l'ensemble des nœuds de phases une seule indication et qui repose en plus sur un concept plus réaliste.

Tableau IV.11a. Modules des tensions triphasées harmoniques nodales des JDB 6, 7 et 8. [pu]								
		$Q_{ac1}$	$Q_{ac2}$	$Q_{ac3}$	$Q_{ac4}$	$Q_{ac5}$	$Q_{ac6}$	$Q_{ac7}$
h = 3 $V_3 \cdot 10^{-3}$	6a	0.2919	0.2767	0.2656	0.2404	0.2305	0.0477	0.0414
	6b	0.2947	0.2811	0.2719	0.2525	0.2451	0.0732	0.0648
	6c	0.2938	0.2796	0.2698	0.2479	0.2393	0.0590	0.0517
	7a	0.5630	0.5334	0.5119	0.4631	0.4438	0.0914	0.0793
	7b	0.5612	0.5350	0.5175	0.4803	0.4661	0.1387	0.1229
	7c	0.5630	0.5356	0.5166	0.4745	0.4580	0.1126	0.0985
	8a	0.6519	0.6416	0.6301	0.5958	0.5800	0.1756	0.1589
	8b	0.6288	0.6174	0.6080	0.5839	0.5734	0.2281	0.2085
	8c	0.6412	0.6310	0.6211	0.5932	0.5805	0.1999	0.1815
	6a	0.0212	0.0161	0.0135	0.0096	0.0086	0.0074	0.0079
	6b	0.0284	0.0233	0.0205	0.0159	0.0145	0.0055	0.0060
	6c	0.0246	0.0194	0.0167	0.0124	0.0111	0.0065	0.0070

h = 5	7a	0.0260	0.0197	0.0165	0.0118	0.0105	0.0089	0.0095
	7b	0.0338	0.0278	0.0244	0.0188	0.0172	0.0065	0.0070
	7c	0.0298	0.0234	0.0201	0.0149	0.0134	0.0077	0.0083
	8a	0.0445	0.0391	0.0362	0.0314	0.0300	0.0148	0.0141
	8b	0.0508	0.0464	0.0437	0.0389	0.0374	0.0191	0.0182
	8c	0.0476	0.0426	0.0398	0.0349	0.0334	0.0167	0.0159
h = 7	6a	0.0061	0.0050	0.0055	0.0069	0.0074	0.0132	0.0135
	6b	0.0110	0.0070	0.0056	0.0053	0.0057	0.0128	0.0132
	6c	0.0081	0.0053	0.0051	0.0061	0.0066	0.0131	0.0135
	7a	0.0053	0.0043	0.0047	0.0059	0.0063	0.0109	0.0111
	7b	0.0088	0.0056	0.0045	0.0042	0.0045	0.0099	0.0102
	7c	0.0067	0.0044	0.0042	0.0050	0.0054	0.0105	0.0107
	8a	0.0208	0.0171	0.0153	0.0128	0.0121	0.0055	0.0052
	8b	0.0250	0.0218	0.0199	0.0168	0.0159	0.0071	0.0067
8c	0.0229	0.0193	0.0174	0.0146	0.0138	0.0062	0.0059	
h = 9 $V_9 \cdot 10^{-3}$	6a	0.1289	0.1402	0.1424	0.1410	0.1393	0.0797	0.0772
	6b	0.1005	0.1169	0.1234	0.1279	0.1278	0.0785	0.0762
	6c	0.1156	0.1305	0.1346	0.1357	0.1347	0.0792	0.0768
	7a	0.1783	0.1934	0.1962	0.1938	0.1913	0.1075	0.1039
	7b	0.1338	0.1555	0.1639	0.1696	0.1693	0.1027	0.0996
	7c	0.1569	0.1766	0.1820	0.1831	0.1816	0.1053	0.1019
	8a	0.3260	0.2340	0.1965	0.1466	0.1334	0.0275	0.0250
	8b	0.4556	0.3197	0.2657	0.1952	0.1769	0.0351	0.0319
8c	0.3801	0.2701	0.2258	0.1673	0.1520	0.0308	0.0280	
h = 11	6a	0.0033	0.0036	0.0037	0.0039	0.0039	0.0046	0.0047
	6b	0.0029	0.0033	0.0034	0.0037	0.0038	0.0046	0.0046
	6c	0.0031	0.0035	0.0036	0.0038	0.0039	0.0046	0.0047
	7a	0.0083	0.0090	0.0093	0.0098	0.0099	0.0116	0.0117
	7b	0.0072	0.0082	0.0086	0.0092	0.0093	0.0113	0.0114
	7c	0.0078	0.0086	0.0090	0.0095	0.0097	0.0115	0.0116
	8a	0.0066	0.0053	0.0048	0.0040	0.0038	0.0018	0.0018
	8b	0.0089	0.0070	0.0063	0.0052	0.0049	0.0023	0.0022
8c	0.0076	0.0061	0.0054	0.0045	0.0043	0.0021	0.0020	
h = 13	6a	0.0023	0.0025	0.0025	0.0026	0.0026	0.0031	0.0031
	6b	0.0022	0.0023	0.0024	0.0025	0.0026	0.0030	0.0031
	6c	0.0023	0.0024	0.0025	0.0026	0.0026	0.0030	0.0031
	7a	0.0093	0.0098	0.0101	0.0105	0.0106	0.0122	0.0123
	7b	0.0086	0.0093	0.0096	0.0101	0.0102	0.0120	0.0121
	7c	0.0090	0.0096	0.0099	0.0103	0.0104	0.0121	0.0122
	8a	0.0044	0.0036	0.0032	0.0028	0.0026	0.0013	0.0013
	8b	0.0057	0.0046	0.0042	0.0035	0.0034	0.0017	0.0016
8c	0.0050	0.0040	0.0037	0.0031	0.0029	0.0015	0.0014	

Tableau IV.11b. Angles des tensions triphasées harmoniques nodales JDB 6, 7 et 8 [rad]								
		$Q_{dc1}$	$Q_{dc2}$	$Q_{dc3}$	$Q_{dc4}$	$Q_{dc5}$	$Q_{dc6}$	$Q_{dc7}$
h = 3	6a	1.5226	1.4130	1.3414	1.1993	1.1488	0.4625	0.4542
	6b	1.6193	1.5415	1.4905	1.3870	1.3490	0.5790	0.5393
	6c	1.5719	1.4785	1.4173	1.2940	1.2492	0.5004	0.4758
	7a	2.0060	1.8959	1.8241	1.6817	1.6309	0.9417	0.9332
	7b	2.0957	2.0177	1.9665	1.8628	1.8246	1.0525	1.0126
	7c	2.0518	1.9581	1.8967	1.7730	1.7281	0.9767	0.9519
	8a	1.8993	1.7729	1.6908	1.5278	1.4695	0.5305	0.4846
	8b	2.0097	1.9196	1.8609	1.7425	1.6990	0.7690	0.7077
	8c	1.9556	1.8478	1.7776	1.6364	1.5851	0.6343	0.5811
h = 5	6a	-1.6759	-1.7615	-1.7782	-1.7376	-	-0.1135	-0.075
	6b	0.5364	0.4117	0.3589	0.3036	0.2975	1.6911	1.7919
	6c	-3.7178	-3.8269	-3.8643	-3.8790	-3.8667	-2.3048	-2.2452
	7a	-1.1494	-1.2365	-1.2541	-1.2151	-1.1779	0.3970	0.4344
	7b	1.0385	0.9127	0.8593	0.8028	0.7963	2.1811	2.2811
	7c	-3.2035	-3.3138	-3.3520	-3.3681	-3.3563	-1.8045	-1.7458
	8a	-1.4210	-1.5893	-1.6690	-1.7856	-1.8182	-2.1210	-2.1323
	8b	0.8403	0.6680	0.5814	0.4491	0.4109	0.0338	0.0189
	8c	-3.4360	-3.6079	-3.6915	-3.8162	-3.8515	-4.1883	-4.2012
h = 7	6a	-1.0192	-0.4644	-0.2067	0.0258	0.0647	0.1679	0.1673
	6b	-3.3653	-3.2310	-3.0002	-2.4752	-2.3426	-1.9450	-1.9449
	6c	0.8906	1.2725	1.5939	1.9861	2.0571	2.2526	2.5222
	7a	0.3134	0.8684	1.1263	1.3590	1.3979	1.5028	1.5024
	7b	-2.0296	-1.8951	-1.6643	-1.1391	-1.0064	-0.6074	-0.6071
	7c	2.2247	2.6068	2.9283	3.3208	3.3918	3.5888	3.5886
	8a	-0.7518	-0.9340	-1.0124	-1.1193	-1.1477	-1.3899	-1.3984
	8b	-2.5823	-2.8132	-2.9200	-3.0706	-3.1113	-3.4579	-3.4699
	8c	1.4588	1.2515	1.1599	1.0337	0.9999	0.7135	0.7036
h = 9	6a	0.4174	0.5041	0.5267	0.5483	0.5526	0.5790	0.5806
	6b	0.0813	0.3553	0.4195	0.4762	0.4870	0.5413	0.5434
	6c	0.3013	0.4473	0.4834	0.5169	0.5235	0.5604	0.5622
	7a	2.6492	2.7388	2.7630	2.7877	2.7931	2.8422	2.8458
	7b	2.3608	2.6369	2.7025	2.7615	2.7731	2.8450	2.8487
	7c	2.5568	2.7053	2.7429	2.7791	2.7866	2.8436	2.8473
	8a	0.0572	-0.0112	-0.0381	-0.0728	-0.0816	-0.1371	-0.1370
	8b	0.1685	0.0667	0.0275	-0.0222	-0.0347	-0.1190	-0.1199
	8c	0.1035	0.0217	-0.0102	-0.0511	-0.0614	-0.1291	-0.1294
h = 11	6a	-1.8072	-1.7856	-1.7856	-1.7691	-1.7667	-1.7338	-1.7307
	6b	0.2089	0.2544	0.2544	0.2846	0.2885	0.3307	0.3341
	6c	-3.9341	-3.9039	-3.9039	-3.8824	-3.8793	-3.8424	-3.8392
	7a	0.7749	0.7988	0.8075	0.8191	0.8223	0.8731	0.8778
	7b	2.8285	2.8756	2.8907	2.9086	2.9131	2.9686	2.9732
	7c	-1.3332	-1.3011	-1.2900	-1.2762	-1.2724	-1.2201	-1.215

	8a	-2.0838	-2.1126	-2.1238	-2.1379	-2.1413	-2.1459	-2.1432
	8b	0.0540	0.0150	-0.0004	-0.0198	-0.0245	-0.0422	-0.0401
	8c	-4.1588	-4.1918	-4.2048	-4.2212	-4.2251	-4.2354	-4.2331
h = 13	6a	-0.8547	-0.8441	-0.8397	-0.8329	-0.8309	-0.7904	-0.7862
	6b	-2.9872	-2.9702	-2.9636	-2.9546	-2.9520	-2.9079	-2.9036
	6c	1.2216	1.2346	1.2399	1.2476	1.2498	1.2919	1.2961
	7a	1.8799	1.8922	1.8977	1.9064	1.9091	1.9633	1.9687
	7b	-0.2238	-0.2055	-0.1982	-0.1878	-0.1848	-0.1307	-0.1254
	7c	3.9707	3.9852	3.9914	4.0008	4.0035	4.0574	4.0627
	8a	-1.0660	-1.0822	-1.0883	-1.0951	-1.0965	-1.0789	-1.0750
	8b	-3.1340	-3.1556	-3.1639	-3.1738	-3.1760	-3.1675	-3.1640
	8c	1.0395	1.0210	1.0140	1.0059	1.0040	1.0175	1.0213

Les tensions harmoniques d'ordre 3 et 9 sont très faibles par rapport aux ordres 5 et 7.

**Tableau IV.12. Résultats des TDH<sub>ik</sub> [%]**

Nœud	$Q_{ac1}$	$Q_{ac2}$	$Q_{ac3}$	$Q_{ac4}$	$Q_{ac5}$	$Q_{ac6}$	$Q_{ac7}$
1a	1.3891	1.0790	0.9499	0.8067	0.7814	1.0420	1.0747
1b	1.9039	1.5293	1.3427	1.0786	1.0115	0.9753	1.0092
1c	1.6239	1.2745	1.1149	0.9113	0.8661	1.0132	1.0470
2a	1.4474	1.1234	0.9886	0.8390	0.8124	1.0778	1.1110
2b	1.9790	1.5888	1.3945	1.1196	1.0496	1.0076	1.0423
2c	1.6900	1.3255	1.1591	0.9468	0.8996	1.0474	1.0818
3a	0.3724	0.3007	0.2781	0.2641	0.2648	0.3794	0.3890
3b	0.5152	0.4073	0.3593	0.3026	0.2915	0.3631	0.3738
3c	0.4350	0.3433	0.3084	0.2756	0.2715	0.3730	0.3831
4a	0.2105	0.1753	0.1660	0.1632	0.1648	0.2346	0.2400
4b	0.2883	0.2287	0.2036	0.1768	0.1725	0.2258	0.2320
4c	0.2439	0.1956	0.1790	0.1662	0.1656	0.2312	0.2370
5a	0.7171	0.5438	0.4594	0.3397	0.3090	0.3133	0.3291
5b	0.9631	0.7863	0.6899	0.5364	0.4917	0.2644	0.2788
5c	0.8332	0.6546	0.5627	0.4243	0.3860	0.2901	0.3059
6a	2.3819	1.8378	1.6066	1.3403	1.2897	1.6457	1.6943
6b	3.2265	2.5896	2.2696	1.8102	1.6910	1.5300	1.5811
6c	2.7695	2.1668	1.8876	1.5233	1.4395	1.5948	1.6455
7a	3.2252	2.6311	2.3800	2.0871	2.0279	2.1778	2.2106
7b	3.9998	3.3401	3.0059	2.5241	2.3986	2.0397	2.0735
7c	3.5861	2.9426	2.6442	2.2540	2.1627	2.1119	2.1464
8a	5.4942	4.7107	4.2997	3.6575	3.4695	1.5246	1.4398
8b	6.3117	5.6411	5.2436	4.5691	4.3608	2.0030	1.8946
8c	5.9009	5.1541	4.7417	4.0750	3.8756	1.7355	1.6401

A partir des tableaux IV.9a, IV.9b, IV.11a et IV.11b, on calcule les taux de distorsion harmonique effectifs des JDB 6, 7 et 8. Le tableau IV.13 montre les TDHe.

N°: JDB	$Q_{dc1}$	$Q_{dc2}$	$Q_{dc3}$	$Q_{dc4}$	$Q_{dc5}$	$Q_{dc6}$	$Q_{dc7}$
6	2.81	2.21	1.98	1.76	1.51	1.60	1.65
7	3.61	3.10	2.79	2.48	2.27	2.11	2.13
8	5.91	5.17	5.08	4.11	3.91	1.76	1.66

Les figures IV.5a, IV.5b et IV.5c montrent pour chaque cas de compensation, les TDH de chaque phase et effectifs des JDB 6, 7 et 8, respectivement.

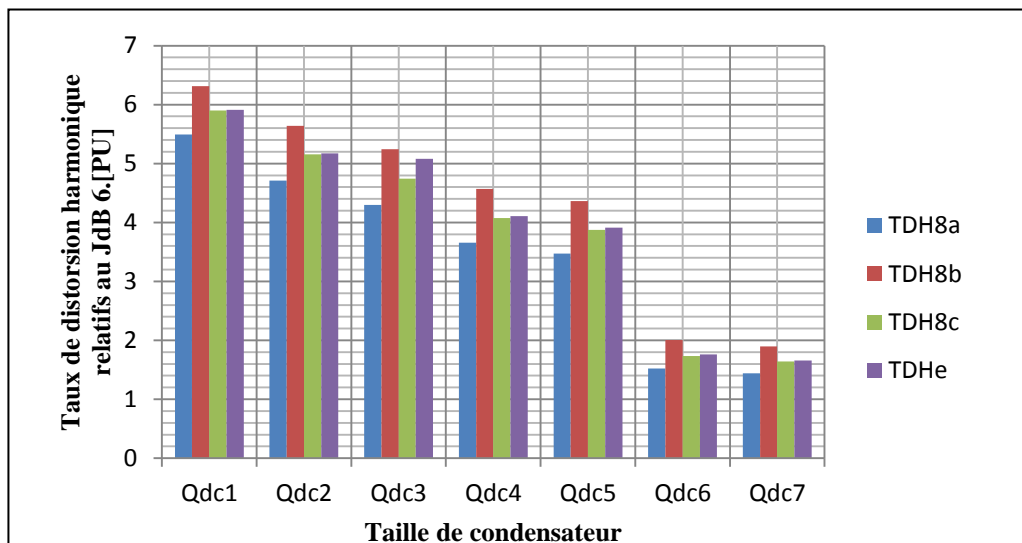


Figure. IV.5a. Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 6.

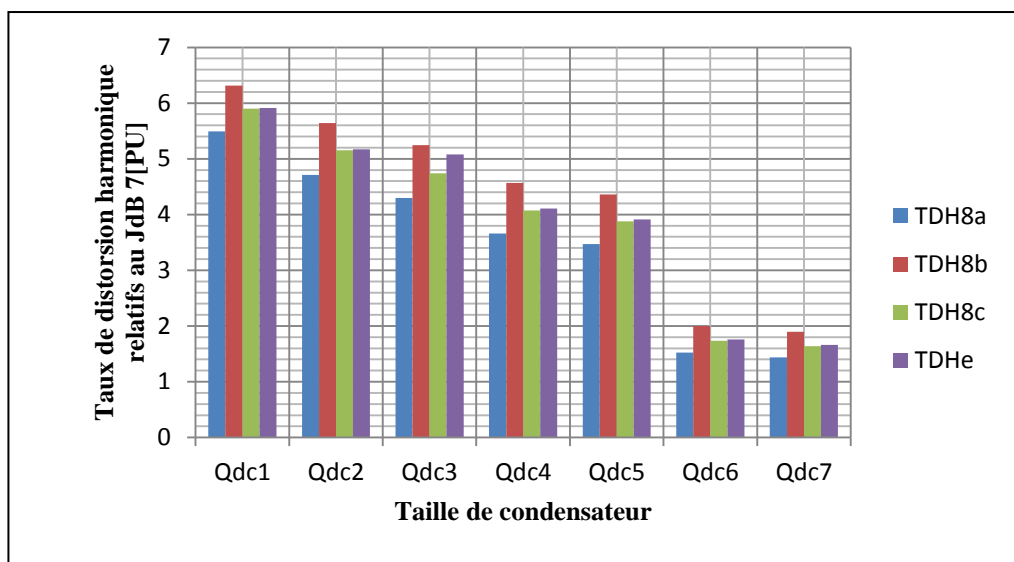


Figure IV.5b. Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 7

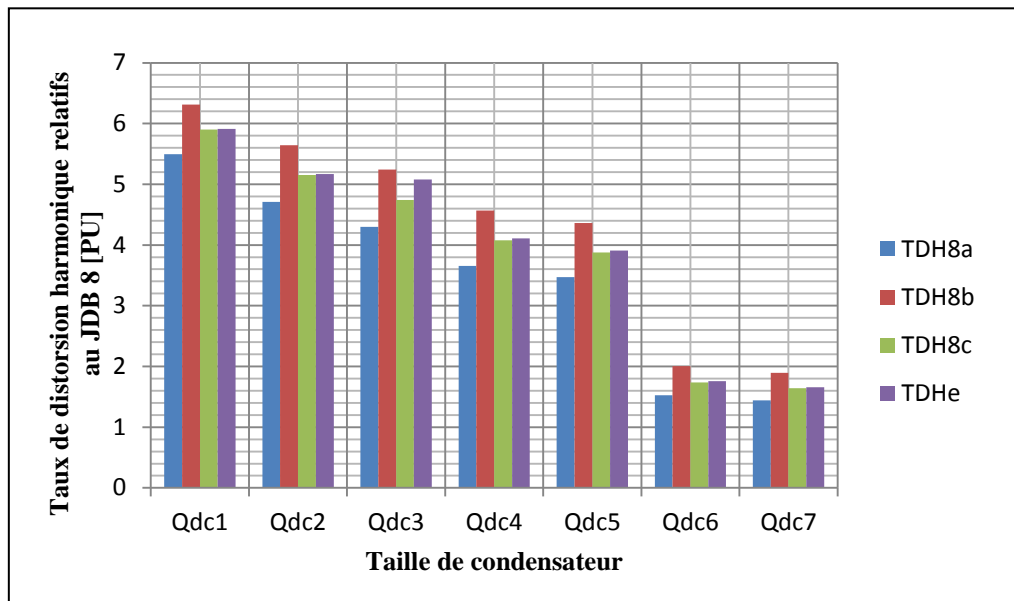


Figure IV.5c. Taux de distorsion harmonique relatifs au JDB 8

Les résultats obtenus montrent le caractère asymétrique des tensions triphasées fondamentales et harmoniques. Les TDH des phases de chaque JDB enregistrent des déviations considérables. Il est difficile d'établir un jugement correcte du fait que pour un même JDB, une ou deux phases peuvent violer la limite de 5 [%] tandis que le reste demeure inférieur à 5 [%] (cas du JDB 8 et les cas de compensation  $Q_{C2}$  et  $Q_{C3}$ ). Les TDHe obtenus caractérisent la distorsion harmonique de chaque JDB par valeur unique toute en tenant compte de l'aspect asymétrique.

#### Commentaires :

- Si on s'avance à l'adoption du deuxième scénario comme meilleure configuration de compensation, une contrainte pour le concessionnaire peut surgir. Elle consiste à l'implication de tous les consommateurs pour la prise en charge du coût d'installation des batteries de compensation. En effet, l'amélioration au niveau du JDB 5 n'est pas aussi évidente que celle du JDB 8. Dans cet ordre d'idée, La recherche des tailles et des emplacements optimums des condensateurs en cas symétrique, ne pourrait être toujours valable. Une configuration optimale peut rendre l'impact financier sujet de discorde.
- La considération des scénarios de symétrie sert à une définition référentielle, plutôt que, réaliste. En effet, le déséquilibre est inévitable en pratique. Le cas 3 inverse dans certaines manières, les constats précédents. Les modules du FCDV

ont une relation non linéaire avec les TDH. De faibles valeurs des FCDV avec, relativement, de grandes valeurs de TDH ont été constatées.

- Le déséquilibre et les harmoniques ont un caractère de survenance, le plus souvent, aléatoire. Les structures tarifaires pour le cas éligible doivent être en faveur des clients extrêmes. Sauf que l'aspect variable peut inverser ce constat. Un besoin à l'identification des différentes déviations en temps réel devient incontournable. Il s'inscrit dans une vision de modernisation futuriste. Les systèmes de surveillance nous permettent à se prédisposer à ces nouveaux schémas de gestion. Les DEI qui ne cessent d'évoluer, rendront le concept de « smart grid », une réalité ordinaire
- Une autre alternative d'amélioration correspondant au réseau étudié réside dans l'implantation de producteurs indépendants. Dans ce cas, le problème d'écoulement de puissance et ses schémas de protection sont à remettre en question. L'évaluation tarifaire doit tenir compte de la présence des générateurs répartis. Les producteurs indépendants peuvent tirer des profits par leur contribution dans la satisfaction des besoins.

#### IV.4. Conclusions :

Le problème des capacités shunts dissymétriques en présence des redresseurs triphasés alimentés sous tensions triphasées asymétriques a été identifié.. La réponse harmonique a été illustrée pour un ensemble de tailles de condensateurs installé dans un nœud quelconque. Le choix des tailles optimales dans le contexte symétrique peuvent avoir des effets indésirables dans les conditions asymétriques. Les conditions de déséquilibre adoptées dans la présente simulation ont donné de faibles déviations des tensions nodales et de considérables déviations des taux de distorsion harmonique par rapport aux résultats du cas symétrique. Les méthodes d'optimisation des emplacements et des tailles des condensateurs shunts en présence de charges non linéaires doivent tenir compte de conditions de déséquilibre même s'il y a de faibles amplitudes de facteurs de déséquilibre à la fréquence fondamentale.

La considération des scénarios de symétrie sert à une définition référentielle, plutôt que, réaliste. En effet, le déséquilibre est inévitable en pratique. Les modules du FCDV ont une relation non linéaire avec les TDH.

Les grandeurs effectives offrent une opportunité quant à une indication rigoureuse du transfert énergétique. Elles peuvent servir, également, pour une gestion équitable entre différents intervenants dans la chaîne du produit électrique. Le FPe fournit une information condensée des pertes de puissance fondamentales et harmoniques au niveau des circuits triphasés asymétriques. Le FPe peut être considéré dans le domaine d'exploitation, les études de planification et d'optimisation et le contrôle de la QEE. Il ouvre une voie bien intéressante surtout pour la mise en place de structures tarifaires convenables à l'environnement de libre marché.

En fin, la composante d'équilibre fondamentale à caractère invariable peut être considérée comme la meilleure signature qualitative au sein des systèmes électriques. Elle interprète l'absence de toutes déviations relatives à l'amplitude, à la déformation de forme d'onde et au déséquilibre. Pratiquement, il est impossible de l'atteindre, mais elle peut être la référence pour toute analyse et étude.

# *Conclusion Générale*

## *Conclusion Générale*

L'étude que nous avons effectuée avait pour objectif, l'analyse qualitative des systèmes électriques dans leur nouvel environnement de dérégulation. Les principaux phénomènes de la QEE ont été présentés au regard des différentes normes existantes. Le libre marché n'introduit pas de nouveaux phénomènes qualitatifs. Il exige, en revanche, plus de rigueur à l'appréciation de ceux existants.

Des méthodes d'analyse de l'ensemble des phénomènes de la QEE ont été présentées. Les aspects de non linéarité, d'asymétrie et de creux de tension ont un important impact économique sur le fonctionnement des systèmes électro énergétique.

Les très récentes formulations de la tension, du courant et de la puissance apparente effectifs sont présentées. Le taux de distorsion harmonique effectif et le facteur de puissance effectif sont déduits à partir de ces nouvelles formulations. Ces deux indices garantiront une estimation plus réaliste de la QEE et de la rentabilité des systèmes.

La propagation harmonique et les caractéristiques de génération harmonique des charges non linéaires dépendent du caractère asymétrique des réseaux électriques. Alors, on n'a pensé qu'un prolongement de l'étude de l'asymétrie des grandeurs fondamentales pourrait être dirigé vers l'étude de l'asymétrie des grandeurs harmoniques. Le facteur de déséquilibre des tensions triphasées fondamentales demeure le principal indicateur de qualité. Mais, l'étude de l'asymétrie des grandeurs triphasées harmoniques sera aussi autant importante, surtout, pour les domaines de diagnostic et de filtrage. D'autre part, les contraintes sur les réseaux pourront être mieux identifiées.

Sur le plan des réalisations, une estimation de la pollution harmonique a été faite, expérimentalement. Les mesures enregistrées des grandeurs harmoniques d'un réseau industriel avaient le caractère aléatoire. L'analyse statistique a révélé des distributions statistiques s'écartant de l'allure de gauss. L'ajustement quadratique effectué ressort des composantes déterministes qui facilitent l'appréciation du processus aléatoire. Les termes des équations quadratiques obtenues donnent une indication significative du processus étudié. Dans notre cas, les troisièmes termes des

quatre équations avaient la prédominance. Nous ne pensons que l'incorporation des indices statistiques dans la rédaction des normes de qualité est une option à envisager. D'autre part, le comportement aléatoire des grandeurs électriques a été présenté comme étant un résultat de la diversité des équipements électriques et la complexité des procédés technologiques des systèmes électro-énergétiques.

L'aspect de la propagation harmonique en présence des conditions de déséquilibre a été mis en évidence par des simulations sur un réseau électrique radial de distribution. Un aspect de changement topologique inhérent aux capacités shunts a été abordé et analysé

En effet, le réseau étudié dispose de 8 jeux de barres triphasés (24 nœuds de phases) et un redresseur triphasé comme source harmonique

Un premier cas relatif aux conditions d'équilibre et sans compensation a donné un profil de tensions fondamentales nodales médiocre (un seul jeu de barre de charge avait une tension fondamentale nodale qui dépasse la limite de 40 [V]). Un deuxième cas conservant les conditions d'équilibre, considère un schéma de compensation de puissance réactive à l'aide de capacités shunts. Le changement topologique shunt a été introduit par la considération d'un ensemble de tailles de capacités au niveau d'un certain jeu de barres. On relève l'effet avantageux des capacités donnant un meilleur profil des tensions fondamentales nodales et des taux de distorsion harmoniques sous la limite de 5 [%]. Dans le troisième cas, des conditions de déséquilibre de charges linaires et des dissymétries de capacités shunts ont été introduites. Le processus de recherche de solutions simultanées du cas symétrique a été aussi réalisé pour ce cas. L'impact des conditions de déséquilibre sur les profils des tensions fondamentales triphasées nodales a été identifié par leurs facteurs de déséquilibre correspondant. L'estimation de la distorsion harmonique a été identifiée par les taux de distorsion harmonique de chaque nœud. Les déviations enregistrées par rapport au cas symétrique pour chaque jeu de barres triphasé et chaque cas de compensation rendent l'estimation des performances du réseau très controversées.

Une appréciation qualitative inhérente aux tensions nodales a été montrée analytiquement et graphiquement par le vecteur instantané d'espace et la décomposition en composantes harmoniques symétriques. Ces dernières peuvent être

utilisées comme outils d'exploitation et de contrôle. Ils sont facilement incorporables dans les instruments de contrôle de QEE.

En fin, le déséquilibre, les harmoniques et les creux de tension ont un caractère de survenance, le plus souvent, aléatoire. Les structures tarifaires, surtout, celles contenant l'aspect d'éligibilité doivent en tenir compte. Un besoin à identifier les différentes déviations en temps réel devient incontournable.

# *Références Bibliographique*



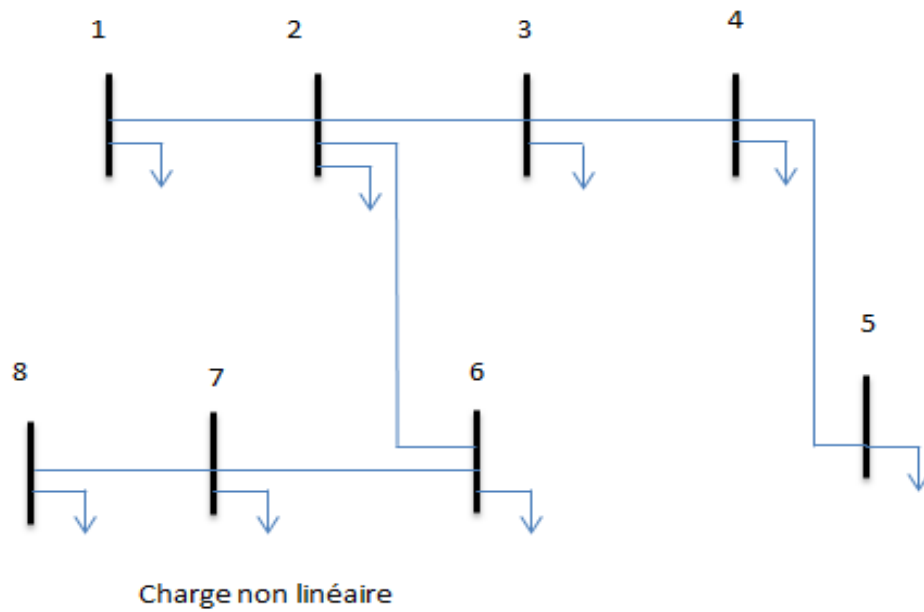
## *Références Bibliographique*

- [1] Wilsun Xu," Component Modeling Issues for Power Quality Assessment ", IEEE Power Engineering Review, November 2001, Page(s) : 12 – 15.
- [2] J. Arrillaga, D. A. Bradley, P. S. Bodger, " Power System Harmonics ", John Wiley & Sons, New York, 1985.
- [3] S. Herraiz, L. Sainz, J. Clua, " Review of Harmonic Load Flow Formulations " , IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 18, N°. 3, July 2003, Pages(s) : 1079 - 1087.
- [4] O. Boudebbouz, K. Zehar, " Shunt Capacitors and Load Unbalance Influence on Radial Distribution System Harmonic Response", International Review of Electrical Engineering (*IREE*). Vol. 2, N°. 2, Italy, March- April 2007, Page(s) : 155 – 162.
- [5] Computer methods in power system analysis (chapter 08) ALLEN Wastage, Abier, International Student Edition.Ahmed.
- [6] William D.Stevenson, "Element of power system analyse", Mc.Graw-Hill.
- [7] V. M. da Costa, N. Martins, J. L. R. Pereira, " Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections", IEEE Trans. Power Systems. Vol. 14, N°. 4, November 1999, Page(s) : 1320 – 1326.
- [8] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa, N. Martins, "Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method ", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, Page(s) : 508 – 514.
- [9] BOUAKAZ Hacéne, SEGGA Salim« Calcul de la répartition de charge avec compensation dans le réseau électrique » mémoire de fin d'étude; université de Biskra (promotion 1998) .
- [10] Z.F.Fethi et G.Abdelmalek et D.Mohammed,«L'application de la Méthode Newton-Raphson à L'écoulement de Puissance Dans Le Système Electrique».
- [11] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, " Electrical Power System Quality", 2<sup>nd</sup> Edition.McGraw Hill Companies 2003.
- [12] G. T. Heydt," Power Quality Engineering", IEEE Power Engineering Review, Vol. 21, Issue 9, September 2001.Page(s) : 5 – 7.
- [13] J. Arrilaga, N. R. Watson, S. Chen, " Power System Quality Assessment ", Copyright©2000 John Wiley & Sons Ltd.
- [14] J. Arrillaga, " Power Quality Following Deregulation", Invited Paper, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, N°. 2, February 2000, Page(s): 246 – 261.
- [15] D. Chapman, " Introduction to Power Quality ", Power Quality Application Guide. Available in [http: www.Leonard– energy.org](http://www.Leonard-energy.org). November 2001.

- [16] Julio Barros, Enrique Pérez, Ramón I. Diego, " Power Quality: *Chapitre 4*, Measurement and Analysis of Voltage Events. ", Springer 2007.
- [17] IEEE Std 1159 – 95. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Approved June 14 1995.
- [18] D. S. Kirschen, R. Bacher, G. T. Heydt, " Scanning the Issue, Special Issue on the Technology of Power System Competition", In the Proceedings of the IEEE, Vol. 88, N°. 2, February 2000, Page(s):123 – 127.
- [19] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, " Characteristics and Modeling of Harmonic Sources Power Electronic Devices", IEEE PES Harmonic Working Group. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 16, N°. 4, October 2001, Page(s) : 791 – 800.
- [20] T. Zheng, E. B. Makram, A. A. Girgis, " Evaluating Power System Unbalance in the Presence of Harmonic", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 18. N°. 2, April. 2003, Page(s): 393 – 397.
- [21] L. S. Czarnecki, " Comments on Active Power Flow and Energy Accounts in Electrical Systems with Nonsinusoidal and Asymmetry ", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 11, N°. 3, July 1996, Page(s): 1760 – 1769.
- [22] A. E. Emanuel, " Apparent Power Definitions for Three - Phase Systems ", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 14, N°. 3, July 1999, Page(s): 767 – 772.
- [23] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, " Modeling Devices with Nonlinear Voltage -Current Characteristics for Harmonic studies " , IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 19, N°. 4, October 2004, Page(s): 1802 – 1901.
- [24] A. V. Jouanne, B. Banerjee, "Assessment of Voltage Unbalance", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 16, N°. 4, October 2001, Page(s) : 782 – 790.
- [25] J. Arrillaga, C. P. Arnold, "Computer Analysis of Power Systems ", Copyright © 1990 by John Wiley & Sons Ltd.
- [26] IEEE Std C37.40b - 1996, IEEE Standard Service Conditions and Definitions for External Fuses for Shunt capacitors.
- [27] C. L. Fortescue, " Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks ", Atlantic City N. J. June 28. 1918.
- [28] P. M. Anderson, " Analysis of Faulted Power Systems", The Iowa state university Press, Revised Printing 1976.
- [29] P. Pillay, M. Manyage "Definitions of Voltage Unbalance", IEEE Power Engineering Review, May 2001, Vol. 21, Issue 10, page(s): 50 – 51.
- [30] P. V. S. Valois, C. M. Vieira Tahan, N. Kagan, H. Arango, " Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Networks", CIRED 2001, 18 – 21 June 2001, Conference Publication N°. 482 © IEE 2001.

[31] Y. Baghzouz, M. D. Cox, " Q – Hour meter Performance Under Unblanced Voltage Supply ", The 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP98, Athens, Greece, 14 -16 October 1998, Page(s) :1131– 1135.

# **Annex**



*Figure : Exemple de réseau de distribution triphasé radiale est analysé. Il dispose de 8 jeux de barres*