

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



**Université Batna 2 – Mostefa Ben Boulaid**  
**Faculté de la Technologie**  
**Département d'Electrotechnique**



**Thèse**

Préparée au sein du Laboratoire des Systèmes de Propulsion,  
Induction Electromagnétique LSPIE'2000 Batna.

Présentée pour l'obtention du diplôme de :  
**Doctorat LMD en Électrotechnique**  
**Option : Energies Renouvelables**

Sous le Thème :

**Impacts de la production décentralisée sur la protection du  
réseau de distribution**

Présentée par :

**BENSMACHINE Mebrouk**

**Devant le jury composé de :**

M :Nacer edine NAIT SAID	Président	Prof .	Université de Batna 2
Mme : Lilia ABDELHAMID	Rapporteur	Prof.	Université de Batna 2
M : Hichem LAIB	Co-rapporteur	M.C. B	Université d'Oum El B.
Mme: Nadia BENALIA	Examineur	Prof.	Université de Batna.2
Mme :Nadia AKKARI	Examineur	M.C.A	Université de Batna.2
M: Toufik ROUBACHE	Examineur	M .C .A	Université de M'sila

**Décembre 2022**

# شكر و عرفان

## بسم الله الرحمن الرحيم

و الصَّلَاةُ وَالسَّلَامُ عَلَى نَبِينَا مُحَمَّدٍ، النَّبِيِّ الْأُمِّيِّ وَعَلَى آلِهِ وَسَلَّمَ تَسْلِيمًا كَثِيرًا .

بتوفيق من الله تعالى تم هذا العمل "وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ [هود.88] " الأَمْرُ بِالْعِلْمِ " أَفْرَأُ بِاسْمِ رَبِّكَ الَّذِي خَلَقَ [العلق.1]"

والزيادة في طلبه " وَقُلْ رَبِّ زِدْنِي عِلْمًا [طه.114] "

وبفضل الله تعالى الرفع لأهل العلم " يَرْفَعُ اللَّهُ الَّذِينَ آمَنُوا مِنْكُمْ وَالَّذِينَ أُوتُوا الْعِلْمَ دَرَجَاتٍ [المجادلة: 11]"

العلم قبسة من نور الله وقد خلق الله النور كشافا مبصرًا، العلم نور والظلم ظلام ومن طبيعة النور تبديد الظلام<sup>1</sup> . " والوالدين رحمة والرحمة من الله ."

أهدي هذا العمل إلى أمي ثم إلى أبي، وإلى والدي الكريم "عبيد" رحمه الله وأدخله الفردوس الأعلى وجعله جليس خير خلقه اجمعين

وإلى كل من علّمنا من الإبتدائي إلى الجامعة خاصة الأستاذ "زياني" والبروفيسور "شعبان مبروك" وسأهم في هذا العمل

مباشرة الأستاذة: "ليليا عبد الحميد".

كما أهديه إلى كل إخواني وخاصة أخي "محمد الصالح". و سائر عمال الصيانة الكهربائية لمصنع 'سيلاس بسكرة' بالأخص

"عمي سمير تيريسة وميموني وعصام و حودة وطارق وسائر زملائي في الفريق ."

<sup>1</sup> مقتبس من كتاب طبائع الاستبداد و مصارع الاستعباد لعبد الرحمن الكواكبي

## شكر وعرافان

---

في الأول والآخ الشكر لله الرحمن الرحيم الذي منّ علينا والحمد له حمدا كثيرا طيبا مباركا لا أُحصي ثناء عليه كما أثنى على نفسه.

يقول الحق تعالى: {وَقُلْ رَبِّ ارْحَمهُمَا كَمَا رَبَّيْتَنِي صَغِيرًا\* رَبِّكُمْ أَعْلَمُ بِمَا فِي نُفُوسِكُمْ إِن تَكُونُوا صَالِحِينَ فَإِنَّهُ كَانَ لِلْأَوَّابِينَ غَفُورًا} (الإسراء-25-23)

أدعو الله ان يغفر لوالدي "عبيد" ويرحمه برحمته الواسعة، وأن يُطِيلَ عُمر والدتي "حفيظة" في طاعته وأن يجعل هذا العمل في ميزان حسناتها.

كما أتقدم بخالص العرفان إلى الأستاذة المشرف "ليليا عبد الحميد" التي ساهمت في إنجاح هذا العمل، وأترحم على روح الاستاذ "شاغي عبد العزيز" الذي كان له دور في إختيار الأطروحة، وكل تقديري لفريق مخبر البحث خاصة الأساتذة:  
"نصر الدين نايت سعيد" و "خاري دليلة".

وإمتناني الواسع إلى أخي "محمد الصالح" الذي كان له دور كبير في مناقشتي وتوجيه أفكاري، كما أثنى دور السيد "طهراوي محمد" في إعطائي فرصة للبحث والدراسة اثناء العمل وكل زملائي الذين شجعوني بالشركة.

مبروك بن سماعيل

# I. TABLE DES MATIERES

I.	TABLE DES MATIERES	1
II.	TABLE DE FIGURES	3
III.	LISTE DES TABLEAUX	5
IV.	ABREVIATION	6
V.	TRAVAUX DE RECHERCHE & FORMATIONS	8
VI.	METHODOLOGIE DE LA THESE	9
VII.	ملخص:	10
VIII.	RESUME	11
IX.	ABSTRACT:	12
<b>INTRODUCTION GENERALE :</b>		<b>13</b>
<b>CHAPITRE I : ETAT DE L'ART ET SIMULATION D'UNE PROTECTION ELECTRIQUE</b>		<b>15</b>
I	INTRODUCTION	16
II	ETAT DE L'ART	16
III	SIMULATION D'UNE PROTECTION AVEC UN RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE:	18
III.1	Simulation d'une protection sans DG	18
III.2	Simulation d'une protection avec DG	21
III.3	Interprétation	23
IV	CONCLUSION	24
V	REFERENCE	25
<b>CHAPITRE II : L'EVOLUTION DE LA PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES</b>		<b>27</b>
I	INTRODUCTION	28
I.1	Le développement de la protection :	28
I.2	Protection et contrôle des systèmes électriques modernes	30
I.3	Protection intégrée	32
II.	NOUVEAU CONCEPT ET DEVELOPPEMENT	32
II.1	Équipements intelligents à fonctions multiples au niveau local	33
II.2	Protection intégrée étendue/régionale et contrôlée	33
II.3	Protection et contrôle intégrés étendus/régionaux	34
II.4	Réseau de communication haute vitesse synchronisé	35
II.5	Plateforme d'information synchronisée	35
II.6	Nuage de puissance étendu.	36
III.	PROTECTION ET MESURES (MAX DU COURANT).	37
III.1	La Théorie du relai (histoire de l'évolution)	40
IV.	CONDITION ET NORMES	42
IV.1	Technologie de la Protectio.	45
V.	CONCLUSION	46
VI.	REFERENCE	47
<b>CHAPITRE III : PRODUCTION DECENTRALISEE</b>		<b>49</b>
I.	INTRODUCTION :	50
II.	DEFINITION DE LA GENERATION DECENTRALISEE	50
II.1	Considérations générales	50
II.2	Niveau de tension au raccordement au réseau (transmission/Distribution)	52
II.3	Capacité de production (MW)	52
II.4	Services fournis	53
II.5	Technologie de génération	53
II.6	Mode de fonctionnement	53
II.7	Zone de livraison d'énergie	54
II.8	Propriété	54
III.	PILOTES POUR DG	54
III.1	Libéralisation des marchés de l'électricité	54
III.2	Préoccupations environnementales	56
IV.	PROTECTION DE RESEAU AVEC DG	57
V.	QUALITE DE L'ENERGIE AVEC DG	58
V.1	Fréquence du système	58
V.2	Niveau de tension	59

V.3	<i>Puissance réactive</i>	59
V.4	<i>Conditionnement de puissance</i>	59
VI.	<b>RESUME</b>	60
VII.	<b>IMPORTANCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE DANS LE RESEAU DISTRIBUTION MONDIALE</b>	61
VII.1	<i>Importance de la production décentralisée au futur</i>	62
VIII	<b>CONCLUSION</b>	64
IX	<b>REFERENCES</b>	65
<b>CHAPITRE IV : ANALYSE DES IMPACTS DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA PROTECTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE</b>		<b>66</b>
I.	<b>INTRODUCTION</b>	67
II.	<b>IMPACTS DE LA DG SUR LA PROTECTION.</b>	67
II.1	<i>Impact sur : « Maximum courant ».</i>	67
II.2	<i>Impact de la DG sur les valeurs (ISC)</i>	70
II.3	<i>Impact sur le temps d'opération</i>	70
II.4	<i>Impact sur l'intervalle de temps de coordination CTI</i>	72
II.5	<i>Analyse des résultats :</i>	73
II.6	<i>Interprétation</i>	77
II.7	<i>Impacts des valeurs de (TDS) sur les valeurs de (CTI) et la régulation de protection éventuelle</i>	77
III.	<b>CONCLUSION</b>	78
IV.	<b>REFERENCES</b>	79
<b>CHAPITRE V : OPTIMISATION DE LA PROTECTION DU RESEAU ELECTRIQUE EN PRESENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE</b>		<b>80</b>
I	<b>INTRODUCTION</b>	81
II	<b>COURANT DE DEFAUT TRIPHASE EN PRESENCE DU DG</b>	81
II.1	<i>Impact de la taille et de l'emplacement du DG sur le défaut</i>	83
II.2	<i>Interprétations des résultats</i>	84
III	<b>IMPACT DE LA TAILLE ET DE L'EMPLACEMENT DE LA DG SUR LA PROTECTION</b>	84
III.1	<i>Impact de la taille et de l'emplacement de la DG sur l'intervalle de temps de coordination CTI</i>	85
III.2	<i>Analyse des résultats</i>	86
III.3	<i>Interprétation</i>	87
IV	<b>SOLUTIONS PROPOSEES AUX PROBLEMES (FORMULE)</b>	87
V.	<b>OPTIMISATION POSSIBLE DE LA PROTECTION DANS LES RELAIS</b>	88
V.1	<i>Explication de la formule proposée</i>	88
V	<b>RESULTATS DE L'ALGORITHME :</b>	90
V.1	<i>Résultats de la première partie de l'algorithme</i>	90
V.2	<i>Interpretation.</i>	91
V.3	<i>Résultats de la seconde partie de l'algorithme</i>	91
VI	<b>CONCLUSION</b>	93
VII	<b>REFERENCES</b>	94
<b>CONCLUSION GENERALE</b>		<b>98</b>

## II. TABLE DE FIGURES

### CHAPITRE . I

FIGURE. I. 1 SYSTEME DE PROTECTION D'UN RESEAU SANS DG.....	18
FIGURE. I. 2. SIMULATION D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION SOUS MATLAB.....	19
FIGURE. I. 3 SYSTEME DE PROTECTION SIMULE SOUS MATLAB.....	19
FIGURE. I. 4. LES COURANTS DE DEFAUTS PHASES ABC (A).....	20
FIGURE. I. 5. COURANT RMS ET SIGNAL NUMERIQUE EMIS PAR LE RELAIS (s).....	21
FIGURE. I. 6. TENSIONS ABC (A).....	21
FIGURE. I. 7. RESEAU SIMULE AVEC DGS.....	21
FIGURE. I. 8. COMPARAISON ENTRE LES DEUX CAS AVEC ET SANS DG.....	23

### CHAPITRE . II

FIGURE. II. 1 HISTOIRE DE DEVELOPPEMENT DE LA PROTECTION [1].....	29
FIGURE. II. 2 LE SCHEMA D'UN SYSTEME DE PROTECTION (ARRIVEE D'USINE).....	31
FIGURE. II. 3 STRUCTURE DU NUAGE DE PUISSANCE ETENDUE [1].....	37
FIGURE. II. 4 VUE DE FACE DE L'ECHANTILLON PRELIMINAIRE DISPOSITIF DE DEFAUT [18].....	38
FIGURE. II. 5 VUE ARRIERE DE L'ECHANTILLON PRELIMINAIRE DEFECTUEUX MONTRANT LES RELAIS [18].....	38
FIGURE. II. 6 SCHEMA DE PRINCIPE DE L'APPAREIL DE BASE POUR LA MESURE DU COURANT DE DEFAUT 1946 [18].....	39
FIGURE. II. 7 SCHEMA DE SYSTEME DE RELAIS DE PROTECTION EN 1946 [18].....	40
FIGURE. II. 8 EFFET D'HYSTERESIS ET LE SIGNALE SINUSOÏDALE [18].....	41
FIGURE. II. 9 REPLIQUE DE L'OSCILLOGRAMME MONTRANT LES RESULTATS DE RELAIS BY-PASS A TRAVERS LA BOBINE. 1946 [18].....	41

### CHAPITRE . III

FIGURE. III. 1. RESEAU 14 JEUX DE BARRE IEEE.....	68
FIGURE. III. 2. IMPACTS DE LA TAILLE DE DG ET LOCALISATION SUR LE COURANTS I1.....	68
FIGURE. III. 3. IMPACTS DE LA TAILLE DE DG ET LOCALISATION SUR LE COURANTS I2.....	69
FIGURE. III. 4. IMPACTS DE LA TAILLE DE DG ET LOCALISATION SUR LE COURANTS If.....	69
FIGURE. III. 5. IMPACTS DE LA TAILLE ET EMPLACEMENT DE DG SUR ISC.....	70
FIGURE. III. 6. IMPACTS DE LA TAILLE ET L'EMPLACEMENT DE DG SUR LE TEMPS D'OPERATION.....	71
FIGURE. III. 7. COURBE INVERSE AVEC DIFFERENTS POINTS DE LA TAILLE DE DG.....	71
FIGURE. III.8. IMPACT DE LA TAILLE ET DE L'EMPLACEMENT DU DG SUR LES VALEURS.....	72
FIGURE. III.9. IMPACT DE LA TAILLE ET DE L'EMPLACEMENT DU DG SUR LES VALEURS.....	73
FIGURE. III.10. IMPACT DE L'EMPLACEMENT DE DG ET TDS SURVALEURS.....	73
FIGURE. III.11. IMPACT DE LA TAILLE DE DG ET TDS SUR LES VALEURS DE.....	74
FIGURE. III.12 IMPACT DE L'EMPLACEMENT DE DG ET TDS SUR LES VALEURS DE CTI ENTRE LES RELAIS (02_09).....	74
FIGURE. III.13. IMPACT DE LA TAILLE DE DG ET TDS SUR LES VALEURS.....	75
FIGURE. III.14. L'IMPACT DES VALEURS DE LA TAILLE DE DG SUR LE TEMPS DE REACTION Tb , Tp ET LA SELECTIVITE CTI.....	77
FIGURE. III. 15 . LES VALEURS POSSIBLE DE CTI.....	78

## CHAPITRE . IV

FIGURE. IV. 1. METHODOLOGIE DE TRAVAIL .....	82
FIGURE. IV. 2. COURANTS DE DEFAUT ( $I_f$ , $I_1$ , $I_2$ ) DANS LE SYSTEME DE 14 JEUX DE BARRES IEEE. ....	83
FIGURE. IV. 3. EXPLICATION DU SYSTEME DE PROTECTION ETUDIEE.....	83
FIGURE. IV. 4. IMPACT DE LA TAILLE ET DE L'EMPLACEMENT DU DG SUR LE .....	84
FIGURE. IV. 5. EXEMPLE DE CTI ENTRE LES RELAIS.....	85
FIGURE. IV. 6. IMPACT OF DG SIZE AND LOCATION ON THE CTI, .....	87
FIGURE. IV. 7. IMPACT OF TDSP VALUES AND DG SIZE ON THE CTI.....	87
FIGURE. IV. 8. IMPACT DES VALEURS TDSP ET DE .....	88
FIGURE. IV. 9 . LOCALISATION DES DEFAUTS. ....	88
FIGURE. IV. 10. PROBLEME DE CTI EN PRESENCE DE DG.....	89
FIGURE. IV. 12. EXPLICATION LE PROBLEME DU SENSIBILITE.....	89
FIGURE. IV. 11. EXPLICATION DE LA FORMULE « S » .....	89
FIGURE. IV. 13. ALGORITHME PROPOSE .....	90
FIGURE. IV. 14. LE MAXIMUM COURANT POSSIBLE (PREMIERE PARTIE DE L'ALGORITHME) .....	90
FIGURE. IV. 15. TOUS LES IMPACTS POSSIBLES DE LA TAILLE, L'EMPLACEMENT DU DG ET LES VALEURS DE TDS .....	90
FIGURE. IV. 16. RESULTATS D'OPTIMISATIONS POUR LA SENSIBILITE (RELAIS R9). ....	91
FIGURE. IV. 17. TOUS LES IMPACTS POSSIBLES DE LA TAILLE ET L'EMPLACEMENT DU DG AVEC DES VALEURS DE TDS .....	92
FIGURE. IV. 18. RESULTATS D'OPTIMISATION POUR LA SENSIBILITE ( RELAIS 10) .....	92

### III. LISTE DES TABLEAUX


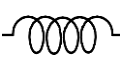



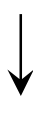




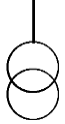
TABLEAU. I. 1 .....	44
TABLEAU. III. 1. VALEURS DE COURANTS DE DEFAUTS EXCEPTIONNELS.....	69
TABLEAU. III 2. CARACTERES DE LA COURBE INVERSE (RAPPEL).....	71
TABLEAU. III 3. DG SERA FIXE DANS LE JEU-BARRE 13.....	75
TABLEAU. III 4. DG SERA FIXE DANS LE JEUX-BARRE 12.....	76
TABLEAU. III 5. DG SERA FIXE DANS LE JEUX- BARRE 11.....	76
TABLEAU. III 6. LES VALEURS DE TDS SELECTIONNEES .....	78
TABLEAU. IV. 1 . CAS EXCEPTIONNEL (SANS DG) .....	84
TABLEAU. IV. 2. VALEURS SELECTIONNEES PAR ALGORITHME .....	93



## IV. ABREVIATION

<b>Indice</b>	<b>Mot clé</b>
$DG$	Générateur Décentralisée
$TDS$	Time Dial Setting
$PSI$	indice de stabilité de puissance
$V_A, V_B, V_C$	Tensions de la ligne
$I_A, I_B, I_C$	Courants de la ligne
$V_1, V_2, V_0$	Composantes symétriques de tension
$I_1, I_2, I_0$	Composantes symétriques de courant
$Z_{DG}$	Impédance des DG
$R_F$	Résistance de défaut
$n_F$	Point de défaut
$R_{seen}$	Résistance mesuré par le relais
$X_{seen}$	Réactance mesuré par le relais
$T_p$	Relais primaire
$T_b$	Relais reserve
$I_p$	Courant de déclenchement
$T$	Temps de déclenchement
$CTI$	Intervalle de temps de coordination


## SYMBOLES GRAPHIQUES

Symbole	Mot clé
	Ligne triphasé
	inductance
	Résistance
	La terre
	Arrivée
	Départ
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Transformateur de puissance
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension

## V. TRAVAUX DE RECHERCHE & FORMATIONS

Les résultats des travaux scientifiques relatifs à cette présente thèse ont fait l'objet de publication, communications internationales et formations :

### ▪ Publication Internationale, Revue Scientifique Catégorie « A »

**Le Journal Allemand**<sup>2</sup> « Electrical Engineering. ISSN 0948-7921. E-ISSN 1432-0487»: Springer  Springer Verlag, Germany.

**Bensmaïe, M.** Abdelhamid, L. & Khamari, D. Impacts analysis and optimization of electric grid protection in presence of decentralized production. *Electr Eng* (2022). Volume 104, issue 4, August 2022 Pages: 2369 - 2377 <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01483-3>

### ▪ Communications Internationales:

1. Impacts Analysis of Decentralized Production on Distribution Electric grid.

DOI: [10.1109/ICCAD52417.2021.9638727](https://doi.org/10.1109/ICCAD52417.2021.9638727)



2. Linear Parameters Varying Torque Control for Singularly Perturbed<sup>3</sup>.

DOI: [10.1109/ICCAD52417.2021.9638760](https://doi.org/10.1109/ICCAD52417.2021.9638760)



3. H<sub>∞</sub> Linear parameter varying Induction Motor Flux Observer Synthesis<sup>4</sup>.

DOI: [10.1109/ICCAD52417.2021.9638736](https://doi.org/10.1109/ICCAD52417.2021.9638736)



### ▪ Formations liées à la technique de la sécurité et de la protection électrique:

1. Formation « Relais de protection SIEMENS HT et THT, SIPROTEC 5 et 4 »



2. Habilitation de sécurité électrique THT et HT par l'institut Schneider d'Algérie



3. Formation ' Protection des transformateurs « SIEMENS THT\_MT ' 220KV\_ 11KV »



4. Formation sur les variateurs Siemens G120, G150 et G180



5. Formation sur les instruments de sécurité et captage (Endress + Houser).



<sup>2</sup> **Archiv für Elektrotechnik**: est le titre allemand « depuis 1912 » d'une revue d'ingénierie électrique publiée par Springer, désormais également connue sous son titre anglais "Electrical Engineering".

<sup>2,3</sup> Les communications 2 et 3 n'ont pas une relation directe avec le titre de cette thèse.

## VI. METHODOLOGIE DE LA THESE

(Ne connaît bien un phénomène que lorsqu'il est possible de l'exprimer par un nombre<sup>5</sup>)

LA méthode de cette thèse n'est pas une comparaison avec d'autres travaux dans d'autres thèmes.

Mais est une prédiction de tous les cas possibles des impacts de DG (localisations et taille) en cas de court-circuit.

Nous attirons l'attention que ce travail est inspiré d'un site industriel (Figure ci-dessous), près de cinq ans d'expérience au sein de la société internationale « LAFARGE<sup>6</sup>, service d'intervention et maintenance », avec des formations de haut niveau dans le domaine de la protection électrique. Suite à cette expérience, nous avons remarqué que le réglage de la sélectivité influençait la sensibilité des relais, donc on a modélisé un exemple d'un réseau de 14 bus IEEE et un DG, avec un court-circuit pour voir les effets de ce problème, ce que nous mettons sous une formule mathématique "S".

Cette formule n'a jamais été utilisée ailleurs, elle permet de lier l'optimisation de la sélectivité entre les relais avec considération de la sensibilité.



Société international « LAFARGE » site industriel CILAS Biskra.

---

<sup>5</sup> D'après Lord kelvin

<sup>6</sup> Lafarge est une géante société française de matériaux de construction active « depuis 1883 ». Une filiale du groupe mondial « LafargeHolcim »

## ملخص: VII.

تقدم هذه الأطروحة تأثير التوليد اللامركزي على حماية شبكة التوزيع الكهربائي ، وتبدأ برؤية لفهم تاريخ تطور الحماية الكهربائية والتوليد اللامركزي لإلقاء الضوء على أساس الفكرة التي تسمح لنا ببناء منهجية مستوحاة من موقع صناعي للشركة العالمية (لافارج ) التي تعاني من العديد من مشاكل الحماية. أولاً ، يتم عرض تأثيرات المولد اللامركزي على حماية شبكة التوزيع الشعاعي في حالة وجود دائرة قصيرة متناظرة ثلاثية الطور مع عدة سيناريوهات تتمثل في تغيير في حجم وموقع المولد اللامركزي لملاحظة هذا التأثير. هذه الدراسة تجعل من الممكن ملاحظة مشاكل الحماية بأكثر دقة ، لا سيما الحساسية والانتقائية. ثانيًا ، للحصول على حماية مُحسَّنة جيدًا ، مع مراعاة كل من حجم وموقع المولد الموزع اللامركزي في الشبكة الشعاعية ، تقترح خوارزمية تعتمد على صيغة رياضية جديدة لأول مرة تأخذ تحسين الحساسية في الاعتبار على كامل نقاط المنحنى العكسي متلازمة مع إحترام شرط الإنتقائية . يمكن إثبات فعاليتها من خلال نتائج البرمجة والمحاكاة الرقمية "ماتلاب" .

## الكلمات المفتاحية الدالة :

- المولد اللامركزي
- خطأ الدارة القصيرة.
- حساسية الحماية.
- الفاصل الزمني للتنسيق (الانتقائية)
- عامل الوقت للمنحنى العكسي
- التحسين

## **VIII. Résumé**

Cette thèse présente l'impact de la production décentralisée sur la protection du réseau de distribution électrique, Après un bref aperçu sur l'histoire de l'évolution, de la protection électrique et de la production décentralisée, on s'intéresse à une idée inspirée d'un site industriel (la société internationale Lafargeholcim) qui souffre de plusieurs problèmes de protection. Dans un premier temps, les effets du générateur distribué (DG) sur la protection du réseau radial en cas de court-circuit triphasé symétrique avec plusieurs scénarios (variation en taille et emplacement du DG) sont présentés. L'étude de ces effets permet d'observer des problèmes de protection, notamment de sensibilité et de sélectivité. Deuxièmement, pour avoir une protection bien optimisée, compte tenu à la fois de la taille et de l'emplacement d'un générateur distribué dans un réseau radial, nous proposons un algorithme avec une nouvelle formule. L'efficacité de la nouvelle idée sera démontrée par des résultats de programmation et de simulation sous le logiciel « Matlab »

### **Mots-clés**

- Générateur Décentralisée DG.
- Défaut de court-circuit.
- Sensibilité de la protection.
- Intervalle de temps de coordination CTI (Sélectivité).
- Time Dial Setting (TDS).
- Optimisation.

## **IX. Abstract:**

This thesis presents the impact of distributed generation on the protection of the electrical distribution network. After a brief overview of the history of the evolution of electrical protection and distributed generation, we are interested in an idea inspired by an industrial site (the international company Lafargeholcim) which suffers from several protection problems. Firstly, the effects of the distributed generator (DG) on the protection of the radial network in the event of a symmetrical short-circuit with several scenarios (variation in size and location of the DG) are presented. The study of these effects makes it possible to observe protection problems, in particular of sensitivity and selectivity. Secondly, to have a well-optimized protection, considering both the size and the location of a distributed generator in a radial network, we propose an algorithm with a new formula. The effectiveness of the new idea will be demonstrated by programming and simulation results under the software."Matlab".

### **Keywords:**

- Decentralized Generator DG.
- Short circuit fault.
- Sensitivity of protection.
- CTI coordination time interval (Selectivity).
- Time Dial Setting (TDS).
- Optimization.

# Introduction Générale :

En raison de la disponibilité décroissante des ressources énergétiques traditionnelles de jour en jour, de l'augmentation croissante de la consommation d'énergie électrique dans le monde et du réchauffement climatique qui est devenu le centre d'attention en raison de son impact négatif sur l'environnement, il y a un fort besoin d'utiliser des sources d'énergie renouvelables.

Ce besoin mondial d'énergie verte et cette prise de conscience ont conduit au développement de certains types de production, ce qui a mis les systèmes électriques centralisés traditionnels devant le défi de stabilité causé par l'augmentation des niveaux de générateurs décentralisés DG .

De nombreux chercheurs se sont concentrés sur la manière d'intégrer des générateurs dans les systèmes électriques centralisés [1-6].

Il y a un écart dans la littérature en considérant le rôle de la production distribuée (DG) dans le contexte de l'ensemble système électrique et le secteur de l'énergie au sens large et comment il peut stimuler le développement d'un système électrique avec une approche centralisée ou accroître la décentralisation.

Ce thème explore l'impact des DGs qui influence la protection dans les systèmes de distribution électriques et les outils existants qui peuvent être utilisés pour explorer comment on peut maîtriser ces impacts, pour avoir une protection bien optimisée en tenant compte de plusieurs facteurs du DG (sa localisation<sup>7</sup> et sa taille) dans les systèmes de distribution électriques, avec niveaux croissants de décentralisation

L'étude du réseau électrique dans plusieurs articles de recherche [1-21], nous amène à connaître son comportement en fonctionnement normal et en cas de défaut, tous ces cas sont confrontés à un défi commercial et technique pour augmenter l'efficacité et la perfection d'utilisation dans le respect des normes de protection, enfin pour y parvenir, nous devons mettre une protection confortable sur nos réseaux selon la construction topologique et notre gamme de puissance avec de nombreux facteurs DG qui peuvent perturber la stabilité de la protection.

L'objectif principal de cette thèse est de connaître les effets de la production décentralisée sur la protection du réseau de distribution, des solutions ont été proposées pour la sélectivité. Cependant, ces remèdes créeront d'autres problèmes de sensibilité qui doivent être corrigés. Ce qui nous a donné une idée pour mettre au point un algorithme qui permet d'améliorer la protection en tenant compte à la fois de la sélectivité et de la sensibilité avec des résultats d'optimisation bien présentés, cette thèse

---

<sup>7</sup> Les DG sont des sources d'énergie (renouvelables ou fossiles) qui ont des sites naturels ou des unités de production qui peuvent être injectées en différents points du réseau, le site a été pris en compte afin que nous puissions voir son impact sur la protection.



est structurée comme suit :

Le premier chapitre est l'étude de la protection énergétique qui est directement liée à la qualité de l'énergie soumise à des normes et standards, et pour bien la comprendre, il est nécessaire de suivre l'évolution de la protection, à travers ce chapitre, nous pouvons constituer la première étape qui représente la base de cette thèse.

Le deuxième chapitre est un éclaircissement bien orienté, c'est-à-dire une étude pour considérer l'importance de la production décentralisée dans le monde et les techniques utilisées pour intégrer les « DGs » dans le réseau de distribution. Ce chapitre vise à valoriser la production décentralisée et les défis techniques auxquels est confrontée l'intégration dans le réseau, parmi ces défis Figure leur impact sur la protection du réseau de distribution d'électricité qui sera abordé dans les chapitres trois et quatre.

Le troisième chapitre traite l'étude des impacts de DG sur la protection du réseau MT (30 kV, 14 jeux-barres IEEE<sup>8</sup>) en cas de panne de court-circuit, avec différents scénarios (variation de la taille et de l'emplacement de la DG) sont présentés. L'analyse est axée sur la protection de max de courant, pour définir le réglage des relais de surintensité (OCR) et l'intervalle de temps de coordination CTI en fonction des normes. Nous avons adopté une méthodologie qui peut améliorer la protection dans la zone de défaillance après l'injection de DG.

Le quatrième chapitre présente une idée inspirée d'un site industriel (Société international Lafarge-holcim) qui souffre de plusieurs problèmes de protection. Tout d'abord, les effets du (DG) sur la protection du réseau radial en cas de court-circuit triphasé symétrique avec plusieurs scénarios (variant en taille et en emplacement du DG) sont présentés. L'étude de ces effets permet d'observer des problèmes de protection, notamment, la sélectivité et la sensibilité. Deuxièmement, pour avoir une protection bien optimisée, compte tenu à la fois de la taille et de l'emplacement d'un DG dans un réseau radial, nous proposons un algorithme avec une nouvelle formule. L'efficacité de la nouvelle idée est démontrée par les résultats de simulation.

---

<sup>8</sup> Institute of Electrical and Electronics Engineers

---

**Chapitre I : Etat de L'art et  
Simulation d'une protection  
électrique**

---

## **I Introduction :**

L'étude du comportement de la protection en présence du DG nous pousse vers la connaissance des problématiques les plus récentes à travers les derniers travaux de recherche que traite ce chapitre. Le passage par certaines étapes méthodologiques est indispensable dans ce chapitre pour comprendre ces impacts, on commence par l'état de l'art et tout ce qui touche à ce thème de recherche, avec une vision dans le grand cercle autour de la protection électrique, puis la discussion de quelques références, les plus proches de notre thème.

Un réseau avec ou sans DG complété par des comparaisons entre les cas étudiés, des résultats de simulation sont également présentés.

## **II Etat de l'art :**

Après le développement des énergies renouvelables et le besoin croissant de production décentralisée, ainsi que le perfectionnement de son exploitation quand nous voulons l'injecter aux réseaux classiques, les chercheurs ont fait face à des défauts divers liés à cette nouvelle configuration de réseaux en considération de l'emplacement et des capacités des DG.

Des DG peuvent être raccordés directement au réseau de distribution. IEEE [7] définit DG comme " Production d'électricité par des centrales suffisamment petites que les usines centrales pour permettre l'interconnexion à presque tous point dans le système électrique ". Cette opération d'injection a une influence sur le réseau en cas de défaut en tenant compte de sa taille et de sa localisation. De nouvelles philosophies de protection basées sur des techniques innovantes et des solutions sont proposées pour améliorer la continuité de service aux clients et à accroître la pénétration de la DG dans la distribution de réseau [1]. Des solutions possibles à d'autres problèmes de protection, également dans [2] une approche analytique est présentée sur l'impact de DG sur le système d'alimentation, et un algorithme pour améliorer l'utilisation de la localisation et du dimensionnement des DG, L'attribution et le dimensionnement de la DG sont basés sur un nouvel indice de stabilité de puissance (PSI). Dans [3] le multi-objectif de l'indice de performance est utilisé pour trouver l'emplacement optimal d'unités de puissance réelles DG et leurs capacités. Nous pouvons conclure que la présence des DG à un emplacement optimal réduit les pertes de puissance réelle et réactive et améliore le profil de tension, également dans [4] a proposé une protection par relais qui intègre le dimensionnement du DG avec méthode pour maximiser sa pénétration (DG) sans changer les caractères de la protection avant l'injection de DG à travers des exemples illustratifs qui montrent les

impacts du site et de la taille sur les courants de défaut. Dans [5] l'impact de la taille du générateur (PRDG) qui varie entre 1 et 4 MW et sa localisation (d DRG) varie entre 0 et 100% du réseau de distribution 30 kV algérien à « Constantine » en présence d'un défaut triphasé, d'autres études dans [9,10] et ce qui a été discuté dans [11] modèles de charge et indices de l'impact sur l'optimisation de l'emplacement des unités de production multi-distribuées, y compris différents modèles de charge, l'intégration de la production décentralisée (DG) avec une distribution développée, à travers de plusieurs techniques et avantage économique pour les producteurs d'énergie.

Un autre point de vue étudiée dans [12] par un avantage important du générateur décentralisé pour améliorer le profil du tension dans le réseau de distribution, aussi en [13] une formulation polyvalente pour le positionnement et dimensionnement des ressources de la DG dans la répartition existante proposée pour les réseaux, et autre idée en [14] le planificateur de distribution devrait maximiser le profit des investissements pour le développement de la système et également améliorer les performances du système. En [15] une explication de la technique des limites auxquelles sont confrontés les projets de génération embarquée (EG) et une nouvelle méthodologie est développée, pour [16] il propose une nouvelle approche heuristique de la planification des investissements dans capacité de production distribuée (DG) à partir du point de vue d'une Société de Distribution.

Dans plusieurs cas où nous avons trouvé l'impact de DG sur le réseau distribution [17]. Ces études s'appuient sur l'étude de l'impact pour une meilleure protection par des méthodes d'optimisation. En [18] un modèle MINLP à grande échelle est proposé pour optimiser et déterminer les sites d'installation optimaux et les SOP<sup>9</sup> capacités, en tenant compte les caractéristiques du réseau.

Dans [19] une autre présentation d'étude évalue l'impact de la production distribuée sur la fiabilité des réseaux électriques dans des conditions difficiles, et en [20] différentes approches utilisent, l'algorithme proposé par les CFL de la série avec des impédances plus faibles et re-coordination des protections des appareils pour limiter le négatif impacts des DG sur les systèmes de protection, en [21] des études présentent un examen complet des techniques analytiques qui ont été classés comme formule de perte exacte du catégories relatives à la planification optimale des production sur les sources d'énergie renouvelables .

Ce qui a été discuté dans les articles [1-21] c'est l'analyse de l'impact de la taille et de la localisation de la DG sur le réseau de distribution, à partir de plusieurs points : économique, énergétique, qualité de protection et de performance. Et la façon dont on peut l'améliorer par des méthodes et des algorithmes avec l'optimisation de plusieurs objectifs.

---

<sup>9</sup> Soft Open Points : sont des appareils électroniques de puissance installés pour remplacer les points normalement ouverts dans les systèmes de distribution électrique actifs

### III Simulation d'une protection avec un reseau de distribution électrique:

Cette partie est le premier pas pour étudier l'impact de la production décentralisée sur la protection de réseau de distribution électrique, sachant que pour maîtriser cet impact de défaut de court-circuit sur le réseau en cas d'injection d'un DG, il faut premièrement comprendre le comportement de la protection sans DG, ce qui sera fait.

Premièrement il faudra étudier la protection de réseaux et comment sa réaction en cas de panne, sans ou avec un DG, c'est pourquoi nous avons essayé de modéliser et de simuler le réseau de distribution sans injection de DG, avec un relais de protection qui a été paramétré par une fonction 'RMS'<sup>10</sup>, pour simplifier la lecture logique des signaux émis par les circuits de mesure en tenant compte des conditions de fonctionnement. La fonction logique et les bascules permettent de protéger le réseau en prenant le Max du courant « I » comme référence de protection.

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I^2}$$

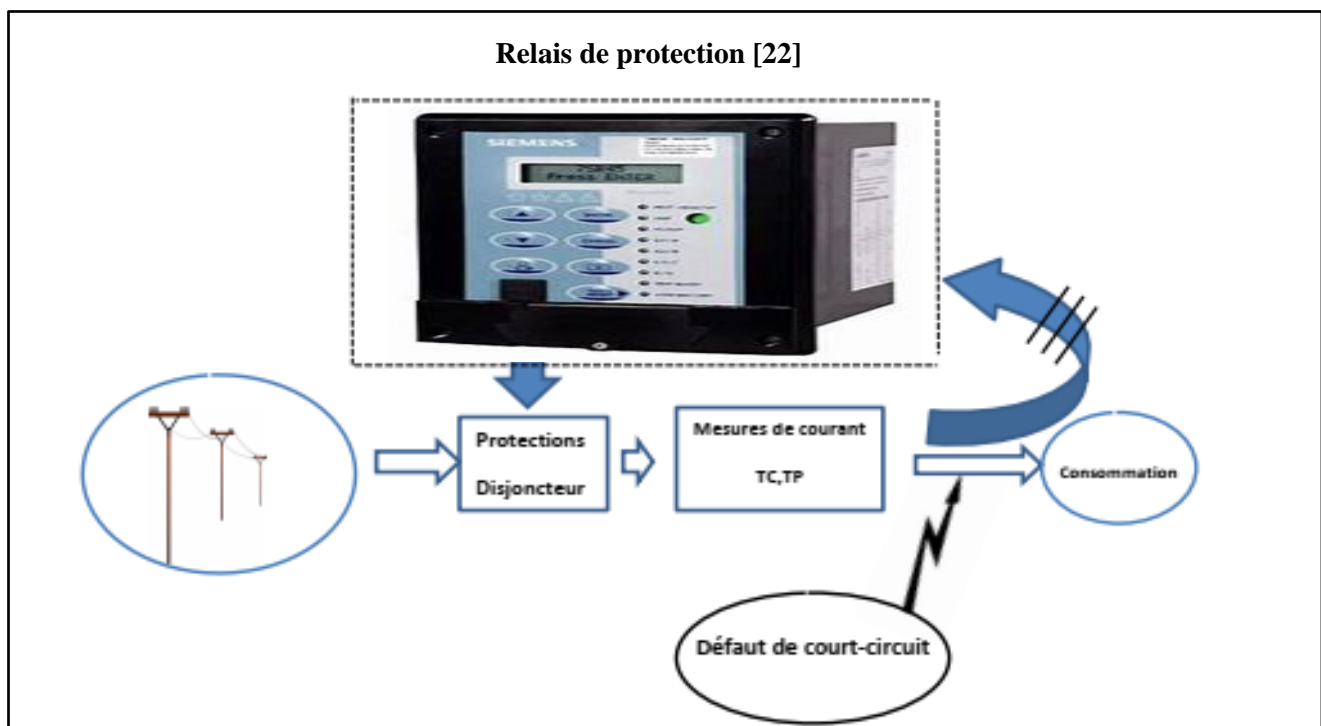


Figure. I. 1 Système de protection d'un réseau sans DG

#### IV.1.1 Simulation d'une protection sans DG

Après la modélisation et la simulation d'un court-circuit de trois phases à la terre on obtient les résultats suivants : Les courants et les tensions des trois phases ABC. Aussi le signal logique émis par

<sup>10</sup> RMS : Root mean square Ou Racine de carré moyen, l'utilisation de cette formule dans les mesures afin que nous puissions contrôler la valeur efficace du courant. Cette valeur peut annoncer le véritable danger thermique du courant électrique.

le relais avec comparaison des courants RMS, (tout ce système sans l'injection de DG) avec un court-circuit triphasé à la terre. Les figures.2, 3, 4,5 et 6 illustrent les résultats de simulation.

Donnés :

Lignes

$U_{rms}$  (P-P)=25 KV ,  $f=50$  Hz, Résistance interne= 0.008929  $\Omega$ , Inductance interne $16.58e-3$  H

Ligne de transport : PI

Résistance( $\Omega$ ) , inductance(H), capacité (f),[0.3864 4.1264e-3 7.751e-9]/km.

Longeur de ligne : 0,3 km

Charge:

Puissance active :100 KW, puissance reactive 100 var Transformateur. Puissance :500 KVA ,  
 Frequence 50 Hz ,

[Tension nominale  $V_{rms}$  , résistance interne( $\Omega$ ) , inductance intrne(H)] = [25000 2.5 0.31831]

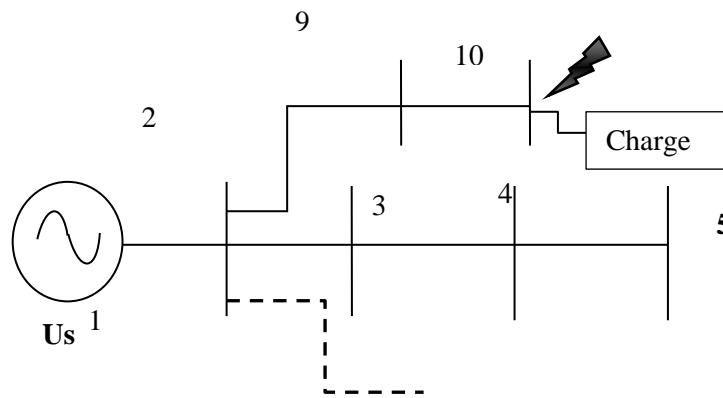


Figure. 1. 2. Simulation d'un réseau de distribution sous Matlab

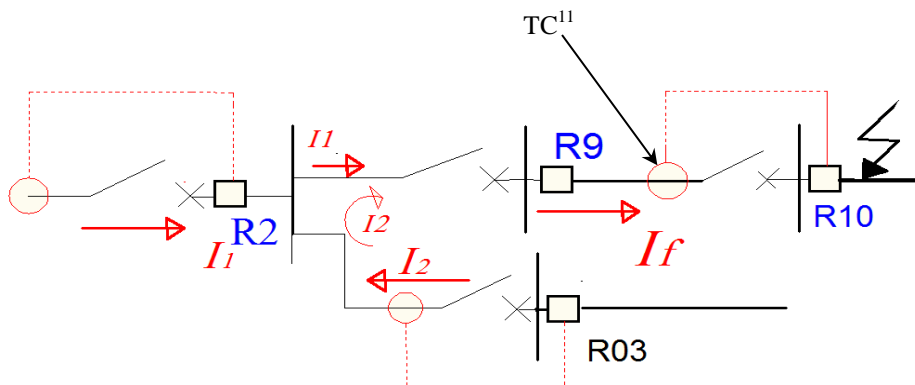


Figure. 1. 3. Système de protection simulé sous Matlab

<sup>11</sup> Capteur de courant, il existe deux types célèbres (mesure et protection)

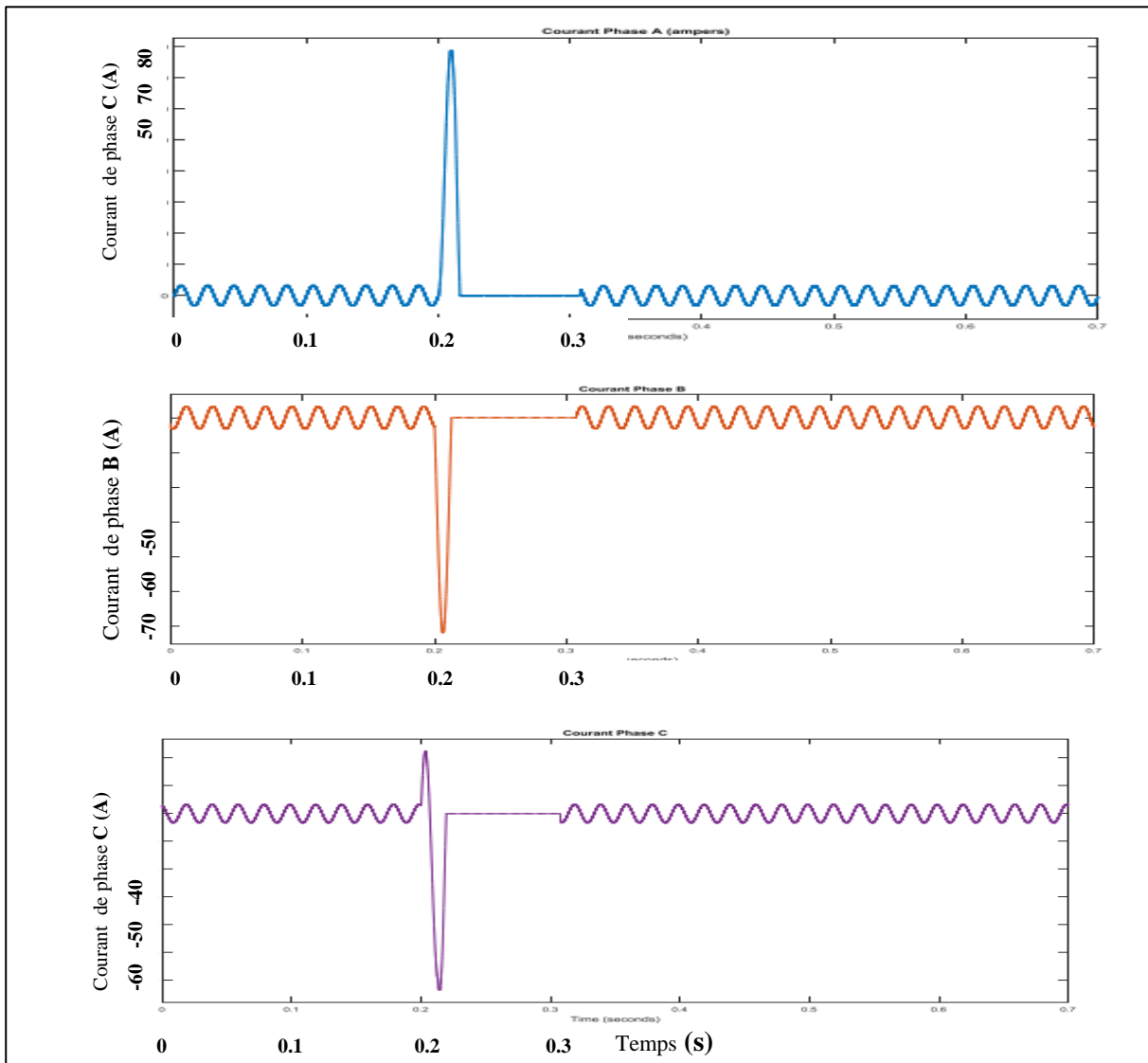


Figure. I. 4. Les courants de défauts phases ABC (A)

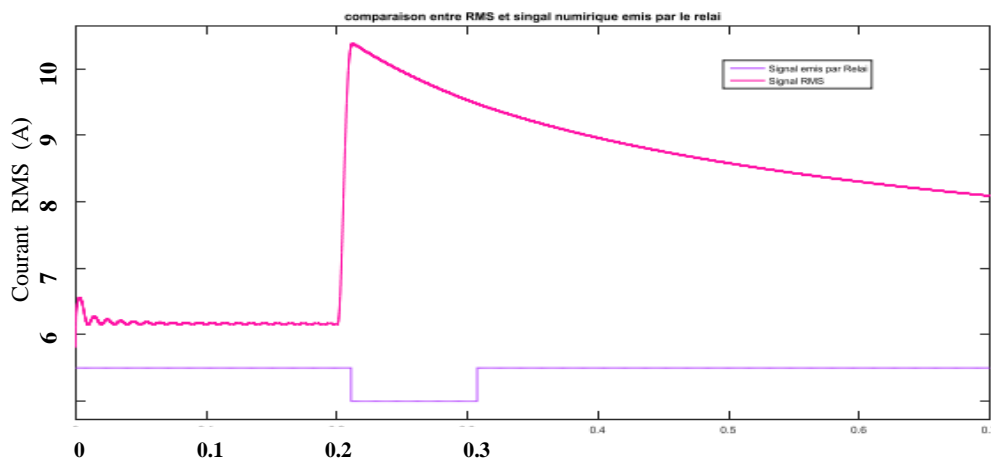


Figure. I. 5. Courant RMS et signal numérique<sup>12</sup> émis par le relais (s)

<sup>12</sup> Pour se conformer aux normes de sécurité industrielle, l'état normal des dispositifs de protection doit envoyer un signal "1". En cas de

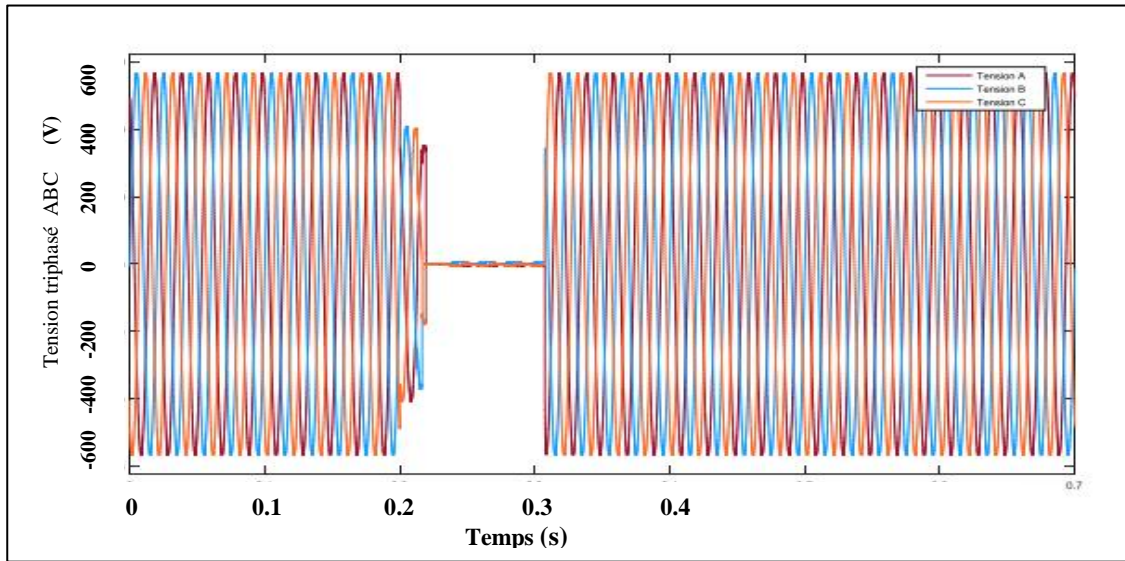


Figure. I. 6. Tensions ABC (A)

#### IV.1.2 Simulation d'une protection avec DG

Après les résultats obtenus par la modélisation et la simulation de la protection, et pour observer le comportement de la protection sans injection des DG avec présence d'un défaut triphasés à la terre, on a essayé d'injecter les DG Figure.07, pour constater les réactions de la protection instantanément avec un défaut de court-circuit et comparer entre les deux cas Figure.08

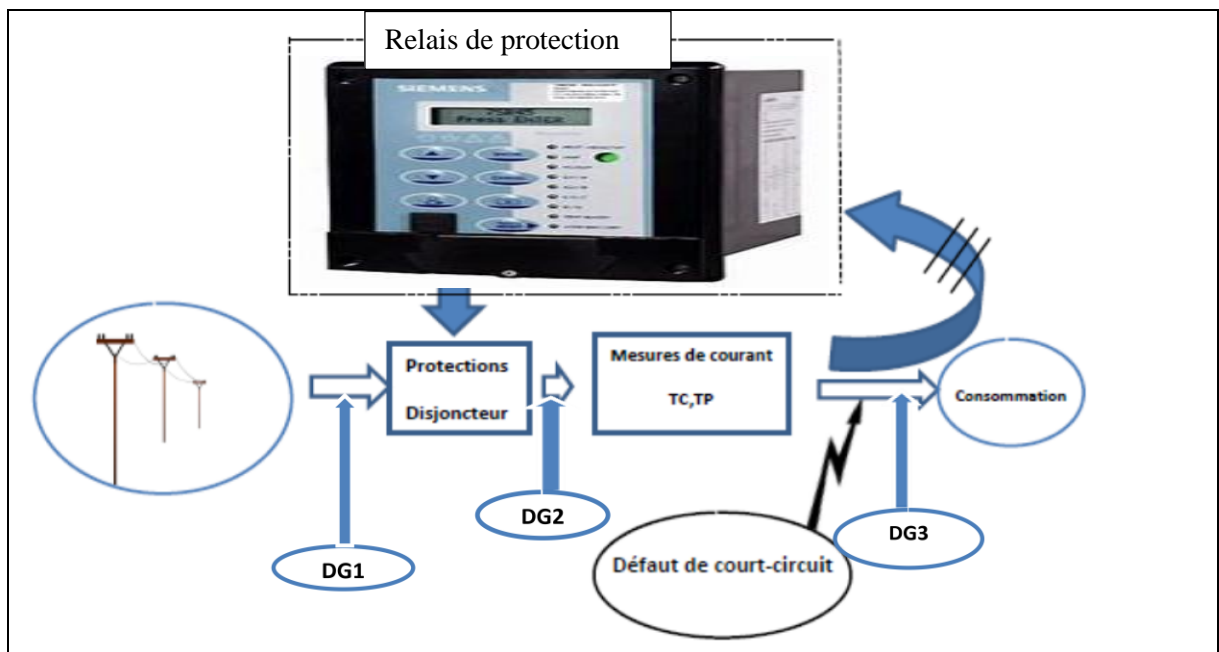


Figure. I.7. Réseau simulé avec DGS

déclenchement ou de dysfonctionnement, le relais enverra un signal "0" pour augmenter la disponibilité de la protection dans toutes les conditions.



**IV.1.3 Resultats de simulation avec DG.**

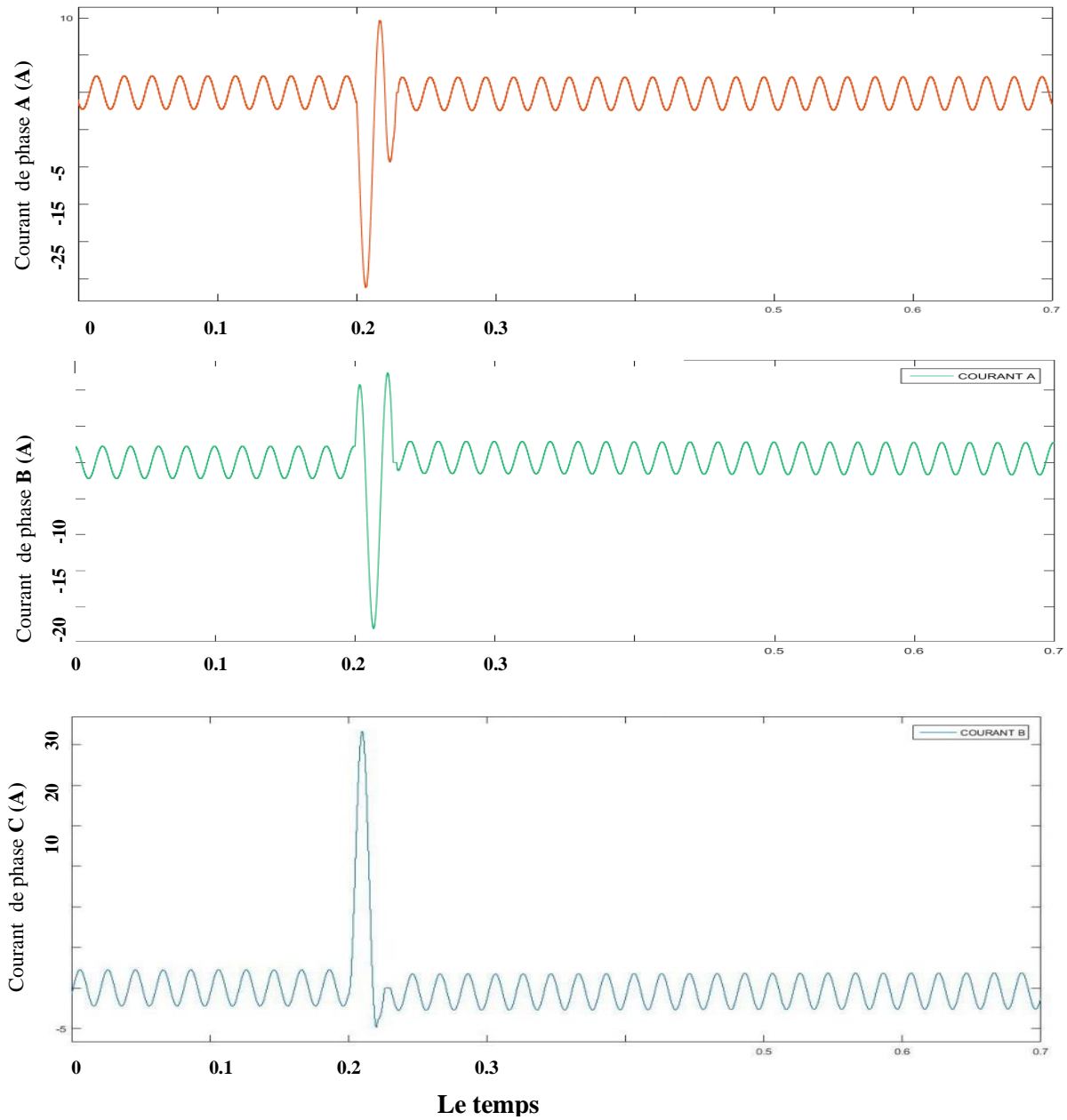


Figure. I. 8. Les courants de défauts phases ABC (A)

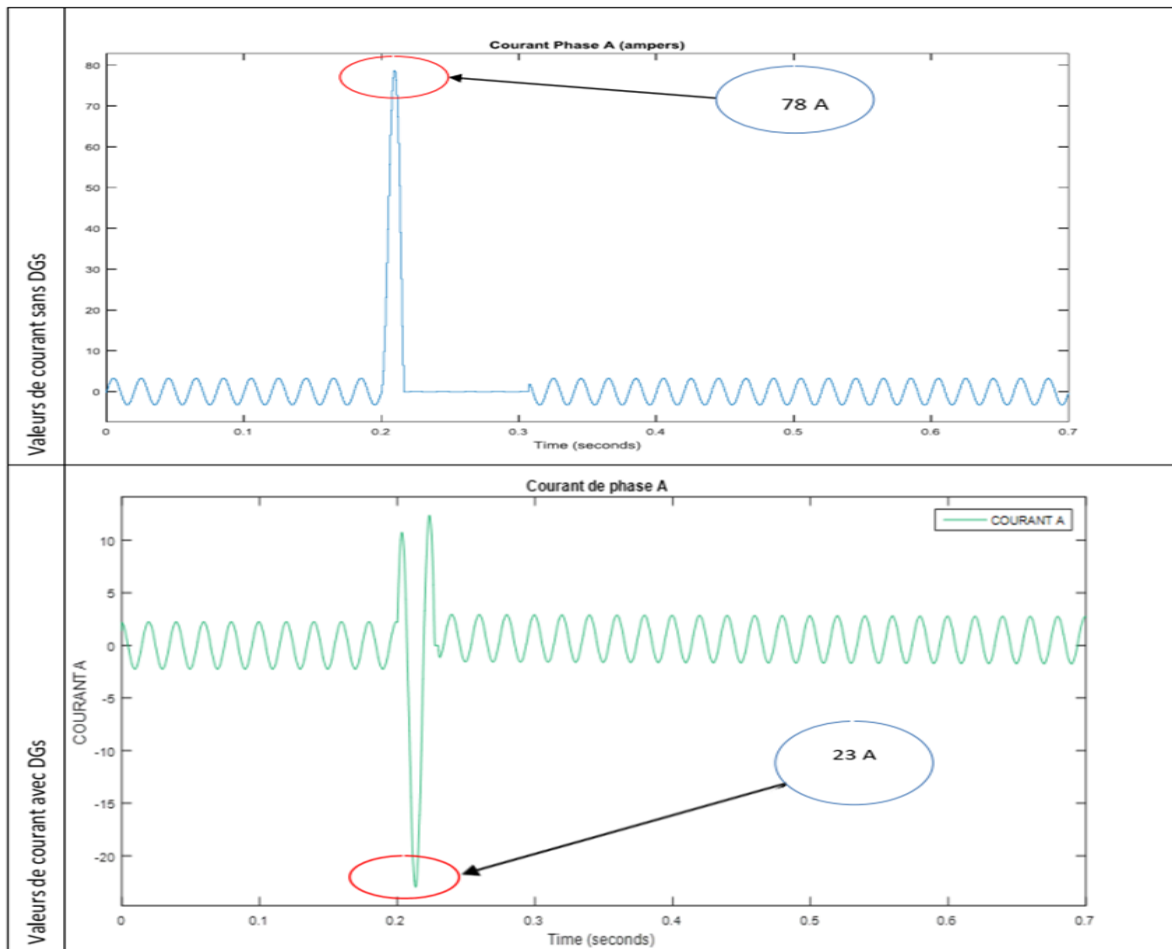


Figure. I. 8. Comparaison entre les deux cas avec et sans DG

#### IV.1.4 Interprétation

Après les résultats obtenus on a constaté que les valeurs de courants de court-circuit allant jusqu'à 35A au maximum à 0.2s dans la courbe de courant « phase B », à 27A dans la courbe de courant « phase C », et à 23A dans la courbe de courant « phase A » (Figure.8), par l'étude de l'exemple précédent, on a constaté qu'il y a eu des changements au niveau des valeurs de courant de court-circuit après l'injection des DGs au réseau de distribution, qui ont influencé la protection du réseau, sachant que ces impacts ne sont pas linéaires, ce que nous verrons dans les prochains chapitres (programmation sous Matlab) qui considèrent plusieurs caractéristiques du réseau comme la localisation et la taille.

#### **IV Conclusion :**

Notre étude est un état de l'art qui explique les dernières recherches techniques sur ce sujet avec un exemple qui nous permet d'observer différents cas où le réseau a connu une panne de court-circuit avec ou sans injection de DG, l'interprétation des résultats nous donne une idée sur l'impact de cette injection sur la protection, cette partie est une préface pour étudier l'impact des sources "DG" sur la protection avec un système de protection mieux maîtrisé.

Ce chapitre est une base pour les prochains chapitres qui seront axés sur quelques scénarios après une vision générale sur l'évolution de la protection et de la production décentralisée, ce qui nous permettra d'observer l'importance de la localisation et de la taille des DG dans le rôle de la protection et quels sont les impacts possibles sur ces derniers.

## V Référéce

- [1] Conti, S. (2009). Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. *Electric Power Systems Research*, 79(1), 49–56. doi:10.1016/j.epsr.2008.05.002  
10.1016/j.epsr.2008.05.002
- [2] Mohandas, N., Balamurugan, R., & Lakshminarasimman, L. (2015). Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 66, 41–52. doi:10.1016/j.ijepes.2014.10.033
- [3] Rana.H.A. Zuboa, Geev Mokryania, Haile-Selassie Rajamania, Jamshid Aghaeib, Taher Niknamb, Prashant Pillaia Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review 2017
- [4] Hongxia Zhan, Member, IEEE, Caisheng Wang, Senior Member, IEEE, Yang Wang, Senior Member, IEEE, Xiaohua Yang, Xi Zhang, Changjiang Wu, and Yihuai Chen Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks2015
- [5] M. Bensmaine; F. Benmessaoud; A. Fatah; D. Khamari; I. Benlaloui; T. Boutabba Impacts Analysis of Decentralized Production on Distribution Electric grid. DOI: 10.1109/ICCAD52417.2021.9638727
- [6] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Sder, “Distributed Generation: A Definition”, *Electric power, Systems Research*, Vol. 57, No. 3, pp. 195- 204, 2001
- [7] IEEE Standard, “Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, No.1547- 2003, USA, 2003.
- [8] Andrés Felipe Contreras C. Gustavo A. Ramos Mario. A Methodology and Design of an Adaptive Overcurrent Protection for Distribution Systems with DG. *Ríos International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS* Vol: 12 No: 04. 2012
- [9] E. Sortomme, M. Venkata, J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* , vol., no., pp.1, 25-29 July 2010
- [10] Han Yi, Hu Xuehao, Zhang Dongxia, "A new adaptive current protection scheme of distribution networks with distributed generation," *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on* , vol., no., pp.1-5, 6-7 April 2009.
- [11] El-Zonkoly, A. M. (2011). Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization. *Swarm and Evolutionary Computation*, 1(1), 50–59. doi:10.1016/j.swevo.2011.02.003

- [12] Chiradeja, P., & Ramakumar, R. (n.d.). Voltage profile improvement with distributed wind turbine generation-a case study. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491). doi:10.1109/pes.2003.1270993
- [14] Carpinelli, G., Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., Proto, D., & Russo, A. (2007). Multiobjective Programming for the Optimal Sizing and Siting of Power-Electronic Interfaced Dispersed Generators. 2007 IEEE Lausanne Power Tech. doi:10.1109/pct.2007.4538358
- [15] Keane, A., & O'Malley, M. (2005). *Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1640–1646. doi:10.1109/tpwrs.2005.852115
- [16] W. El-Khaltam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy and M. M. A. Salama, "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, 2004, pp. 1674-1684. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2004.831699>
- [17] Khatod, D. K., Pant, V., & Sharma, J. (2013). Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 683–695. doi:10.1109/tpwrs.2012.2211044
- [18] Wang, C., Song, G., Li, P., Ji, H., Zhao, J., & Wu, J. (2017). Optimal siting and sizing of soft open points in active electrical distribution networks. *Applied Energy*, 189, 301–309. doi:10.1016/j.apenergy.2016.12.075
- [19] Veldhuis, A. J., Leach, M., & Yang, A. (2018). The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network. *Applied Energy*, 215, 479–502. doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.009
- [20] Mohammadi Chabanloo, R., Ghotbi Maleki, M., Mousavi Agah, S. M., & Mokhtarpour Habashi, E. (2018). Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99, 214–224. doi:10.1016/j.ijepes.2018.01.012
- [21] Ehsan, A., & Yang, Q. (2018). Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 210, 44–59. doi:10.1016/j.apenergy.2017.10.1
- [22] relais de protection siemens - Bing images

---

## Chapitre II : L'évolution de la protection des réseaux électriques

---

## I Introduction:

La philosophie de la protection électrique comprend de nombreux domaines techniques : mesures (TP, TC), appareillage de coupure (disjoncteur), communication et conditions (normes) et chacun de ces domaines a un historique d'évolution et son importance, et pour maîtriser la protection électrique, il est très nécessaire de comprendre son histoire.

Ce domaine a traversé plusieurs étapes de développement, nous les détaillons dans ce chapitre à travers plusieurs références [1-20], on commence par un bref aperçu sur l'histoire du développement, en accordant une attention particulière aux dernières évolutions dans le domaine de la protection globale et intégrée, afin d'envisager le développement futur des systèmes de protection et de contrôle. Ensuite, le concept de protection et de contrôle intégrés de vastes zones est introduit, lorsqu'il peut être démontré que le système de protection et de contrôle hiérarchique assure la protection électrique régionale et des réseaux électriques associés. Le système est principalement divisé en trois niveaux : local, sous-station/usine et zone étendue/régionale. [1]. Au cours du siècle dernier, la protection a continué à jouer un rôle majeur jusqu'à ce jour. A la fin des années 1960, l'application d'un système de protection centralisé des postes basé sur un système informatique centralisé a été proposée [2].

Il s'agit d'une étape importante dans l'histoire de la protection des réseaux électriques. L'idée colle bien avec le concept d'une protection globale intégrée où le paquet de protection ne superviserait pas seulement les unités individuelles d'une centrale, mais également une section du réseau. Cependant, l'idée n'a pas été largement appliquée jusqu'à récemment, car il n'y avait pas de matériel informatique/logiciel ou de technologies de communication disponibles pour soutenir une telle idée. Depuis lors, la technologie des relais a connu des développements réussis basés sur l'application des techniques numériques. L'introduction des microprocesseurs dans la protection dans les années 1980 en général, de l'émergence de la protection à la fin des années 90, la protection des relais avait disparu à travers de certain nombre d'étapes de développement, la migration de l'électromécanique au semi-conducteur, puis aux technologies des circuits intégrés et des microprocesseurs. Aujourd'hui, les technologies numériques et les relais numériques remplacent les relais conventionnels dans tous les domaines de la protection du système électrique [1]

### I.1 Le développement de la protection :

La protection du système électrique est apparue au début de siècle dernier, avec l'application du premier relais de surintensité électromécanique. La majorité des principes de protection actuellement

employés dans les relais de protection ont été développés au cours des trois premières décennies du siècle dernier, telles que les protections contre les surintensités, directionnelles, de distance et différentielles. Le développement de la science et de la technologie moderne, en particulier la technologie électronique et informatique, favorise le développement de la technologie des relais, tels que matériaux, composants et processus de fabrication de la structure matérielle du dispositif de protection de relais figure.1

En même temps, de grands progrès théoriques avaient été réalisés dans le logiciel de protection du relais, les algorithmes, etc. Comme le montre la figure 1, les progrès de la technologie moderne stimulent le développement de la protection des systèmes électriques [1]

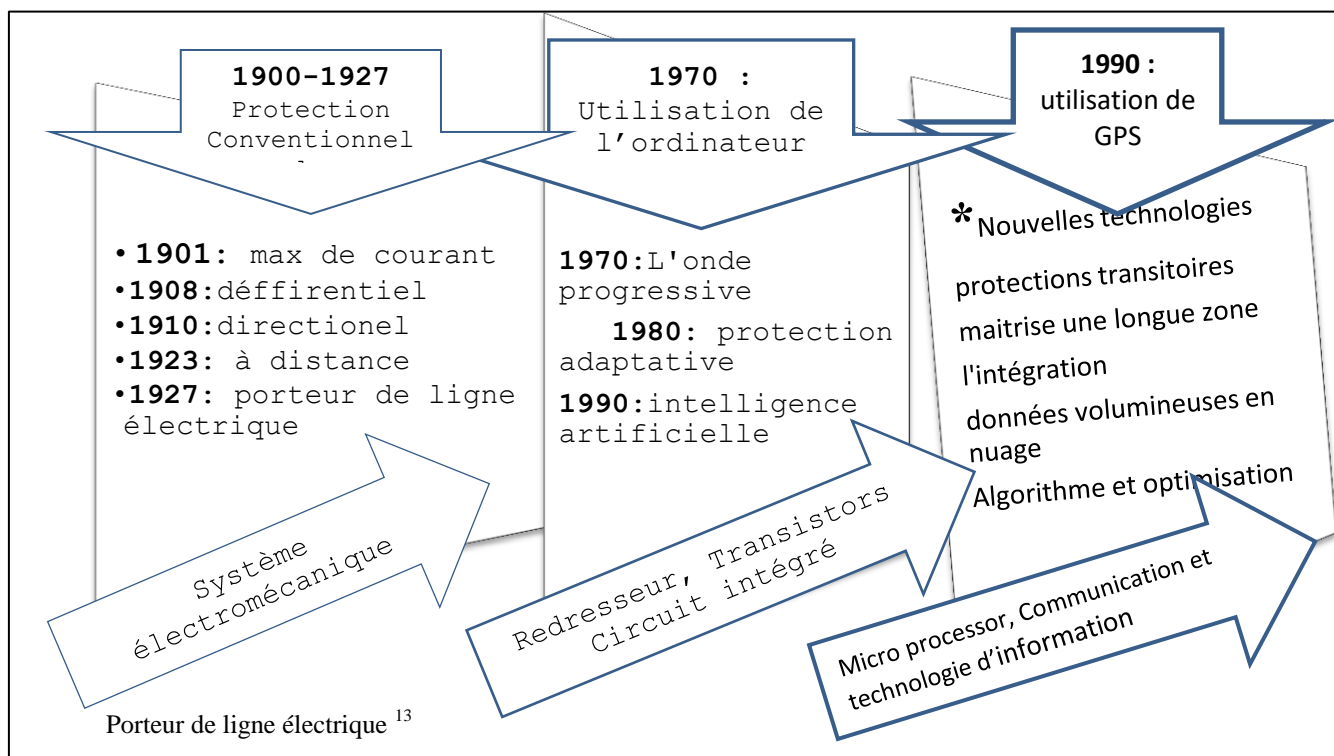



Figure. I. 01 Histoire de développement de la protection [1]

### I.1.1 Développement récent.

La protection étendue dans les dernières années, le développement rapide des technologies de communication rend possible l'échange d'informations à grande échelle. A cet égard, l'émergence de système de mesure de zone étendue fournit une nouvelle idée pour la conception des systèmes de protection des réseaux électriques. Le premier principe de protection étendue est dérivé de la protection transitoire en 1996 [2], dont la synchronisation de l'heure GPS a joué un rôle majeur dans

<sup>13</sup> Consiste à faire passer un signal électrique d'information sur une ligne électrique. (Fig. 2  ). Ce type de technologie peut être utilisé de deux manières. La première consiste à utiliser un réseau électrique existant pour transmettre des communications, telles que des données multimédia. La seconde consiste à utiliser le réseau électrique d'un système pour y faire passer des informations de commande électrique.



la conception [3]. Ceci a été immédiatement suivi d'un document de synthèse en 1997, qui décrit systématiquement le concept de la « protection étendue » [4].

La protection étendue est basée sur de nouveaux algorithmes, elle est dérivée des mesures de plusieurs points d'information (Fig.2), qui est capable de fournir une découverte plus précoce avec une élimination rapide, fiable et précise des défauts, analyse les effets sur la stabilité du système en fonction de l'analyse des défauts. [1]

Le système prend les mesures de contrôle nécessaires pour assurer les fonctions de protection, de sécurité et de stabilité du relais de contrôle afin d'éviter un effondrement de tension (par exemple). La protection étendue des relais est rapidement devenue un sujet de recherche important avec de nombreux résultats de recherche [1]

### I.1.2 Développement récent de la protection des réseaux électriques

Le contrôle avec les progrès rapides de la communication des réseaux et des technologies de l'information, a permis des développements importants dans la protection des systèmes électriques, contrôle du système d'alimentation et contrôle de zone étendue dans les récentes années, en particulier dans le domaine étendu et intégré de la protection. [1]

## I.2 Protection et contrôle des systèmes électriques modernes :

Le déploiement accru de mesures étendues améliorera considérablement le fonctionnement du système d'alimentation à grande échelle et le contrôle du système électrique. Il fournit des informations sur la tension et le courant (Fig.2)<sup>14</sup>, synchronisées avec haute précision à une référence de temps commun fournie par GPS. Par conséquent, une large gamme d'applications de surveillance et de contrôle des systèmes électriques peut être mise en œuvre dans le système pour améliorer la connaissance et la fiabilité, qui comprend une estimation d'état améliorée et basée sur les mesures mixtes « Remote Terminal Unit (RTU) » et unité de mesures de phase (PMU<sup>15</sup>) [10], avec une dynamique d'estimation et validation en ligne [11]. Aussi la gestion de la congestion<sup>16</sup> et estimation de la stabilité de système de protection en temps réel [12], avec détection et amortissement des oscillations interzones [13]. Cependant, les applications les plus importantes et les plus difficiles sont les implémentations de la stabilité dans la zone étendue, et le contrôle en temps réel pour éviter les pannes [14].

---

<sup>14</sup> schéma d'arrivée d'usine de la société internationale Lafarge (assemblage de la société « Eifage » concessionnaire de « Siemens » Belgique), l'auteur a présenté comme employé dans l'équipe de « commissioning », lors de la période de construction de l'usine CILAS de Biskra en 2016.

<sup>15</sup> Unité de mesure de phase

<sup>16</sup> État d'un réseau qui est fortement encombré

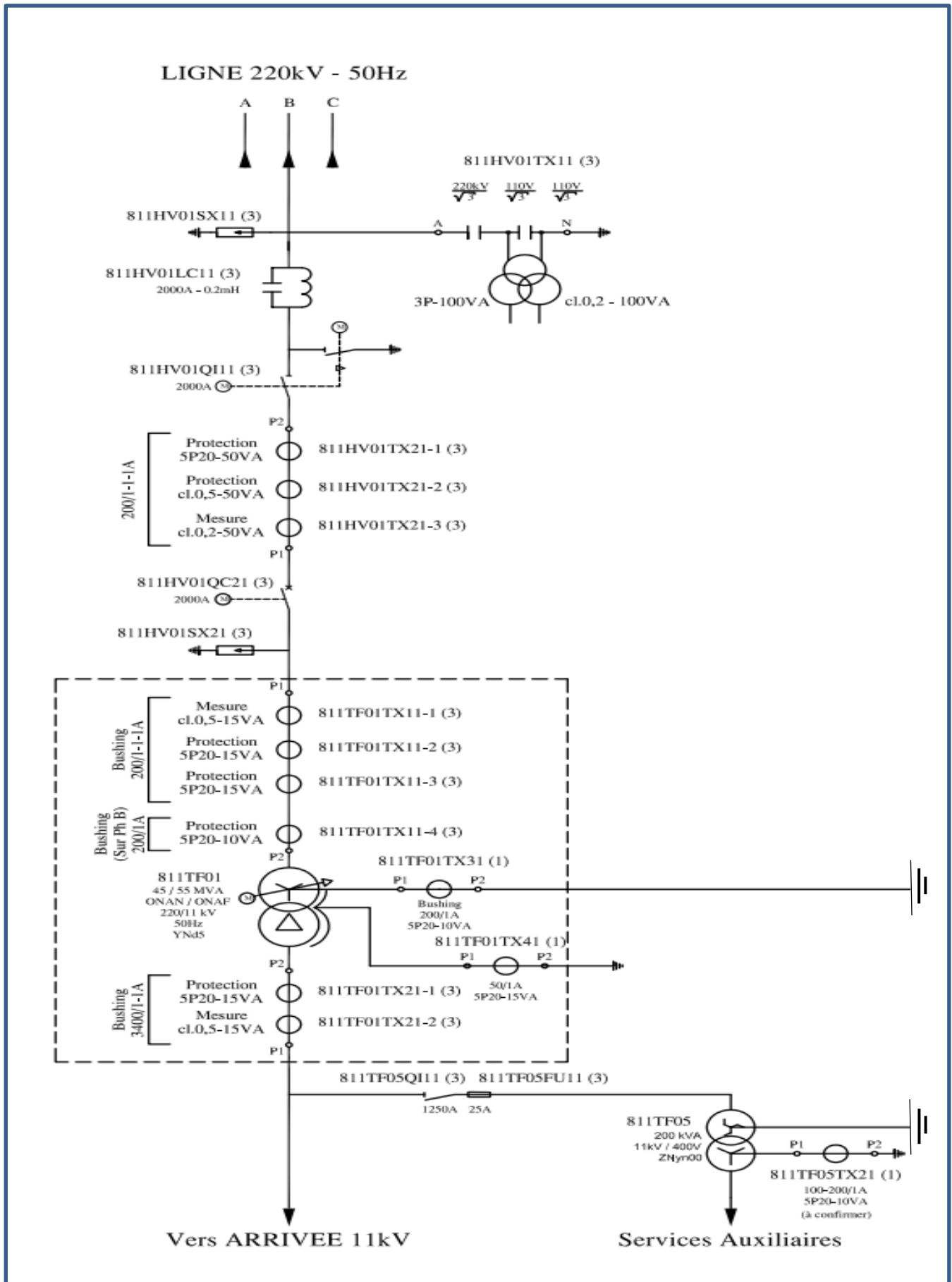


Figure. I. 02 système de protection arrivée d'usine société international lafargeHolcim [25]

### I.3 Protection intégrée

Avec le développement du numériques, de plus en plus de fonction de protection pour un appareil donné (ligne, transformateur, générateur, etc.) ont été mis en œuvre dans un seul dispositif de protection pour atteindre un certain degré d'intégration. Par exemple, une protection de ligne numérique, le relais peut avoir une fonction différentielle à distance ou de courant comme protection principale, directionnelle et surintensité.

Les développements récents des microprocesseurs et des techniques de communication a fourni de nouveaux moyens pour dériver de nouveaux principes de protection et des schémas basés sur les informations obtenues auprès de plusieurs centrales électriques et composants, ce qui pourrait présenter des avantages significatifs par rapport à la protection existante qui utilise des techniques basées sur la plante ou le composant individuel [5]. Contrairement à la protection centralisée (ou protection de zone de sous-station), la protection intégrée ne se contente pas pour centraliser le relais (matériel/logiciel) mais se concentre sur le développement de nouveaux concepts et algorithmes basés sur plusieurs points de mesure ; par ce moyen, on espère que les performances de la protection pourront être significativement améliorées. Des recherches ont également été menées dans le domaine de la protection intégrée dans des vastes zones [9].

## II. Nouveau concept et développement

Sur la base des développements mentionnés ci-dessus, un nouveau concept de protection et de contrôle intégrés de zones étendues (IWAPC<sup>17</sup>) a été proposé récemment. Le principal objectif du concept [16, 17] est l'intégration entre la protection et le contrôle, en particulier au niveau de la zone étendue ou régional, visant à offrir un certain nombre d'avantages au futur système de protection et de contrôle, par exemple, la possibilité de fusionner les trois lignes de système de défense et prise de décision pour l'auto-guérison<sup>18</sup> en ligne, afin d'éviter le déclenchement en cascade du réseau électrique de grande surface. Le concept de protection et de contrôle intégré de zone étendue est introduit, dans lequel un système coordonné hiérarchiquement à trois niveaux, soutenus par le réseau de communication étendu synchronisé en temps réel spécialement conçu, assure la protection et le contrôle des sous-stations/centrales électriques étendues ou les réseaux régionaux électriques [1]. L'élément clé du système est la protection intégrée et les informations de contrôle.

---

<sup>17</sup> Integrated Wide Area Protection and Control

<sup>18</sup> (self-Healing) : système technologique de contrôle dans le réseau de distribution intelligent est divisé en trois niveaux, à savoir: la couche de base, la couche support et la couche d'application. [25]

## II.1 Équipements intelligents à fonctions multiples au niveau local

Comme montre la Fig. 2, l'équipement intelligent au niveau local est un outil secondaire à fonctions multiples intégré dans la sous-station, qui se compose principalement du MU<sup>19</sup>, borne intelligente, métrologie mesure, PMU & protection locale. L'équipement est responsable d'échantillonner toutes les données en temps réel et envoyer des informations à (P&C<sup>20</sup>) intégré de la sous-station. Ce dernier reçoit et exécute également les commandes de contrôle intégré de la sous-station et l'IWAPC<sup>21</sup>.

L'équipement peut être intégré dans des appareils de puissance primaire et réaliser une protection locale pour 90 % de ses sections de ligne associées. Il a une configuration redondante pour assurer la fiabilité, ainsi que d'autres fonctions intégrées telles que l'enregistreur de défauts, le stockage de données et le réseau analyse, etc.

## II.2 Protection intégrée étendue/régionale et contrôlée

L'intégration et le contrôle du système régional intégré ou étendu de protection et de contrôle (IWAPC) nécessitent des développements rapides dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité, par exemple, la compensation en série dans les lignes CA<sup>22</sup> et les lignes CC<sup>23</sup> à haute tension dans systèmes de : transmission, production décentralisée et stockage d'énergie dans les systèmes de distribution électrique.

Ces nouveaux développements entraînent des caractéristiques beaucoup plus compliquées que celui des systèmes conventionnels. En conséquence, le système de protection et de contrôle existant ne sera plus efficace pour faire face aux nouveaux systèmes, ce qui a conduit au système IWAPC proposé. Comme il est montré, Le système IWAPC se compose de différents équipements à différentes couches : de bas en haut, il y a le système intégré équipement intelligent multifonctionnel au niveau local; le réseau de communication du poste et la protection et le contrôle intégrés du poste au niveau du poste ; le réseau de communication étendu, le plate-forme intégrée d'informations sur les zones étendues et la protection et le contrôle intégrés (régionaux) de zones étendues à niveau de vaste zone. Les éléments clés du système sont les réseaux de communication étendue à haut débit et la plate-forme d'informations de synchronisation en temps réel. Afin de réaliser l'intégration de l'automatisation du dispatching, de la protection et du contrôle du réseau électrique, et selon le dispatching à trois niveaux (pays, province, régionale) pour mettre en en service les fonctions de

---

<sup>19</sup> Unité de Mesures

<sup>20</sup> Protection & commande (« control » en anglais)

<sup>21</sup> Protection et de contrôle intégrés de zones étendues

<sup>22</sup> Courant Alternatif

<sup>23</sup> Courant Continue

gestion régionale de protection, de contrôle et de répartition. Équipements intelligents à fonctions multiples au niveau local, l'équipement intelligent au niveau local est un équipement secondaire multifonctionnel intégré dans la sous-station, qui se compose principalement du MU<sup>24</sup>, terminal intelligent, mesure métrologique, PMU & protection locale. L'équipement est responsable d'échantillonner toutes les données en temps réel et envoyer des informations à la sous-station intégrée P&C et la zone étendue P&C.

Ça reçoit et exécute également les commandes de contrôle de la sous-station intégrée P&C et l'IWAPC. L'équipement peut être intégré dans les appareils de puissance primaire et assurer une protection locale pour 90 % de ses sections de ligne associées la fiabilité [1], ainsi que d'autres fonctions intégrées telles que l'enregistreur de défauts, le stockage de données et le réseau d'analyse pour la protection et contrôle de sous-station intégrés et au niveau du (sous-station/usine)

Le poste P&C intègre des fonctions de ligne, bus, protections de transformateur, panne d'interrupteur, ré-enclenchement automatique, transfert de bus automatique, UFLS<sup>25</sup>, UVLS<sup>26</sup>, fonction de déclenchement de surcharge et de contrôle de sous-station, etc.

Il utilise les informations de l'ensemble de la sous-station pour obtenir une protection de sauvegarde de la sous-station et une sécurité assurer la fiabilité, ainsi que d'autres fonctions intégrées telles que l'enregistreur de défauts, le stockage de données et le réseau analyse, etc...

La protection et le contrôle de sous-station intégrés au niveau des sous-stations/usine : Le poste P&C intègre des fonctions de ligne, bus, protections de transformateur, panne d'interrupteur ; ré-enclenchement automatique, transfert de bus automatique, UFLS, UVLS, fonction de déclenchement de surcharge et de contrôle de sous-station, etc. Il utilise informations de l'ensemble de la sous-station pour obtenir une protection de sauvegarde de la sous-station et un contrôle automatique de sécurité, etc. Les CB sont utilisés comme unités pour configurer la protection de sauvegarde, et la protection différentielle actuelle est utilisé pour remplacer la protection contre les surintensités d'étage, disjoncteur protection contre les pannes et protection de zone morte dans le système de protection conventionnel

### II.3 Protection et contrôle intégrés étendus/régionaux

L'IWAPC spécialement conçu pour la protection et le contrôle du réseau électrique est en mesure d'offrir une protection rapide. De plus, ils intègrent les deux fonctions d'UFLS et UVLS automatiques avec une commande de tension et fréquence, ainsi que la détection d'oscillation et la

<sup>24</sup> Unité de Mesures

<sup>25</sup> Utilization of Under Frequency Load shedding [24]

<sup>26</sup> Utilization of Under voltage load shedding [24]

séparation de décalage, etc. De plus, l'IWAPC intègre également la fonction de sécurité des sections de transmission P&C. Contrairement à la protection et le contrôle conventionnels, qui sont séparés dans la conception et l'exploitation, l'IWAPC intègre la protection et le contrôle dans un système combiné, qui coordonne efficacement la protection et le contrôle (régionaux) étendus, afin d'obtenir des améliorations significatives de la protection et du contrôle des systèmes électriques.

#### II.4. Réseau de communication haute vitesse synchronisé .

L'un des éléments les plus importants du système IWAPC est le réseau de communication rapide. A cet égard, le dernier développement en matière de réseau de communication, le réseau de transport de paquets (PTN<sup>27</sup>) peut être un meilleur choix pour mettre en œuvre une telle tâche. Le réseau de communication électrique actuel est principalement utilisé dans le transport multiservice plateforme basée sur la Hiérarchie Numérique Synchronique (SDH<sup>28</sup>). Ses avantages résident dans sa haute efficacité pour transporter des services TDM<sup>29</sup>, sa faible latence, sa haute fiabilité. Cependant, avec les nouvelles tendances dans le développement de réseaux intelligents, la technologie SDH progressivement a révélé ses limites, telles que la faible efficacité des roulements et une faible flexibilité pour les services de données. En revanche, PTN peut réaliser un multiplexage statistique et un transfert efficace du service de paquets en utilisant un noyau à commutation de paquets, qui peut surmonter les faiblesses de la bande passante rigide SDH. De plus, il peut fournir une bonne qualité de service d'exploitation, administration et maintenance. [1]

L'auto-guérison de réseau de fibre optique est utilisée pour connecter un certain nombre des postes de la région, pour assurer le partage complet des informations dynamiques et transitoires pour toutes les mesures électriques, l'état des disjoncteurs et les opérations de protection ; utilisant la technologie IEEE-1588 de haute fiabilité pour assurer « le timing<sup>30</sup> » de synchronisation des données de partage, pour prouver les données pour la protection et le contrôle intégrés de zone étendue. Cependant, SDH est toujours une option pour la tâche car il a été largement appliqué dans le réseau électrique. [1]

#### II.5 Plateforme d'information synchronisée

La sous-station est installée avec une large gamme d'équipements électriques avec des conceptions complexes, et difficile pour la maintenance et la commande mais avec l'amélioration continue de l'automatisation du système électrique et le niveau d'intelligence, le réseau du système s'est étendu,

<sup>27</sup> Réseau de transport du paquet (Packet Transport Network)

<sup>28</sup> Hiérarchie Numérique Synchronique

<sup>29</sup> Time Division Multiplexer : font partie de système de communication (transmission vocal) ancien et le plus commun

<sup>30</sup> Le plus important avantage de ce type de réseau de communication c'est assurer la synchronisation de la protection

ainsi que une énorme quantité d'informations dans la protection et le contrôle. Sachant que chaque élément d'information est collecté et stocké par différents dispositifs dans chaque système séparé, l'interopérabilité<sup>31</sup> des données du système d'alimentation interne entre les systèmes est médiocre, tandis que les protocoles de communication complexes ont tendance à créer des îlots d'informations. Par conséquent, les données de mesure et le mécanisme de contrôle de la protection ne peuvent pas être partagés, ce qui limite l'intégration des informations. La protection et le contrôle du réseau intelligent nécessitent de faire face aux nouvelles exigences de la situation de l'application, afin d'améliorer encore les capacités de la plate-forme d'information pour le développement futur des technologies clés, et de rendre un système de plate-forme d'information plus ouvert et synchronisées en temps réel collecte avec précision des informations étendues et effectue une exploration de données pour étudier la relation logique entre les informations en temps réel afin d'augmenter la sensibilité, la fiabilité et la capacité de tolérance aux pannes. [1]

## II.6. Nuage de puissance étendu.

Sur la base de la plate-forme d'information mentionnée ci-dessus, le système de « Cloud<sup>32</sup> » distribué est conçu pour mettre en œuvre des fonctions au niveau des sous-stations et des régions, telles que les zones étendues, localisation des défauts, sélection de la ligne de défaut, surveillance de la qualité de l'alimentation, paramètres de protection, etc. Les fonctions étendues également inclure la surveillance de l'équipement, le cycle de vie et la gestion des opérations ;

Actuellement, de nombreux types d'équipements secondaires la réalisation de différentes fonctions sont installées dans chaque sous-station, et un nombre croissant d'énergie distribuée ressources de petite capacité ajoutées au système considérablement augmenter le nombre d'équipements. L'implémentation de ces équipements et des fonctions complexes dans un système « Cloud distribué » spécialement développé réduira considérablement l'investissement en équipement. Le nuage au niveau de la sous-station reçoit les données du processus, et le « Cloud » régional reçoit les données des informations de la plate-forme Figure. 3 qui comprennent : la statique, les dynamiques et transitoires mesures, aussi les états des disjoncteurs. L'extraction précieuses d'informations et les allouer à divers algorithmes de calcul spécialement conçus dans la plate-forme pour exécuter des fonctions avancées afin d'identifier la ligne en défaut, la localisation précise du défaut et le contenu des harmoniques, etc. [1]

---

<sup>31</sup> Adaptation entre les informations (harmonisation)

<sup>32</sup> Mot technique utilisé souvent dans le domaine de la protection « nuage de puissance »

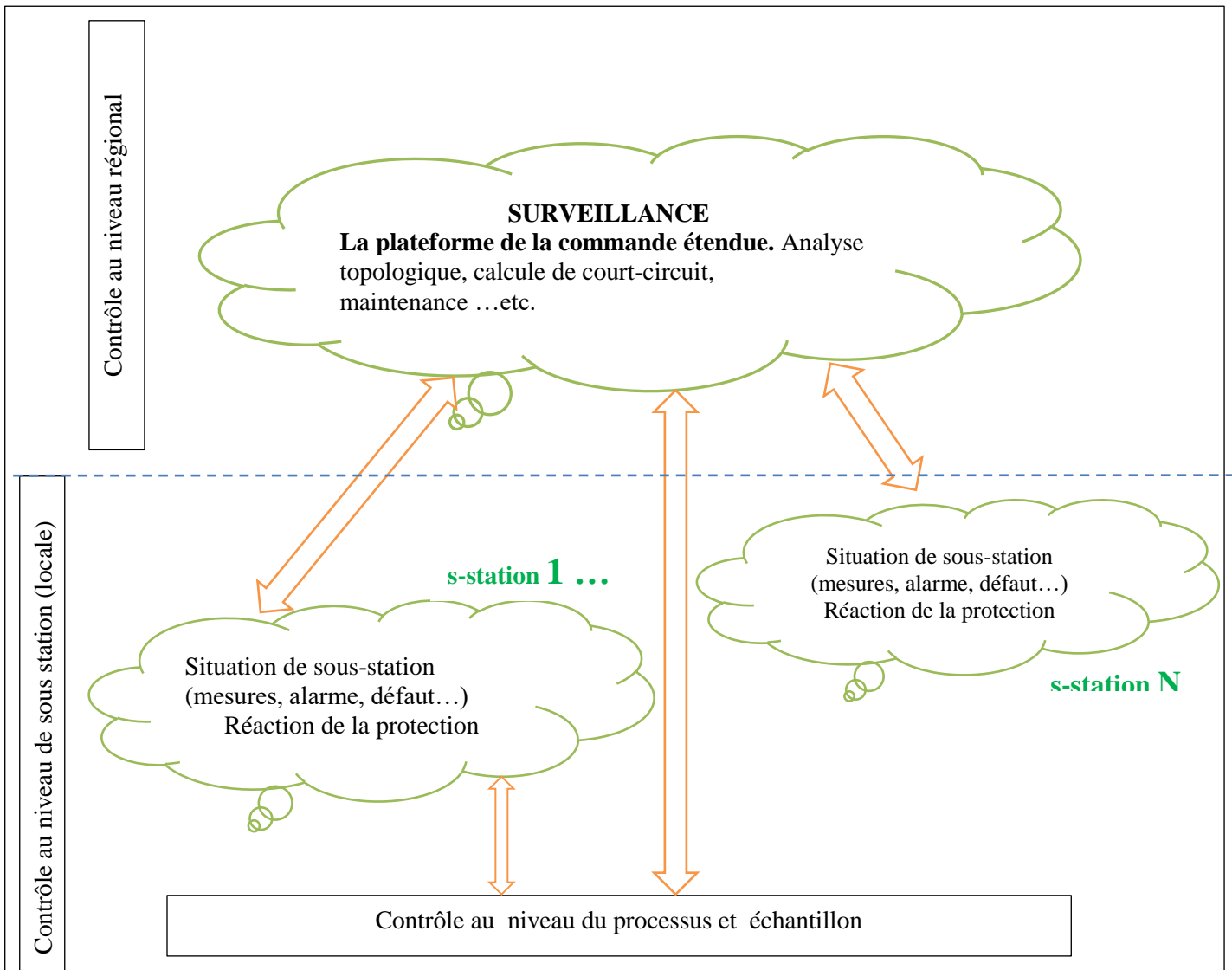


Figure. II. 03 Structure du nuage de puissance étendue [1]

### III. Protection et Mesures (Max du Courant).

Nombreux problèmes électriques rencontrés sur les systèmes d'alimentation dans l'analyse des résultats des courts-circuits et dans l'emplacement physique du problème.

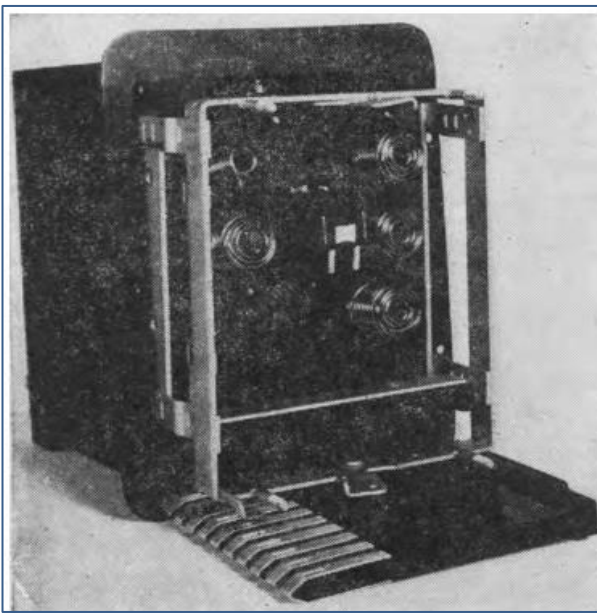
Certains appareils maintenant disponibles pour l'analyse le court-circuit dans les circuits a-c sont l'oscillographe, l'ampèremètre annonciateur et un dispositif à liaison magnétique nécessitant des redresseurs. L'oscillographe est l'appareil le plus précis mais il est cher.[18]

Lorsqu'un court-circuit se produit sur l'alimentation du système, le courant augmente normalement immédiatement dans la zone faillée. L'appareil qui enregistre les phénomènes doit être avoir une réaction très rapide et positive. [18]

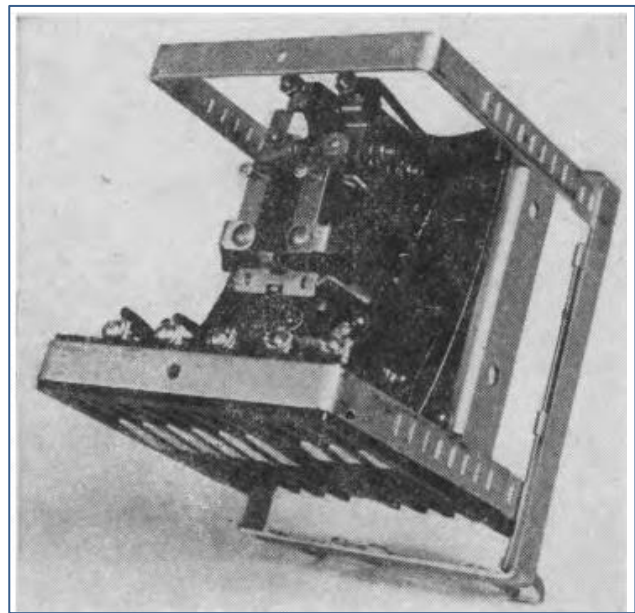


Il ne doit pas interférer avec les caractéristiques de l'électricité des appareils de protection dans le même circuit, et il doit être préparé pour fonctionner automatiquement, en enregistrant les valeurs qui pourra être interprété plus tard. Pour être largement appliqué, le dispositif doit être peu coûteux, raisonnablement précis et fiable.

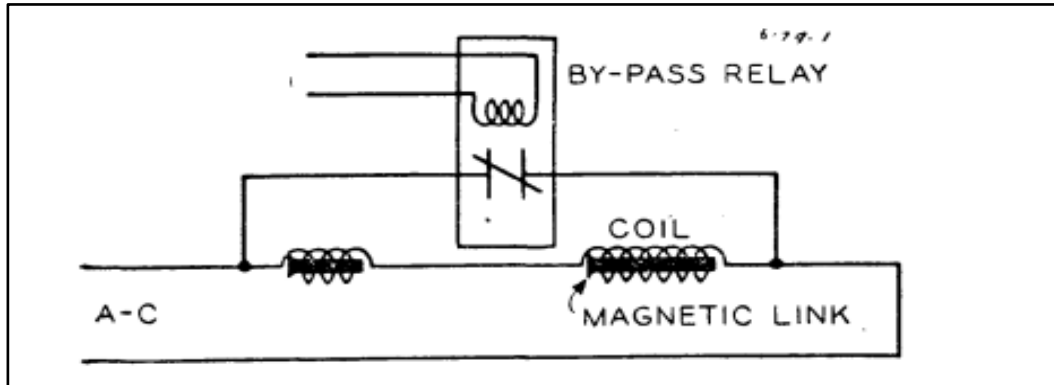
La description de l'appareil de mesure du courant de défaut pour l'utilisation dans un circuit de puissance se compose d'un ou plusieurs bobines de fil de cuivre isolé avec des liens magnétiques bien ajustés à l'intérieur, et un relais de tension à haute vitesse standard à faible résistance et normalement fermé (NO) contacts shuntant les bobines (Figures 3-5).



**Figure. I. 04** Vue de face montrant de l'appareil, les bobines et liens [18]



**Figure. I. 05** Vue arrière de l'échantillon préliminaire défectueux montrant les relais [18]



**Figure. I. 06**<sup>33</sup> Schéma de principe de l'appareil de base pour la mesure du courant de défaut 1946 [18]

L'utilisation d'un ampèremètre à crête et d'une bobine de démagnétisation Figure.6 est nécessaire pour lire la magnétisation des liaisons et les démagnétiser après la mise sous tension.

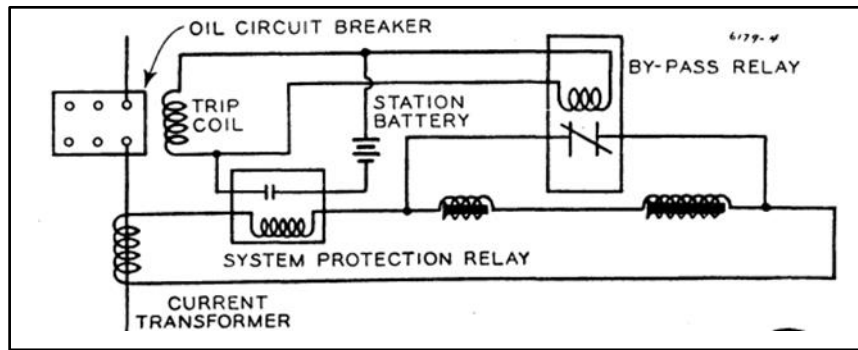
L'ampèremètre à crête est un appareil spécial utilisé principalement dans l'étude de la foudre pour mesurer le degré d'aimantation des liaisons magnétiques, le lien magnétique se compose de trois ou quatre petites tôles magnétiques enfermées dans un petit tube. L'appareil peut être construit avec une ou plusieurs bobines pour couvrir l'intervalle de courant souhaité. Il est conçu pour fonctionner dans le circuit secondaire des transformateurs de courant et est placé en série avec le relais de protection de système commandés en courant ou dans les circuits de mesure.

Dans l'application de test, le relais de dérivation a été alimenté à partir de la même tension continue, qui a alimenté le circuit de déclenchement du disjoncteur d'huile, le contournement du relais qui fonctionne à la suite d'une action par les relais de protection du système puis ouvre ses contacts normalement fermés (NF) à travers les bobines, un cycle ou plus avant le point zéro de l'onde interrompue, permettant de mesurer le courant circuler à travers les bobines et magnétiser le lien.

Ces liens magnétiques sont dans le circuit électrique lorsqu'il est utilisé avec le relais de dérivation uniquement après que le relais est alimenté et que les contacts de dérivation sont ouverts.

La figure 7 est une installation schématique typique de l'appareil, après une opération cible, les bobines sont à nouveau ouvertes et le relais de dérivation se verrouille pour empêcher une seconde opération.

• <sup>33</sup> **Note** : l'auteur a utilisé les schémas (figures. II. 06 et 07) dans le format original de la référence [18] exprès pour donner aux lecteurs un avant-goût des différents changements historiques entre les étapes de l'évolution de la protection



**Figure. I. 07** Schéma de système de relais de protection en 1946 [18]

Un deuxième dispositif peut être mis en service automatiquement, un appareil conçu et testé couvre une plage de courant d'environ 4 à 60 ampères (courants alternatifs efficaces) et se compose d'une bobine de 12 et 56 spires en série.

### III.1 La Théorie du relai (histoire de l'évolution)

La liaison magnétique est placée dans la bobine, elle est aimantée par un courant alternatif circulant dans les bobinages, cette aimantation alternative suit l'hystérésis de la boucle de liaison, chaque alternance de courant symétrique démagnétise le champ résultant de l'alternance précédente et ré-aimante le lien dans la direction opposée. [18]

Le principe électrique de l'appareil est basé sur la boucle d'hystérésis du petit lien magnétique et l'interruption du courant au point zéro, offre un moyen direct pour déterminer le dernier demi-cycle de courant alternatif à travers la bobine en interrompant le courant à zéro et lire le degré de liaison magnétique par l'ampèremètre de crête. Si le courant est dissymétrique contenant une composante continue, le magnétisme de la liaison est affecté et enregistre une valeur qui ne sera pas comparée à une valeur symétrique calculée ou mesurée. Figure.8 [18]

Le pic initial de courant continu peut placer une quantité de magnétisme dans la liaison qui ne peut pas être effacée avant que le circuit ne soit interrompu par les demi-cycles successifs de sens opposé. Le relais by-pass élimine efficacement la composante C-C<sup>34</sup> du lien tant qu'il est contourné, puis applique une composante d-c réduite au lien, ce qui donne un résultat plus précis. Figure.9 [18]

Le relais by-pass élimine efficacement la composante du C.C. de la liaison tant qu'elle est contournée, puis applique une composante continue réduite à la liaison, résultant en une détermination plus précise de l'amplitude du dernier demi-cycle en plaçant en série avec les bobines

<sup>34</sup> Courant Continu

de 0,2- à 0,3- résistance ohmique, le courant est dévié vers les contacts du relais de by-pass. Ceci est une précaution contre la résistance de contact et ajoute seulement une petite charge pour le circuit pendant le temps où les contacts de by-pass sont ouverts, la réplique illustrée d'un oscillogramme de test montre l'action de ce relais de dérivation (Figure 9).

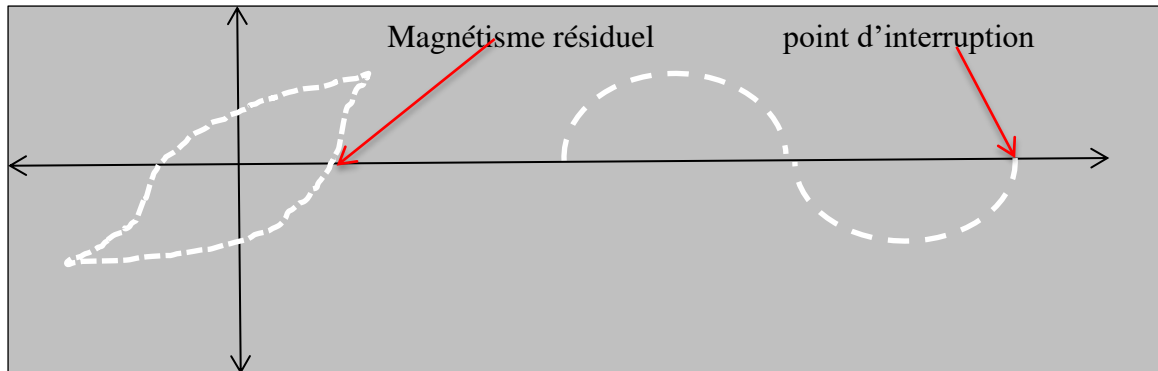


Figure. I.08 effet d'hystérésis et le signal sinusoïdale [18]

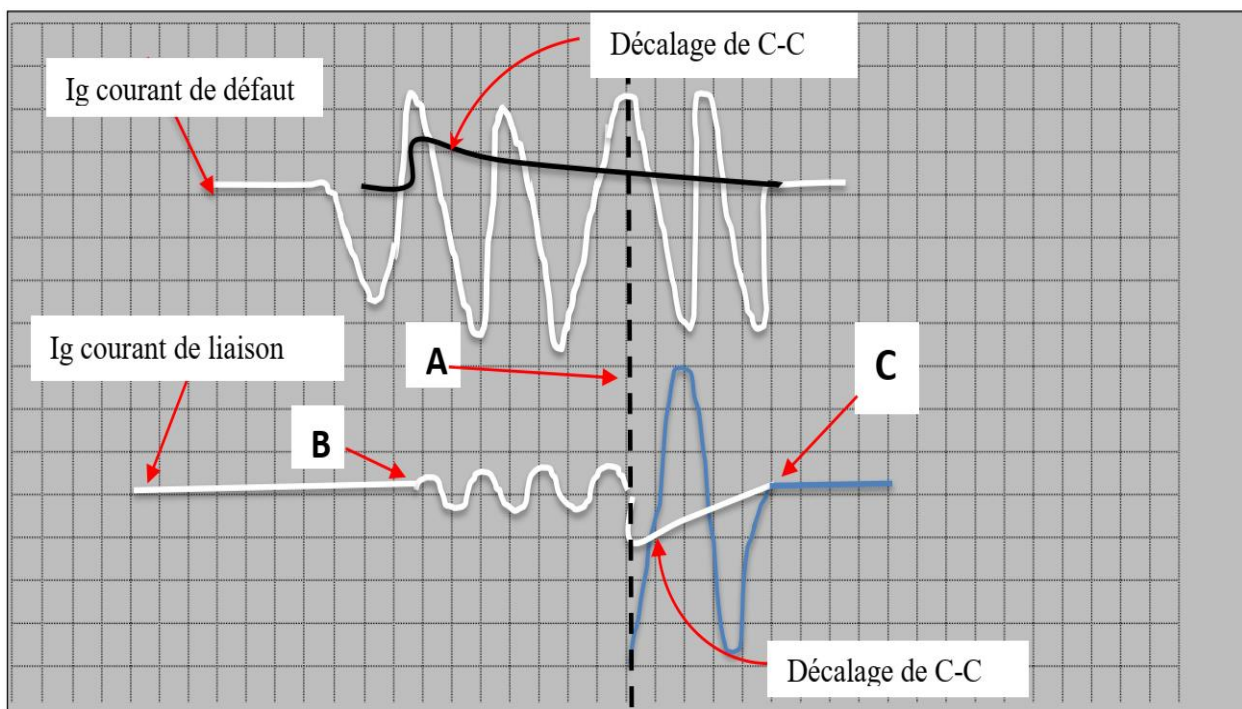


Figure. I. 09 Réplique de l'oscillogramme montrant les résultats de relais by-pass à travers la bobine pendant le test du système. 1946 [18]

- **A** : Courant à travers la bobine lorsque le relais de dérivation les contacts sont ouverts
- **B** : Courant à travers la bobine lorsque le relais de dérivation les contacts sont fermés
- **C** : Dernier courant d'un demi-cycle mesuré

#### IV .Condition et Normes :

Le relais de surintensité à induction à temps inverse est utilisé depuis plus de soixante-dix ans et émulé plus tard par le relais à semi-conducteurs et à microprocesseur. Ils constituent le pilier de la protection, il doit très probablement de les coordonner avec des relais à induction existant. [19]. Pourtant il n'y a jamais été une norme définissant les exigences pour un relais de surintensité compatible à la fois en statique et en dynamique perspectives avec les relais à induction. Figure.10, et donc de répondre exigences de coordination. La norme CEI 255-3 actuelle [19] ne sert pas cet objectif. Pour cette raison, la nouvelle norme C37.112-1996 "IEEE Standard Inverse-Time Équations caractéristiques des relais de surintensité" a été défini [19]. La présente partie de ce chapitre résume les principes de base de la norme du relais.

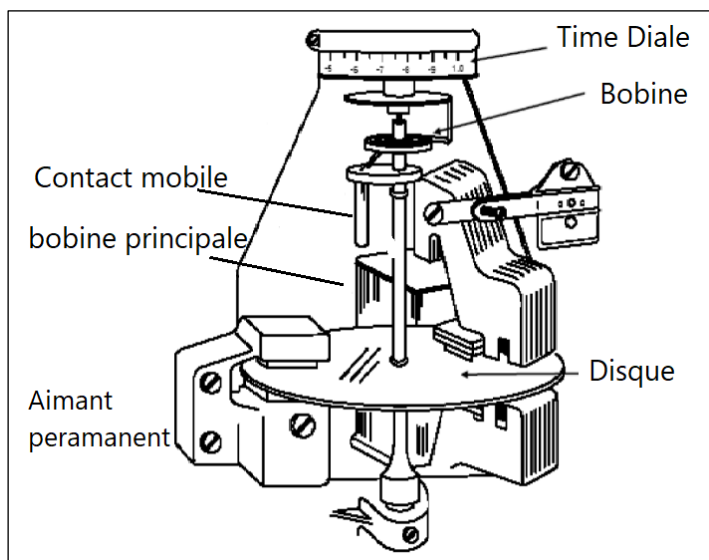


Figure. I. 10. Disque à induction traditionnel du relais de surintensité [24]

- **La physique du relais à Induction.**

Étant donné que la coordination avec les relais à induction est une prémisses primordiales de la nouvelle norme, une description a été incluse pour fournir les informations complémentaires suivantes :

- Une description des éléments de la physique de l'induction de relais.
- Les caractéristiques des deux séries les plus populaires de relais de surintensité en Amérique du Nord, les séries CO<sup>35</sup> et l'IAC<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> Séries de norme pour les relais de surintensité (Amérique du nord) utilisé par la société « General Electric »

<sup>36</sup> Séries de norme pour les relais de surintensité

L'équation suivante relie les différents phénomènes dans un disque d'induction tournant vers la position de course complète. Le couple de fonctionnement, qui est proportionnel au carré du courant est égal : (la somme du moment d'inertie du disque \* son accélération) + (le couple d'amortissement qui est proportionnelle à la vitesse angulaire du disque) + (le couple de retenue fourni par le ressort) [19] :

$$ki I^2 = m \frac{d^2\theta}{dt^2} + kd \frac{d\theta}{dt} + \frac{\tau f - \tau s}{\theta_{max}} \theta + \tau s \quad (1) [19]$$

$\theta$ , est la course du disque

$\theta_{max}$ , est la course du disque jusqu'à la fermeture du contact

$ki$ , est une constante rapportant le couple au courant

$m$ , est le moment d'inertie du disque

$I$ , est le courant d'entrée

$kd$ , est le facteur d'amortissement de l'aimant de traînée

$\tau s$ , est le couple initial du ressort

$\tau f$ , est le couple du ressort à la course maximale

Le petit moment d'inertie du disque est négligé et le couple du ressort est représenté par une constante parce que l'effet de sa pente est compensé par une augmentation de couple provoquée par la forme du disque.

Par conséquent, l'équation 1 peut être représentée par :

$$ki I^2 = kd \frac{d\theta}{dt} \quad (2) [19]$$

La constante KI peut être éliminée en introduisant le terme M qui est le rapport du courant d'entrée I sur le courant auquel le disque commence juste à bouger (le courant de démarrage) c'est-à-dire  $M=I/I_{pu}$ . L'intégration de l'équation 2 fournit :

$$\theta = \int_0^T \frac{\tau s}{kd} (M^2 - 1) dt \quad (3) [19]$$

Où  $T_0$  est le temps nécessaire au disque pour parcourir sa pleine rotation, la division des deux côtés de l'équation 3 par 8 donne la dynamique équation:

$$\theta = \int_0^T \frac{1}{t(I)} dt = \int_0^T \frac{\tau s}{kd \theta} (M^2 - 1) dt = 1 \quad (4)[19]$$

$t(I)$  est la caractéristique temps-courant et la constante A vaut l'équation :

( $k d \theta / \tau s$ ). Et le temps-courant est fournie comme suit :

$$t(I) = \frac{\frac{k d \theta}{\tau s}}{(M^2-1)} = \frac{A}{(M^2-1)} \tag{5} [19]$$

La dérivation ci-dessus montre que, s'il n'y avait pas l'utilisation de saturation, la caractéristique d'induction serait une droite, la caractéristique du (log-log) d'un fusible. Cependant, la courbe est formée en saturant délibérément l'électroaimant à un niveau spécifique multiple du courant de démarrage pour introduire un temps défini composant. L'effet de cette saturation peut s'expliquer par l'introduisissions d'un terme constant B dans l'équation 7.

Il convient de garder que la saturation se produit pour des valeurs de courant supérieures à la valeur de démarrage, donc la nouvelle équation s'applique dans la plage de : **M** est supérieure à « 1 ». L'équation reste la même dans la région de réinitialisation [19] :

$$0 < M < 1 \quad t(I) = TD \left( \frac{A}{M^2-1} \right) \tag{6}$$

$$\text{Pour } M > 1 \quad t(I) = TD \left( \frac{A}{M^P-1} + B \right) \tag{7}$$

**T** est le temps de parcours en secondes, **M** est un multiple du courant de démarrage **TD**<sup>37</sup> est le paramètre « Time Dial »,

**P** est un exposant constant de **M** remplace le carré par l'émulation de certaines formes de courbes spécifiques.

Après l'analyse mathématique « 1998 [19] » qui transforme l'ancien système de protection (disque électromécanique Figure.10) à travers des formules mathématiques précédentes aux courbes inverses formula.8 et le tableau.1 [19]

Tableau. I. 1

Curves factors	<b>A</b>	<b>B</b>
normally inverse	0.14	0.02
Very inverse	13.5	1
Extremely inverse	80	2
Long time standby Earth fault	120	1

$$t = TDS^{38} \frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{B-1}} \tag{8} [19].$$

<sup>37</sup> Time Diale ou facteur du temps ce que sera nommé dans prochaines références de cette thèse « TDS » ou « TMS »

<sup>38</sup> Dans plusieurs références scientifiques est connue par « TMS » Time Multiplier Setting, dans cette thèse nous utilisons « Time Dial Setting »

## IV.1 Technologie de la Protection.

La protection contre les surintensités (ANSI<sup>39</sup> 50, 50N, 51, 51N, 51V) elle est basée sur la mesure de la sélection des courants triphasés et du courant de terre (quatre transformateurs). la terre et les phases sont mesurées par trois seuils de protection à maximum de courant à temps indépendant. De larges plages de réglage sont proposées pour la seille de temps et l'intensité. la Protection contre les surintensités à temps constant (IDMTL<sup>40</sup>) peut aussi être sélectionnés et activés. La fonction de La protection (IDMT<sup>41</sup>) offre – en option – des modes de fonctionnement à tension restreinte ou contrôlée [22]

### IV.1.1 Protection de comparaison directionnelle

Ce type est utilisé en cas de déclenchement sélectif et instantané alimentées par deux sources, c'est-à-dire sans contrainte du temps pour les caractéristiques choisis. L'utilisation de ce type de protection, si les distances entre les zones ne sont pas significatives, et si des fils pilotes sont disponibles pour transmettre les signaux. En plus pour protéger la comparaison directionnelle, la surintensité coordonnée est utilisée pour fournir une protection de réserve complète. [21]

### IV.1.2 Protection directionnelle contre les surintensités (ANSI 67, 67N)

Les protections terre phase et directionnelle sont fonctions distinctes. Ils fonctionnent en parallèle avec éléments de surintensité non directionnels. La valeur l'excitation et le retard peuvent être réglés individuellement. Les caractéristiques à temps constant et des temps dépendants sont proposés. La caractéristique de la gâchette peut pivoter de  $\pm 180$  degrés. [22]

En stockant les tensions, la directivité peut être déterminée de manière fiable, même pour les défauts parents (locaux). [21]

Si la fermeture de l'appareil de commande principal sur un défaut, et la tension est trop faible pour déterminer la direction, celle-ci sera déterminée à l'aide de la tension stockée en mémoire. Si aucune tension n'a été stockée en mémoire, le déclenchement s'effectuera en fonction de l'ensemble caractéristique. [21]

Pour la protection homopolaire, si la direction sera calculée, les utilisateurs peuvent décider d'utiliser des grandeurs de type homopolaire ou inverse (au choix). Si la tension homopolaire tend à être très faible en raison de l'impédance homopolaire, il est préférable d'utiliser des valeurs inverses. [21]

<sup>39</sup> The American National Standards Institute

<sup>40</sup> Inverse Definite Minimum Time Lag

<sup>41</sup> Inverse Definite Minimum Time



## **V. Conclusion**

Pour comprendre la protection et maîtriser la philosophie de la norme, il est nécessaire de comprendre les systèmes de protection les plus anciens ce que nous avons essayé d'éclairer dans ce chapitre à travers plusieurs facteurs qui peuvent aider à construire la base de cette thèse, et donner une idée qui permet de connaître les impacts des DG sur cette dernière , aussi à travers une diversité historique de la technologie du 1902 jusqu'à ce jour, pour pousser le développement des points d'appui de cette branche importante en génie électrique et pour améliorer l'intégration des productions décentralisées ce que sera discuté dans la prochain chapitre.

## VI. Reference

- [1]. Z. Q. Bo<sup>1\*</sup>, X. N. Lin<sup>2</sup>, Q. P. Wang<sup>1</sup>, Y. H. Yi<sup>1</sup> and F. Q. Zhou, Developments of power system protection, Bo et al. *Protection and Control of Modern Power Systems* (2016) 1:7 DOI 10.1186/s41601-016-0012-2 and control
- [2]. Rockefeller, G. (1969). *Fault Protection with a Digital Computer*. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88(4), 438–464. doi:10.1109/tpas.1969.292466
- [3]. Bo, Z. Q., Jiang, F., Chen, Z., Dong, X. Z., Weller, G., & Redfern, M. A. (n.d.). Transient based protection for power transmission systems. 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077). doi:10.1109/pesw.2000.847630
- [4]. Bo, Z. Q., Lin, X. N., Wang, Q. P., Yi, Y. H., & Zhou, F. Q. (2016). *Developments of power system protection and control*. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 1(1). doi:10.1186/s41601-016-0012-2
- [5]. Bo, Z.Q., Weller, G., Lomas, T., et al. (2000) Positional Protection of Transmission System Using Global Positioning System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15, 1163-1168. <http://dx.doi.org/10.1109/61.891497>.
- [6]. Ingelsson, B., Lindstrom, P.-O., Karlsson, D., Runvik, G., & Sjodin, J.-O. (1997). *Wide-area protection against voltage collapse*. *IEEE Computer Applications in Power*, 10(4), 30–35. doi:10.1109/67.625371
- [7]. Bo, Z. Q., He, J. H., Dong, X. Z., Counce, B. R. J., & Klimek, A. (2006). *Integrated protection of power systems*. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. doi:10.1109/pes.2006.1709019
- [8]. Gao, H. L., Liu, Y. Q., Su, J. J., et al. (2012). New type of substation-area backup protection for intelligent substation. In 2012 China Smart Grid Seminar.
- [9]. Bo, Z.Q., Wang, L., Zhou, F.Q., et al. (2014). Substation cloud computing for secondary auxiliary equipment. In: IEEE Powercon2014. Chengdu.
- [10]. Bo, Z. Q., Zhang, B. H., Dong, X. Z., He, J. H., et al. (2013). The development of protection intellectuation and smart relay network. *Power System Protection and Control*, 41(2), 1–12.
- [11]. Guo, Y., Wu, W., Zhang, B., & Sun, H. (2015). A distributed state estimation method for power systems incorporating linear and nonlinear models. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 608–616. doi:10.1016/j.ijepes.2014.07.053
- [12]. Shi, Y., Sun, Y., Hao, C., Zhang, H., Wei, D., Zhang, Y. Chen, Z.-J. (2018). Transfer of Fresh versus Frozen Embryos in Ovulatory Women. *New England Journal of Medicine*, 378(2), 126–136. doi:10.1056/nejmoa1705334
- [13]. Mingsong Liu, Boming Zhang, Liangzhong Yao, Min Han, Hongbin Sun, & Wenchuan Wu. (2008). PMU based voltage stability analysis for transmission corridors. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. doi:10.1109/drpt.2008.4523701
- [14]. He, J., Lu, C., Wu, X., Wu, J., & Bi, T. S. (2007). Design and experiment of heuristic adaptive HVDC supplementary damping controller based on online Prony analysis. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. doi:10.1109/pes.2007.385868
- [16]. Wang, B., Dong, X. Z., Xu, F., Cao, R. B., Liu, K., & Bo, Z. Q. (2011). Analysis of data sharing for protection and control system in smart distribution substation”. In *Proceedings of the CSEE* (Vol. 31)

- [17]. : Bo, Z.Q., et al. (2015) Architecture Design for Integrated Wide Area Protection and Control Systems. Journal of Power and Energy Engineering, 3, 412-416. <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.34055>
- [18] Fault-Current Measuring “December 1946”, VOLUME 65 MARTIN J. LANTZ ASSOCIATE AIEE,
- [19] Benmouyal, G., Meisinger, M., Burnworth, J., Elmore, W. A., Freirich, K., Kotos, P. A., Zocholl, S. E. (1999). IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. IEEE Transactions on Power Delivery, 14(3), 868–872. doi:10.1109/61.772326
- [20]. W. K. Sonneman and W. E. Glassburn, " Principles of Induction Type Relay Design", AIEE Winter General Meeting, New York, N. Y., January 19-23, 1953.
- [21] Protection de surintensité SIPROTEC 7SJ80 Siemens
- [22] Emmanuel Okhueigbe, Joseph Ogbekhiulu. Utilization of Under Frequency Load Shedding (UFLS) and Under Voltage Load Shedding (UVLS) Schemes in Improving Voltage Level at Injection Substations HAL Id: hal-01524545 <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01524545> Submitted on 18 May 2017
- [23] Jia, D., Meng, X., & Song, X. (2011). Study on technology system of self-healing control in smart distribution grid. 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. doi:10.1109/apap.2011.6180379
- [24] Dr.Prof. Mohammed Tawfeeq Power system Protection Part – 5, Overcurrent Protective Relays <https://www.philadelphia.edu.jo/academics/mlazim/uploads/Power%20System%20protection%20-%20Part%2005.pdf>
- [25] Shéma interne de la société internationale « LafargeHolcim » projet réalisé par la société CBMI .

---

## Chapitre III : Production Décentralisée

---

## I. Introduction :

l'étude de la production décentralisée est très importante pour comprendre le comportement des réseaux électriques par plusieurs manières, et notamment son impact sur le comportement de la protection électrique, ce que nous proposons dans cette thèse, avec le passage sur le grand cercle de la production décentralisée qui commence avec la philosophie de sa définition et quelles sont ses caractéristiques en tant qu'unité de production et discussion des principaux facteurs qui contribuent au regain d'intérêt pour la DG, compte tenu de leur influence sur le commerce et l'environnement, ainsi que sa relation avec la qualité de l'énergie (tension , courant et fréquence...), on termine par son importance et quelles sont les perspectives prises avec une valorisation de son rôle dans le développement de la vie quotidienne de l'humanité au future. À travers plusieurs références, ce chapitre est une passerelle qui nous permet de lier la protection électrique avec l'importance de la production décentralisée.

## II. Définition de la Génération Décentralisée

### II.1 Considérations générales

Dans les sections précédentes, le DG était vaguement définie comme la production d'électricité à petite échelle, mais qu'est-ce exactement que la production d'électricité à petite échelle ? Différentes technologies peuvent être utilisées pour DG [1],

mais est-il possible de donner une vision globale et définition concrète. Une courte revue de la littérature montre qu'il n'existe pas de consensus. Ceci est confirmé dans [2], sur la base d'un questionnaire soumis aux pays membres. Quelques pays définissent le DG sur la base du niveau de tension, alors que d'autres partent du principe que DG est connecté à des circuits à partir duquel les charges des consommateurs sont alimentées directement d'autres comme ayant certaines caractéristiques de base (par exemple, l'utilisation d'énergies renouvelables et cogénération et étant non dispatché). Le CIRED<sup>42</sup> dispose d'un groupe de travail qui consacre ses efforts sur les DGs, Il définit DG comme toutes les unités de production d'une capacité maximale de 50 à 100 MW, généralement raccordés au réseau de distribution et ni planifié ni distribué de manière centralisée [2]. De toute évidence, cette dernière partie de leur définition implique que l'unité de DG échappe au contrôle du gestionnaire du réseau de transport.

Ainsi, les unités de production construites par le gestionnaire du réseau de transport en remplacement

---

<sup>42</sup> International conference on electricity distribution

de l'expansion du réseau et qui ont des mesures de mettre en œuvre pour l'expédition, ne sont pas considérés comme DG selon cette philosophie.

L'IEEE définit la DG comme la production d'électricité par des installations suffisamment petites que la centrale de production centrales afin de permettre l'interconnexion à presque n'importe quel point d'un système de distribution. Sur la base des définitions étudiées dans [3], une DG est définie comme une petite source de production ou de stockage d'énergie électrique (allant généralement d'au moins kW à des dizaines de mégawatts MW) et ne faisant pas partie d'un grand système électrique centralisé situé dans à proximité d'un chargeur. Les installations de stockage sont également incluses dans la définition de DG, qui n'est pas conventionnel. De plus, cette définition en [3] souligne l'échelle relativement réduite des unités de production par opposition au CIRED et CIGRE<sup>43</sup>. DG est également défini DG comme des unités de production relativement petites de 30 MW ou moins [4]. Ces unités sont situées à ou à proximité consommateurs pour répondre à des besoins spécifiques, pour soutenir fonctionnement du réseau de distribution, ou les deux. À l'exception de la définition du CIGRE, toutes les définitions supposent que les unités du DG sont connectés au réseau de distribution. C'est aussi le cas pour la définition utilisée dans [5], qui considère DG comme des unités produire de l'électricité sur le site d'un client ou dans les services publics de distribution et fournir de l'électricité directement au réseau distribution locale. L'AIE<sup>44</sup>, cependant, ne fait aucune référence au niveau de capacité de production par opposition à toutes les autres définitions. Il devrait être clair maintenant que de nombreuses définitions de DG existent, permettant un large éventail des régimes de génération possible. Certaines définitions permettent d'inclure des unités de cogénération à plus grande échelle ou de grands parcs éoliens connectés au réseau de transport, d'autres mettent l'accent sur les petites unités de production raccordées au réseau de distribution. Tous ceux-ci les définitions suggèrent qu'au moins la génération à petite échelle, les unités raccordées au réseau de distribution doivent être considérées comme DG. De plus, les unités de production installées à proximité de la charge ou du côté client du compteur sont également couramment identifiées comme DG. Ce dernier critère recoupe partiellement le premier, car la plupart des groupes de production sur sites clients sont également raccordé au réseau de distribution. Cependant, il comprend également une génération un peu plus grande unités, installées sur les sites des clients, mais connectées au réseau de transport. Cela conduit à la définition proposée dans [6], définissant DG dans termes de connexion et de localisation plutôt que de génération capacité. Il est défini comme une source DG d'une puissance électrique raccordée directement au réseau de distribution ou côté de compteur du client. La

<sup>43</sup> International council on large electrical system

<sup>44</sup> Agence International de l'Energie

référence [7] utilise cette définition, même s'il est assez large.

En effet, il n'impose aucune limite de la technologie ou la capacité d'application potentielle de la DG. Donc, certains critères supplémentaires peuvent être utiles et nécessaires pour affiner davantage la définition en fonction de la recherche question abordée. Les paragraphes suivants énumèrent un nombre (non exhaustif) de ces critères ainsi qu'une brève de discussion.

Après l'analyse de toutes ces définitions, on a constaté l'absence du sens technique originel du terme « décentralisation », c'est-à-dire qu'il y avait une autre production qui n'était pas la même que la production centrale, d'ailleurs l'étude de ce réseau se base sur l'estimation et l'évaluation de tous les caractères possibles (l'énergie produite, la transformation, le câblage, la distribution et la protection), tous ces caractères sont faits en tenant compte d'une production particulière (le lieu et la taille de la génération). En ce sens on définira la production décentralisée par : c'est toute production d'énergie qui a été ajoutée à un réseau principal, n'a pas été prise en compte dans les caractéristiques du réseau avant l'intégration de cette énergie supplémentaire, et peut influencer de quelque manière que ce soit le réglage d'origine du réseau (protection, dimensionnement, flux de puissance, etc.)

## II.2 Niveau de tension au raccordement au réseau (transmission/Distribution)

Bien que certains auteurs autorisent la connexion de DG au réseau de transport, la plupart des auteurs considèrent le DG comme étant connecté au réseau de distribution, soit sur la distribution, soit sur le côté consommateurs du compteur, dans tous les cas, l'idée est acceptée ce DG doit être situé à proximité de la charge.

Le problème est qu'une distinction entre réseau de distribution et réseau de transport, basé sur les niveaux de tension, n'est pas toujours utile, en raison de chevauchement existant de ces niveaux de tension pour les lignes de transport et de distribution, de plus, le « légal » niveau de tension qui distingue la distribution de la transmission peut différer.

Par conséquent, il est préférable de ne pas utiliser le niveau de tension comme un élément de la définition de DG. Ce serait plus approprié d'utiliser les notions de « réseau de distribution » (généralement radial) et « réseau de transmission » (généralement maillé). [5]

## II.3 Capacité de production (MW)

L'un des critères les plus évidents serait la capacité des générations des unités installées. Cependant, la courte enquête de définitions ont montré qu'il n'y a pas d'accord sur le niveau maximum de la capacité de production et la conclusion est que la capacité de production n'est pas un critère pertinent. [5]

L'argument principal est que la capacité maximale de DG pouvant être connectée au réseau de distribution dépend de la capacité du réseau de distribution lui-même, car cette dernière peut être très différente, donc, il est impossible de l'inclure comme élément de la définition de DG.

Toutefois, cela ne signifie pas que la capacité des unités de production connectées n'est pas importante, au contraire, bon nombre des questions et avantages politiques sont liés à la capacité D'unités de production, ainsi, une définition restreinte de DG pourrait reposer entre autres sur le critère de capacité [5].

#### II.4 Services fournis

Les unités de production doivent, par définition, fournir au moins une puissance pour être considéré comme DG, cette fourniture réactif de l'électricité et/ou d'autres services auxiliaires est possible et peut représenter une valeur ajoutée, mais n'est pas nécessaire [5].

#### II.5 Technologie de génération

Dans certains cas, il peut être utile de préciser la définition générale des DG par sommation des techniques de production prise en compte, il serait cependant difficile d'utiliser cette approche pour arriver à une définition, parce que la disponibilité de technologies (évolutives) et de capacités, notamment dans le domaine des énergies renouvelables, diffère selon les pays, aussi les systèmes conventionnels tels que les turbines à gaz sont disponibles sur les larges gammes (quelques kW à 500 MW et plus), parfois, on prétend que les technologies DG devraient être renouvelables, cependant, il devrait être clair que de nombreuses petites entreprises ont des technologies de production qui n'utilisent pas d'énergie renouvelable comme source principale. En revanche, tous n'utilisent pas des technologies « vertes ». Cela permettrait, par exemple, selon la taille de la centrale ou du réseau auquel l'installation est raccordée (transmission ou distribution), un grand parc éolien offshore de 100 MW ou plus doit-il être considéré comme DG ? Et que dire d'une grande centrale hydroélectrique située dans les montagnes ? [5].

#### II.6 Mode de fonctionnement

Le mode d'exploitation (sous programmation, soumis au pool de prix ou dispatché) n'est pas considéré comme un élément clé dans la définition générale de la DG [6]. C'est une vision correcte, mais en même temps, il faut reconnaître que de nombreux problèmes liés à la DG, tiennent



essentiellement au fait que ces unités de production échappent au contrôle des gestionnaires de réseaux. Il peut donc être judicieux d'utiliser des éléments, le mode de fonctionnement comme critère pour restreindre la définition. [5]

## II.7. Zone de livraison d'énergie

Dans certains cas, la DG est décrite comme de la puissance générée et consommée au sein d'un même réseau de distribution, aussi correctement indiqué dans [6], il serait difficile de l'utiliser comme critère, même pour une définition restreinte, car elle nécessite des analyses de flux de puissance.

## II.8. Propriété

De plus, la propriété n'est pas considérée comme un élément pertinent pour la définition de DG [6], ainsi, les clients, le pouvoir indépendant des producteurs (IPP<sup>45</sup>) et les producteurs traditionnels peuvent posséder des unités de DG.

## III. Pilotes pour DG

L'AIE identifie cinq facteurs majeurs qui contribuent à l'intérêt renouvelé pour DG, Ces cinq facteurs peuvent être classés en deux principales forces motrices, à savoir la libéralisation du marché de l'électricité et les préoccupations environnementales, les évolutions dans les technologies de production à petite échelle existent depuis longtemps, mais n'étaient en tant que tels pas capables de pousser « l'échelle de l'économie » hors du système.

Bien qu'il soit parfois indiqué, on peut douter que DG soit capable de retarder, et certainement pas évitable pour le développement de nouvelles lignes de transmission, car, au minimum, le réseau doit être disponible comme alimentation de secours. [5]

### III.1 Libéralisation des marchés de l'électricité

Les fournisseurs d'électricité s'intéressent de plus en plus au DG, car ils le considèrent comme un outil qui peut les aider à occuper des niches de marché, dans lesquelles les clients recherchent le meilleur service électrique adapté. DG permet aux acteurs de l'électricité de répondre de manière flexible à l'évolution du marché dans les meilleures conditions. Dans les marchés libéralisés il est important de s'adapter à l'évolution de l'environnement économique de la manière la plus flexible,

---

<sup>45</sup> Independent Producer Power (IPP)

dans de nombreux cas, les technologies DG offrent une flexibilité en raison de leurs petites tailles et les délais de construction supposés courts par rapport à la plupart des types de grandes centrales électriques. Cependant, la réduction des délais n'est pas toujours évidente. Par exemple, la résistance du public à l'énergie éolienne et l'utilisation des gaz d'enfouissement peuvent être très élevés.

- 1) Capacité de veille ou capacité d'utilisation de pointe (écrêtage de pointe) de nombreuses technologies DG sont flexibles à plusieurs égards : fonctionnement, taille et évolutivité. L'utilisation de la DG permet une réaction flexible aux évolutions du prix de l'électricité, alors sert de couverture contre ces fluctuations de prix. Apparemment, c'est le principal moteur de la demande américaine de DG, c'est-à-dire l'utilisation des DG pour une utilisation en continu ou en pointe (peak shaving<sup>46</sup>). L'efficacité de l'énergie est parfois très discutable. En Europe, le marché de la demande de DG est pour le moment tiré par l'application de chauffage (via la cogénération)
- 2) Fiabilité et qualité de l'alimentation, le deuxième moteur majeur de la demande américaine de DG est la qualité des considérations d'approvisionnement ou de fiabilité, les problèmes de fiabilité font référence à des interruptions prolongées, étant des chutes de tension à près zéro (généralement appelés pannes). La libéralisation de marchés de l'énergie rend les clients plus conscients de la valeur de la fiabilité l'approvisionnement en électricité, dans de nombreux pays européens, la fiabilité de niveau a été très élevée, bien que des (black-outs<sup>47</sup>) aient été observés dans les dernières années, les clients ne se soucient pas vraiment des interruptions d'approvisionnement car ils ne le ressentent pas comme un grand risque. Cependant, cela peut changer dans marchés libéralisés, un niveau de fiabilité élevé implique les coûts d'investissement et de maintenance du réseau et infrastructures de production. En raison des incitations à la rentabilité qui découlent de l'introduction de la concurrence dans la génération et les actions des régulateurs visant à court terme aux réductions tarifaires pour les entreprises de réseau, il se pourrait que les niveaux de fiabilité diminuent. [5] Cependant, avoir une puissance fiable, l'approvisionnement est très important pour la société dans son ensemble, et l'industrie spécifiques (chimie, pétrole, raffinage, papier, métal, télécommunications, ...). Les entreprises peuvent trouver la fiabilité de réseau d'un niveau trop faible et décider d'investir dans des unités DG afin d'augmenter la fiabilité globale de l'approvisionnement vers le niveau, hormis les chutes de tension proches de zéro (problèmes de fiabilité), on peut également avoir des écarts de tension plus faibles, ces derniers écarts sont des aspects de la qualité de l'énergie. La qualité de l'alimentation fait référence au degré auquel les caractéristiques de puissance s'alignent avec la forme d'onde de tension et de courant sinusoïdale idéale, avec courant et tension en équilibre [8].

<sup>46</sup> L'écrtage des pics implique une gestion proactive de la demande globale afin d'éliminer les pics de demande à court terme, qui fixent un pic plus élevé.

<sup>47</sup> Est un crash total du réseau électrique dû à un déséquilibre entre la production d'électricité et la consommation.

Ainsi, à proprement parler de la qualité de l'énergie englobe la fiabilité, une qualité d'alimentation insuffisante peut être causée par des pannes et opérations de commutation dans le réseau, entraînant principalement : des creux tensions, interruptions transitoires de réseau, les perturbations des charges produisant du scintillement (fluctuations rapide de tension), les harmoniques et le déséquilibre de phase, la nature de ces perturbations sont liées à la « capacité de court-circuit », étant une mesure de l'impédance interne dans le réseau en fonction de sa configuration (ex. longueur du lignes, capacité de court-circuit des générateurs et des transformateurs) [9].

- 3) Alternative à l'extension ou à l'utilisation du réseau local DG pourrait partiellement servir de substitut aux investissements dans capacité de transport et de distribution (demande de DG par des sociétés T&D<sup>48</sup>) ou comme contournement pour le transport et les coûts de distribution (demande de DG à partir de l'électricité de clients). Cela n'est possible que dans la mesure où l'alternative des combustibles primaires est disponible localement en quantités suffisantes, par exemple, l'utilisation accrue de DG pourrait entraîner de nouveaux problèmes de congestions dans d'autres réseaux, comme le réseau de distribution de gaz naturel.
- 4) Prise en charge du réseau, enfin, la DG peut également contribuer à la fourniture de services auxiliaires, y compris ceux nécessaires pour maintenir un fonctionnement continu et stable du réseau, mais ne pas directement approvisionner les clients. Il peut s'agir de la capacité à générer de la puissance active à la demande de l'opérateur du système, par exemple pour stabiliser une baisse fréquence due : à une sous-capacité soudaine de production, à une demande excessive, ou de la puissance réactive pour supporter la tension.

### III.2 Préoccupations environnementales

À l'heure actuelle, les politiques environnementales sont probablement le principal moteur de la demande de DG en Europe. Les réglementations environnementales obligent les acteurs de l'électricité à rechercher des solutions énergétiques plus propres, DG peut jouer également un rôle, car ils permettent d'optimiser la consommation d'énergie des entreprises qui ont une demande importante et constante de chaleur, par ailleurs, la plupart des politiques gouvernementales visant à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables se traduit également par un impact accru de la technologie de DG, comme les énergies renouvelables, sauf pour les grandes centrales hydroélectriques et éoliennes (certainement off-shore), ont un caractère décentralisé, surtout sur les sites où il y a un nombre considérable et demande de chaleur relativement constante, il est logique

---

<sup>48</sup> Société de transport et distribution d'électricité

d'envisager la production combinée de chaleur et d'électricité au lieu de générer la chaleur dans une chaudière séparée et d'acheter l'électricité du réseau. Ces unités dites de cogénération forment un segment important du marché des DG, par rapport la séparation de production de chaleur et d'électricité à partir des sources combustibles fossiles, CHP<sup>49</sup> peut entraîner une consommation d'énergie primaire, avec conservation variant de 10% à 30%, en fonction de la taille (l'efficacité) des unités de cogénération. Les émissions évitées sont en première approximation similaires à la quantité d'énergie économisée, bien que l'interaction avec le système mondial de production d'électricité joue également un rôle [10], [11].

L'installation de DG permet d'exploiter les opportunités du combustible le moins cher. Par exemple, près des sites d'enfouissement, les unités DG pourraient brûler du gaz d'enfouissement. D'autres ressources de biomasse disponibles localement peuvent également être envisagées

#### **IV. Protection de réseau avec DG**

La puissance peut circuler de manière bidirectionnelle dans un certain niveau de tension, mais il circule généralement de manière unidirectionnelle à partir des niveaux de tension inférieurs, c'est-à-dire du transport à la distribution, le réseau a une part accrue d'unités DG peut induire des flux d'énergie du réseau basse tension vers le réseau moyenne tension. Ainsi, différents schémas de protection aux deux niveaux de tension peuvent être nécessaires [3].

Un fonctionnement et une protection sûrs doivent être garantis à tous fois, de plus, le système de protection doit être suffisamment sélective, afin d'optimiser la fiabilité et la disponibilité des puissances fournies, C'est moins simple qu'il n'y paraît, puisque le courant de défaut ne provient pas uniquement du réseau électrique principal de manière unidirectionnelle, mais forment également les unités de la DG, faisant une détection beaucoup plus compliquée et les méthodes classique de protection hiérarchique (sélective) peuvent tomber.

Par conséquent, un système de protection plus "actif" avec une certaine forme de communication est nécessaire pour maintenir le niveau requis de sécurité à l'avenir, tant que l'îlotage n'est pas destiné à sauvegarder une perte de secteur, il faut l'éviter [6]. Selon la technique des normes (par exemple IEEE 1547), DG doit être automatiquement déconnecté, lorsque des défauts ou des conditions anormales se produisent, avec l'hypothèse que les systèmes d'interconnexion détectent de telles conditions de cette façon, la sélectivité de protection conventionnelle peut être restaurée, garantissant la sécurité des personnes et du matériel dans à l'avenir, lorsque l'avantage de DG seront utilisés, cette exigence réduit les bénéfices attendus de la DG. Pour une utilisation optimale du DG, une déconnexion inutile du DG doit être évitée.

---

<sup>49</sup> Combiné la production de chaleur et d'électricité

Les générateurs doivent être capables de traverser des perturbations mineures [6]. Les flux de DG peuvent réduire l'efficacité de la protection d'équipement, les clients souhaitent fonctionner en mode « îlotage » lors d'une panne, il existe des considérations importantes (par exemple, la possibilité de fournir leurs propres services auxiliaires) et de la sécurité, de sorte qu'aucune alimentation n'est fournie au réseau pendant la durée de la panne, une fois le réseau de distribution est remis en service, l'unité DG doit être resynchronisée avec la tension du réseau

## V. Qualité de l'énergie avec DG

La qualité de l'énergie désigne les caractéristiques de l'énergie électrique reçue par le client, à l'exception des interruptions prolongées et des interruptions événementielles momentanées, ces caractéristiques qui nuisent à sa qualité comprennent les irrégularités de forme d'onde et les variations de tension, prolongées ou transitoires, les problèmes de qualité de l'alimentation avec DG comprennent, sans toutefois s'y limiter : Fréquence du système, niveau de tension, Puissance réactive et conditionnement de puissance. [12]

### V.1 Fréquence du système

Les déséquilibres entre la demande et l'offre d'électricité faire dévier la fréquence nominale du système de 50/60 Hz, ces écarts doivent être contenus dans des limites de marge très étroites, comme le bon fonctionnement de nombreuses applications industrielles et domestiques en dépendent de termes économiques, la fréquence du système peut être considérée comme un bien public, par conséquent le gestionnaire du réseau de transport est désigné pour prendre en charge la fréquence du système ainsi que autres services d'intérêt public qui doivent être fournis. [12]

L'installation et la connexion des unités DG sont également susceptibles affecter la fréquence du système, ces unités circuleront gratuitement sur les efforts du gestionnaire du réseau de transport ou du corps régulateurs pour maintenir la fréquence du système, Ils auront probablement pour augmenter leurs efforts et d'avoir un impact sur l'efficacité de plantes et les émissions.

Par conséquent, la connexion d'un nombre croissant d'unités de la DG devrait être soigneusement évalué et planifié à l'avance. [12]

## V.2 Niveau de tension

La relation entre la DG et la qualité de l'énergie est un ambiguë. D'une part, de nombreux auteurs insistent sur l'effet curatif du DG pour les problèmes de qualité de l'alimentation [12], y compris les effets positifs potentiels de DG pour la tension de support et la correction du facteur de puissance [3]. D'autre part, l'introduction à grande échelle des unités de production d'électricité décentralisées peuvent entraîner une instabilité de profil de tension en raison : des flux de puissance bidirectionnels, l'équilibre complexe de puissance réactive qui se produit lorsqu'un contrôle insuffisant est introduit, et la tension dans le réseau qui peut fluctuer.

Finalement, une situation « îlotage<sup>50</sup> » peut se produire dans lequel un générateur local conserve une partie d'un réseau déconnecté sous tension entraînant des situations dangereuses pour le personnel de réparation qui arrive, d'autres soulignent également les externalités négatives potentielles sur la qualité de l'alimentation, causée par l'installation de la capacité de DG.

Selon [6], l'impact sur le niveau de tension local de DG raccordé au réseau de distribution peut être important.

Une même réaction a été notée grâce au questionnaire du CIRED [5], où, à côté de l'impact général sur la qualité de l'énergie, une augmentation de niveau de tension dans les systèmes de distribution radiale est mentionné comme l'un des principaux problèmes de connexion technique de DG, L'AIE [5] mentionne également le contrôle de la tension comme un problème lorsque DG est raccordé au réseau de distribution, cela n'a pas besoin d'être un problème lorsque le gestionnaire de réseau rencontre des difficultés avec tensions, car dans ce cas l'unité DG peut contribuer à la prise en charge de la tension, mais dans d'autres situations il peut en résulter des problèmes supplémentaires. [12]

## V.3 Puissance réactive

Les petites et moyennes unités DG utilisent souvent des générateurs qui ne sont pas capables de fournir de la puissance réactive, plusieurs options sont disponibles pour résoudre ce problème, d'autre part, les unités DG avec une interface de « électronique de puissance<sup>51</sup> » sont parfois capables de délivrer de la puissance réactive. [12]

## V.4 Conditionnement de puissance

Certaines technologies de DG (PV, piles à combustible) produisent des courant. Ainsi, ces unités doivent être raccordées au réseau via un Interface DC-AC, qui peut contribuer à des harmoniques plus élevées. [12]

---

<sup>50</sup> Est la condition dans laquelle un générateur distribué (DG) continue d'alimenter un emplacement même si l'alimentation du réseau électrique externe n'est plus présente.

<sup>51</sup> Comme les redresseurs, les onduleurs avec des bobines d'inductance pour le lissage des ondes

Des technologies particulières sont également requises pour les systèmes produisant une tension alternative à fréquence variable, une telle électronique de puissance présente l'inconvénient de n'avoir pratiquement aucune "inertie", qui peut être considérée comme un petit tampon d'énergie capable de s'adapter à des variations rapides du bilan de puissance [6].

## VI. Résumé

Ces études font partie du regain d'intérêt observé pour la production d'électricité à petite échelle, les éléments généraux des moteurs de ce développement sont discutés à la fois du point de vue économique et environnemental.

À petite échelle la génération est communément appelée DG, et dans [7], il a essayé de dériver une définition consensuelle de ce dernier concept, il semble qu'il n'y a pas d'accord sur une définition précise car le concept englobe de nombreuses technologies et de nombreuses applications dans des environnements différents, et selon l'avis [5], la meilleure définition de DG qui s'applique généralement semble être «une puissance électrique source de production connectée directement au réseau de distribution réseau ou du côté client du compteur ». Cela dépend de l'intérêt ou de l'expérience de la personne confrontée à cette technologie, des aspects militants supplémentaires pourront être pris en compte. On peut déposer cette définition sur une simple centrale d'électricité, c'est-à-dire qu'il n'y avait pas de différence entre « centralisé » et « décentralisé » ? Mais à notre avis la plus précise définition c'est la considération technique de ces unités ou, « c'est toute production d'énergie qui a été ajoutée à un réseau de distribution, n'a pas été prise en compte dans les caractéristiques du réseau avant son intégration, et peut influencer de quelque manière que ce soit le réglage d'origine de ce réseau ». Un rétrécissement supplémentaire de cette définition de «diviseur commun» pourrait être nécessaire selon les questions de recherche qui sont regardé. Cependant, la générale et largement compréhensible description telle que proposée ici, est nécessaire pour permettre communiquer sur ce concept. D'un point de vue technique, la thèse traite de l'impact sur la protection et la sécurité du réseau. Beaucoup d'attention est payé à l'interaction des unités de la DG avec la qualité de protection du réseau notamment l'optimisation de la sensibilité, c'est-à-dire plus d'importance pour la partie technique qui a été liée directement à l'économie.

## VII. Importance de la production décentralisée dans le réseau distribution mondiale:

L'accès à un seuil minimum de base des services énergétiques modernes est une condition préalable pour atteindre les Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD<sup>52</sup>). Conformément à cette réflexion, le groupe consultatif du Secrétaire général des Nations Unies sur l'énergie et le climat Changement (AGECC) a recommandé l'adoption de l'objectif de « Accès universel aux services énergétiques modernes d'ici 2030 » en avril 2010. L'accès aux combustibles de cuisson modernes et l'accès à l'électricité sont deux dimensions de la question de ce dernier. Le tableau 1 présente un bref résumé de l'état actuel de l'accès dans le monde, en considérant l'énormité et la criticité du problème, le Secrétaire général de l'ONU<sup>53</sup> a désigné l'année 2012 comme « l'Année internationale de l'énergie durable pour tous », Bien que ce ne soit pas clair un consensus s'est établi sur la définition du minimum accès de l'énergie, le seuil le plus bas proposé par l'AIE, est 100 kWh d'électricité et 100 kg équivalent pétrole de combustibles modernes (équivalent à 1200 kWh) par personne et par an pour satisfaire aux exigences de base des besoins humains (AGECC, 2010). Plus récemment, un chiffre de 50 kWh, de la consommation d'électricité des ménages ruraux par personne et par année, qui passe progressivement à 160 kWh d'ici 2030, a été utilisé par l'AIE (WEO, 2011), le gouvernement indien a stipulé un droit vital à l'électricité de 1 kWh/jour/ménage, ce qui équivaut à 365 kWh par ménage et par an, pour une comparaison relative, la consommation résidentielle d'électricité varie de 1500 kWh/habitant pour les pays européens [7], est d'environ 2 000 kWh/habitant dans la zone OCDE<sup>54</sup> Asie-Pacifique, soit environ 4500 kWh/habitant en Amérique du Nord .

Tableau. II. 1 [7]

Pays	Personnes n'ayant pas accès à l'électricité (millions)	Les personnes utilisant le traditionnel biomasse pour cuisiner (million)
Afrique	587	657
Asie en Inde	675	1921
développement	289	836
Monde total	1317	2662

<sup>52</sup> Huit objectifs de 192 États membres des Nations Unies et pas moins de 23 organisations internationales se sont engagés à les atteindre d'ici 2015. Ces objectifs visent à stimuler le développement en améliorant les conditions sociales et économiques dans les pays les plus pauvres du monde. Fondée officiellement lors du Sommet du Millénaire de 2000

<sup>53</sup> Organisation des nations unies

<sup>54</sup> Organisation de coopération et de développement économiques



Le défi de l'accès universel aux services énergétiques modernes bien qu'énorme n'est pas insurmontable, certaines organisations internationales de l'énergie ont montré qu'en raison du coût élevé des investissements initiaux, l'extension du réseau est un moyen d'électrifier les ménages ruraux, par conséquent, afin de fixer le taux d'électrification au moindre coût, il est impératif qu'ils ont examiné certaines options d'électrification viables et peu coûteuses [7]. Les options de production distribuée décentralisée (DDG) qui incluent de petites sources d'électricité géographiquement dispersées la production à partir des technologies d'énergie renouvelable technologies qui apparaissent comme une alternative viable à l'électricité fournie sont particulièrement adaptées aux zones à faible demande d'électricité et ont de faibles facteurs de charge. Les pays qui ont promu la production distribuée à petite échelle pour l'électrification rurale et ont rencontré le succès sont le Brésil, le Cambodge, le Sud de L'Afrique, la Chine, le Bangladesh et l'Inde qui utilisent des technologies allant des systèmes solaires domestiques individuels aux réseaux au niveau du village alimentés par des générateurs diesel [7]

Cette partie de ce chapitre vise à mettre en évidence le rôle de la production distribuée décentralisée pour parvenir à l'électrification rurale universelle en l'Asie du Sud d'ici 2030. Elle présente une évaluation comparative du coût de l'électrification à partir du réseau électrique centralisé et de l'électrification via diverses technologies de DDG. Il évalue en outre la compétitivité relative des coûts des différents mécanismes pour livraisons d'électricité. L'analyse détaillée présentée aiderait également pour comprendre l'importance de ce type de production dans la vie quotidienne et élaborer une politique de promotion des DDG comme option viable pour atteindre un objectif d'électrification mondiale. [7]

### VII.1 Importance de la production décentralisée au futur :

Depuis l'avènement des systèmes électriques à courant alternatif (AC) et la capacité pour transférer l'énergie en masse sur une longue distance, le paradigme descendant a dominé la production et la fourniture d'électricité. Cela impliquait une production à grande échelle alimentant des systèmes de transmission à haute tension qui transportaient réseaux de distribution d'électricité à moyenne tension et jusqu'au niveau des clients de basse tension. [13]

Aujourd'hui, ce paradigme des systèmes d'alimentation centralisés est perturbé par des quantités croissantes de production et autres ressources énergétiques connectées au niveau de la distribution et derrière le compteur au niveau industriel et sites de clients résidentiels [14].

Les chercheurs s'accordent à dire que la production distribuée (DG) a un rôle à jouer dans l'avenir des systèmes électriques [15, 16] en plus du stockage d'énergie et de la réponse à la demande. Cependant, le degré de changement à l'avenir des systèmes électriques est incertain car il dépend en

grande partie du niveau de déploiement de DG et d'autres ressources énergétiques distribuées (DER), une typologie basée sur la localisation des moyens de production et modes opératoires d'équilibrage du système pour décrire les visions des systèmes électriques centralisés et décentralisés [9], librement basé sur cette typologie que nous considérons autres futures visions possibles dans les systèmes électriques pour les besoins [13],

L'exploration des facteurs qui influencent le rôle de la DG dans les futurs systèmes électriques permettront de mieux comprendre les compromis entre le maintien d'une approche centralisée et décentralisation croissante. Par exemple, les facteurs qui pourraient aider à atteindre des niveaux accrus de DG intégrés dans les réseaux de distribution ont été investigués précédemment mais les outils évoqués concernaient uniquement le réseau de distribution et non l'ensemble du système électrique [10]. De même, autre référence [11] et [3] récemment présentés des modèles et des outils à grande échelle de l'intégration de la DG et la planification de la production distribuée, mais encore une fois, ils étaient spécifiquement se concentrés sur le système de distribution et le niveau du projet et n'incluaient pas l'ensemble du système électrique.

Encore une fois, cela n'était pas axé sur le DG, ce sous-chapitre vise à combler une lacune dans la littérature en présentant les facteurs qui influencent le rôle DG et les outils existants qui peuvent être utilisés pour explorer l'impact de ces facteurs sur le développement des futurs réseaux électriques, également comment le déploiement de la DG et autres DER peuvent déjà conduire les futurs systèmes électriques vers l'une ou l'autre visions possibles.

L'ensemble du système électrique ainsi que les interactions avec l'énergie au sens de large système, le reste de la présente section contient des définitions pertinentes. Avec une présentation des principaux facteurs qui peuvent influencer le niveau de déploiement de la DG et la manière dont ils peuvent mener à une vision centralisée ou décentralisée dans des futurs systèmes électriques.

Et il décrit l'outil « idéal » et explore les outils existants qui peuvent être utilisés pour explorer le rôle de la DG et les facteurs qui peuvent l'influencer pour les visions des futurs systèmes électriques décrits.

## **VIII Conclusion**

Les principales catégories qui influencent le rôle de la production décentralisée dans les présents et futurs systèmes électriques ont été présentées avec une philosophie de définition bien détaillée par plusieurs points de vue scientifiques, l'importance de ce rôle dans la vie présente et dans le futur, nous révèle quelle vision est la plus probable pour un système de production électrique particulier.

Il s'ensuit qu'aucun outil unique ne fournira une vue d'ensemble du rôle des DG dans les systèmes électriques et s'il en existait un, il est susceptible d'être complexe en termes de calcul. Il existe déjà des outils qui peuvent donner un aperçu de la façon dont certains facteurs peuvent influencer le rôle de la DG au sein du système électrique, tels que les outils de modélisation du secteur de la distribution d'électricité, en particulier le facteur influençant la qualité de la protection et la sécurité du réseau, qui sera discuté dans le chapitre suivant.

## IX Références

- [1] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798. doi:10.1016/j.enpol.2003.10.004
- [2] CIRED, 1999: Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, June, p. 9+Appendix (p.30)
- [3] Dondi P., Bayoumi D., Haederli C., Julian D., Suter M., “Network integration of distributed power generation,” *Journal of Power Sources*, 106, 2002, pp.1–9.
- [4] Chambers A., *Distributed generation: a nontechnical guide*. PennWell, Tulsa, OK, 2001. p. 283
- [5] J. Driesen, Member, IEEE, and R.Belmans, Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions Fellow, IEEE DOI: [10.1109/TSG.2015.2420667](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2420667)
- [6] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). *Distributed generation: a definition*. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204. doi:10.1016/s0378-7796(01)00101-8
- [7] Narula, K., Nagai, Y., & Pachauri, S. (2012). The role of Decentralized Distributed Generation in achieving universal rural electrification in South Asia by 2030. *Energy Policy*, 47, 345–357. doi:10.1016/j.enpol.2012.04.075
- [8] Driesen, J., & Belmans, R. (2006). Distributed generation: challenges and possible solutions. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. doi:10.1109/pes.2006.1709099 .
- [9] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798. doi:10.1016/j.enpol.2003.10.004
- [10] Voorspools, K. R., & D'haeseleer, W. D. (2002). The evaluation of small cogeneration for residential heating. *International Journal of Energy Research*, 26(13), 1175–1190. doi:10.1002/er.843
- [11] Voorspools, K. R., & D'haeseleer, W. D. (2003). The impact of the implementation of cogeneration in a given energetic context. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18(1), 135–141. doi:10.1109/tec.2002.808332
- [12] International Energy Agency (IEA)., 'Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets', OECD/IEA, Paris, France, 2002
- [13] L.Mehigan,J.P.Deane,B.P.Ó.Gallachóir,V. A Review of the role of Distributed Generation (DG) in Future Electricity Systems Bertsch PII: S0360-5442(18)3153 6-6 DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.022
- [14]. Perez-Arriaga, I. J. (2016). The Transmission of the Future: The Impact of Distributed Energy Resources on the Network. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(4), 41–53. doi:10.1109/mpe.2016.2550398
- [15] Allan, G., Eromenko, I., Gilmartin, M., Kockar, I., & McGregor, P. (2015). The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 543–556. doi:10.1016/j.rser.2014.07.064
- [16] Vahl, F. P., Rüther, R., & Casarotto Filho, N. (2013). The influence of distributed generation penetration levels on energy markets. *Energy Policy*, 62, 226–235. doi:10.1016/j.enpol.2013.06.108

---

**Chapitre IV : Analyse des impacts de  
la production décentralisée sur la  
Protection du réseau de distribution  
électrique**

---

## I. Introduction

Pour l'étude des impacts des générateurs qui s'inspire d'un site industriel du cimentier international (Lafargeholcim). Ainsi, l'impact du DG sur la protection d'un réseau MT, une étude avec un programme qui modélise un réseau de 14 jeux de barres IEEE 30 kV, avec un court-circuit dans différents scénarios (variation de la taille<sup>55</sup> et de la position du DG) sont présentés. L'analyse se concentre sur la protection contre les surintensités, pour régler le relais de surintensité (OCR<sup>56</sup>) et l'intervalle de temps de coordination selon les normes. Ces études ont adopté une méthodologie qui permet d'améliorer la protection dans la zone de défaillance après injection de DG. Cependant, les travaux susmentionnés ont analysé plusieurs impacts de la taille et de l'emplacement des DG sur le réseau de distribution et comment ils peuvent être améliorés. L'idée principale proposée dans ce chapitre est divisée en deux parties, dans la première, l'étude des impacts de l'emplacement et de la taille des DG sur le courant de court-circuit et la protection (sensibilité et sélectivité) est présentée, dans la seconde, une méthode d'optimisation utilisant pour améliorer la protection du réseau en présence de DG est proposé.

## II. Impacts de la DG sur la protection.

### II.1 Impact sur : « Maximum courant ».

Les impacts de la taille et de l'emplacement des DG (en même temps) sur le courant de défaut dans les jeux-barres 10,02 et 11 ont fait l'objet de cette partie (Fig.1), le DG est déplacé entre les jeux-barres 11, 12 et 13, et en même temps sa valeur de taille a varié du 0 à 30 MVA. (Figures. 2, 3 et 4) montrent les résultats obtenus des valeurs de courant de court-circuit  $I_1$ ,  $I_2$  et  $I_f$

Pour l'emplacement de DG, nous avons utilisé « 30 valeurs » dans la courbe (3D) entre les jeux-barres « 11 » et « 13 », l'impédance de (Zd11.13) est utilisée entre « 0 » et « 1 » dans l'équation (1).

$$(0 \ 0,03 \ 0,06 \ 0,09 \ \dots \ 1) * (Zd11.13) \quad (1)$$

On peut voir sur les figures 1, 2, 3 et 4 que les courants après injection de DG avec différentes valeurs de taille de DG du 0 à 30 MVA, et son emplacement entre les jeux de barre (11 et 13), que les courants de court-circuit sont augmentés de manière non linéaire, car les valeurs de courants max sont  $I_1=5,8$  KA,  $I_2= 0,9$  KA et  $I_f=6,2$  KA. Le tableau.1 indique les valeurs croissantes de courants

<sup>55</sup> La référence internationale utilise le terme « size and location of DG »

<sup>56</sup> Over Current Relay

exceptionnelles de court-circuit (sans DG).

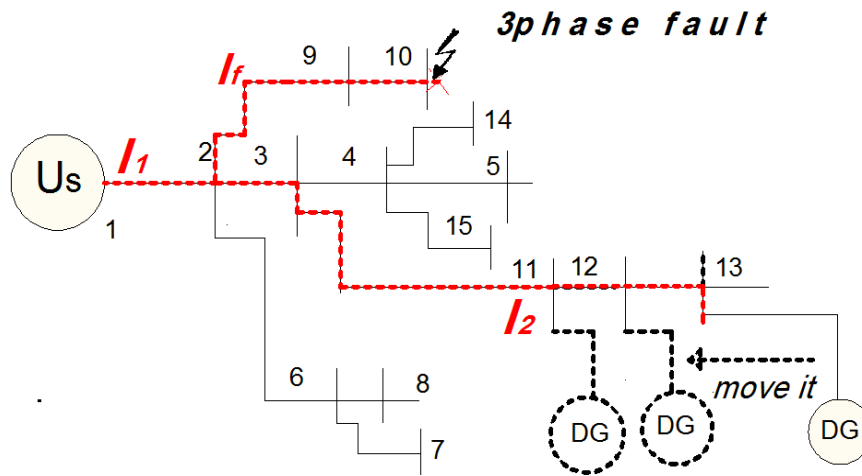


Figure. III. 1. Réseau 14 jeux de barre IEEE [15]

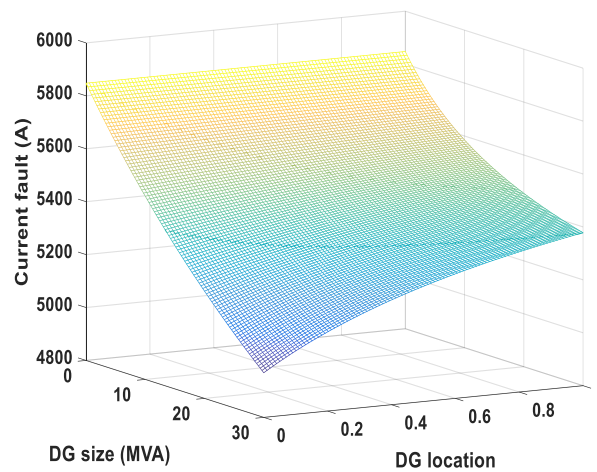


Figure. III. 2. Impacts de la taille de DG et localisation sur le courants  $I_f$  [15]

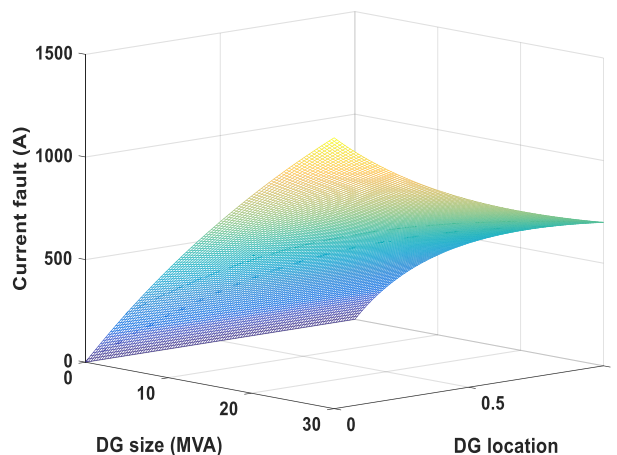


Figure. III. 3. Impacts de la taille de DG et localisation sur le courants I2 [15]

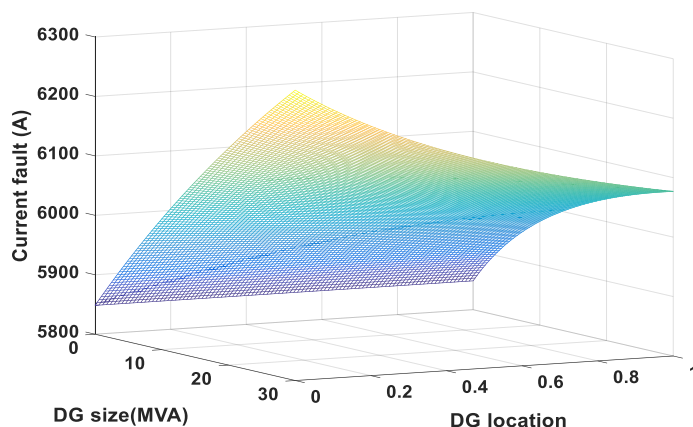


Figure. III. 4. Impacts de la taille de DG et localisation sur le courants If [15]

Tableau. III. 1. Valeurs de courants de défauts exceptionnels. [15]

Relays	Sans DG	
	15 MVA	
DG SIZE		
Relay 10	5,849 KA	6,010 KA
Relay 2	0 KA	0.490 KA
Relay 11	6,860 KA	6,620



## II.2 Impact de la DG sur les valeurs (ISC)

Nous avons étudié l'effet de la taille et de l'emplacement du DG sur les valeurs (ISC<sup>57</sup> formule.2), comme le montre la Fig.5. L'échelle de la taille de DG est (entre 0 et 30MVA) et l'emplacement de DG est varié entre (11 et 13 jeux-barre):

$$ISC = \frac{I_{F \text{ Without-RDG}} - I_{F \text{ With-RDG}}}{I_{F \text{ Without-RDG}}} \quad (2)$$

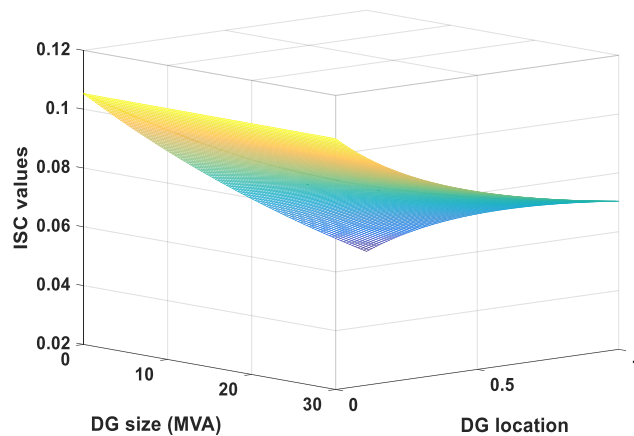


Figure. III. 5. Impacts de la taille et emplacement de DG sur ISC [15]

## II.3 Impact sur le temps d'opération :

La protection du réseau basée sur le temps de déclenchement dans chaque relais de réseau avec une condition de valeurs de courant, cette relation a été modélisée sous forme mathématique formule .3 qui a été détaillé dans le chapitre.1, selon la norme CEI 60255 [14], dans cette thèse on va utiliser la courbe (inverse normal) Tableau .2.

$$t = TDS \frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{B-1}} \quad (3) \quad [14].$$

<sup>57</sup> Indice de court-circuit (Index of Short Circuit) [13], cette valeur donne une image de l'impact proportionnel du DG dans la valeur du courant de court-circuit.

Tableau. III 2. Caractères de la courbe inverse (rappel)

Curves	A	B
<b>factors</b>		
normally inverse	0.14	0.02

Nous aurons l'impact de la taille et de l'emplacement du DG sur le temps de fonctionnement dans le relais .10 dans différents cas (figures 6 et 7), sachant que TDS dans ce cas = 1, et DG a été fixé dans le jeu de barre. 12.

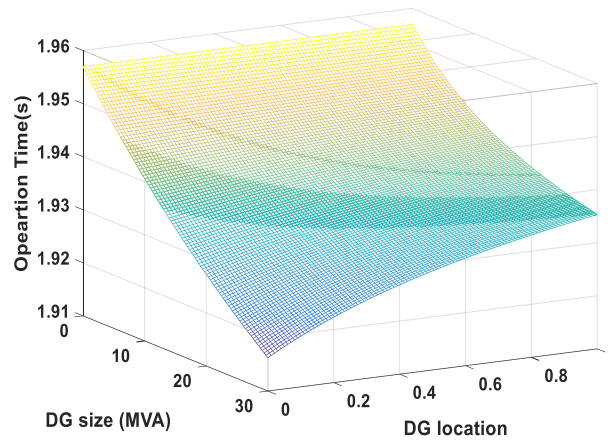


Figure. III. 6. Impacts de la taille et l'emplacement de DG sur le temps d'opération [15]

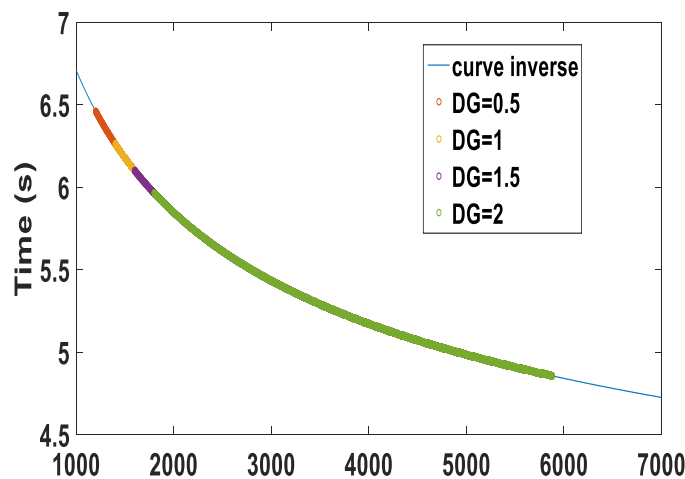


Figure. III. 7. Courbe inverse avec différents points de la taille de DG. [15]

## II.4 Impact sur l'intervalle de temps de coordination CTI.

La protection du réseau électrique nécessite également l'adaptation de déclenchement du disjoncteur, qui aura besoin de régler le temps entre les relais du réseau (primaire et de secours) cette valeur connue sous le nom de Intervalle de Temps de Coordination CTI qui indique la différence de temps entre le primaire et le relais de secours dans les cas de déclenchement, il prend généralement des valeurs comprises entre 0,2 et 0,5 s, dans ce chapitre le CTI est choisi 0,2 s, ces études sont pour les valeurs de (CTI) entre les relais 9 et 10 par modélisation et traçage avec 'Matlab' selon l'équation. 3

$$T_{\text{secours}} - T_{\text{primaire}} \geq \text{CTI} \quad (3)$$

Après nous aurons les résultats de l'impact de l'emplacement et de la taille du DG sur le temps de fonctionnement dans le relais 10, l'étude de l'impact de DG sur la protection a été faite (Fig.01) explique la circulation des courants dans le circuit après un court-circuit triphasé symétrique au niveau des jeux de barres.10, le chemin de ces courants dans le système étudié sera choisi le plus important relais pour le réglage de la protection, c'est pourquoi nous prendrons les relais 2,9 et 10 comme des relais importants et exemples pour voir l'impact de la taille et de l'emplacement de DG sur les valeurs de CTI,

Dans un premier temps, nous commencerons par l'impact de la taille du DG sur le CTI (R2 et R9 Fig.8), (R9 et R10 Fig. 9) avec une fixation du DG sur le jeux-barre 13. Après nous aurons les résultats de l'impact de la taille et de l'emplacement de DG sur le CTI [15]

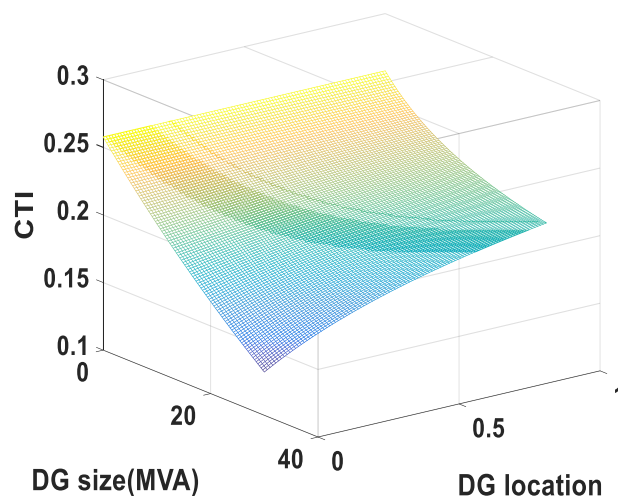


Figure.III.8. Impact de la taille et de l'emplacement du DG sur les valeurs CTI entre les relais (02\_09) [15]

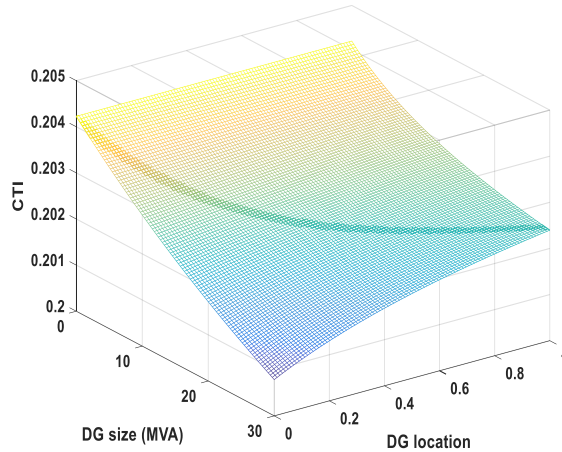


Figure. III.9. Impact de la taille et de l'emplacement du DG sur les valeurs CTI entre les relais (09\_10) [15]

II.5 Analyse des résultats :

Suite aux résultats précédents obtenus avec différents scénarios de l'impact de la taille et de l'emplacement du DG sur la protection du réseau, également la sélectivité entre les relais primaires et secondaires par l'intervalle de temps de coordination CTI, (formule.03) ce qui influencera par un faux déclenchement<sup>58</sup> ou hors condition de déclenchement, cette influence nécessite de connaître l'impact des valeurs de TDS sur la protection avec une variation de la taille du DG Fig.10 et de son emplacement Fig.11, sachant que l'on a pris les valeurs de TDS (entre 0,1 et 1,1) . Le contrôle de ces valeurs est très important pour avoir une protection bien adaptée et plus optimisée. [15]

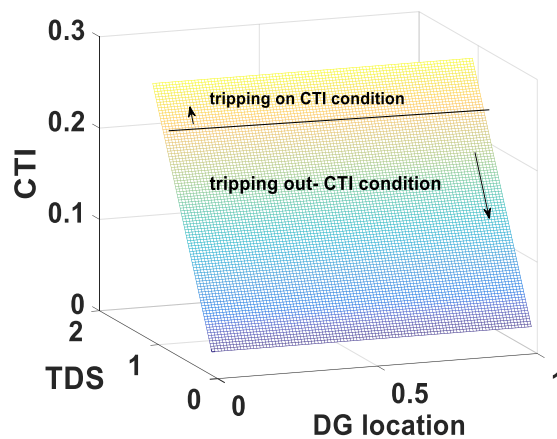


Figure.III.10. Impact de l'emplacement de DG et TDS sur valeurs de CTI entre les relais (09\_10) [15]

<sup>58</sup> La référence internationale utilise la langue anglaise pour ces termes technique « False Tripping »

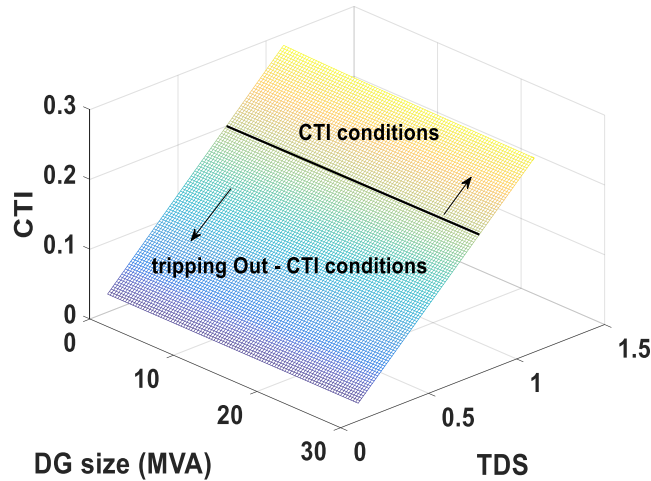


Figure. III.11. Impact de la taille de DG et TDS sur les valeurs de CTI entre les relais (09\_10) [15]

Pour savoir l'impact de l'emplacement du DG sur les valeurs de CTI entre les relais 02 et 09 avec différentes valeurs de TDS, et la taille du DG est égale 3MVA, aussi les mêmes calculs, pour savoir l'impact de la taille du DG sur plusieurs paramètres de protection sachant que le DG est fixé au niveau de jeux de barre 12. (la courbe inverse normale est utilisé conformément à la norme CEI 60255). également son impact sur la sélectivité entre les relais primaire et secours (CTI, formule. 03).

ces impacts influence le système par un faux déclenchement ou hors condition ( $CTI \geq 0.2$ ), cette partie discutera cet influence par différentes valeurs de (TDS) entre les relais 02 et 09 avec variation de la taille du DG Fig.12, et de sa localisation Fig.13, les valeurs de TDS sont entre (0.1 et 1.1) . [15]

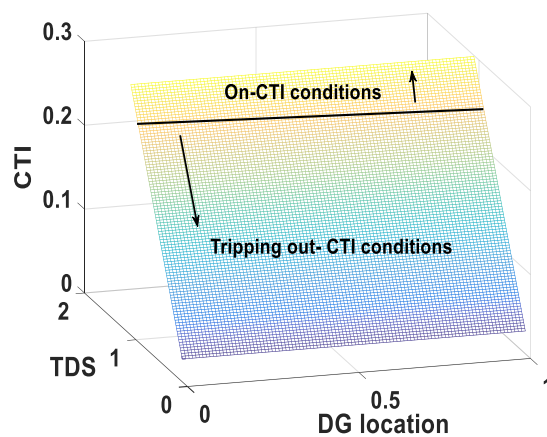


Figure.III.12 Impact de l'emplacement de DG et TDS sur les valeurs de CTI entre les relais (02\_09) [15]

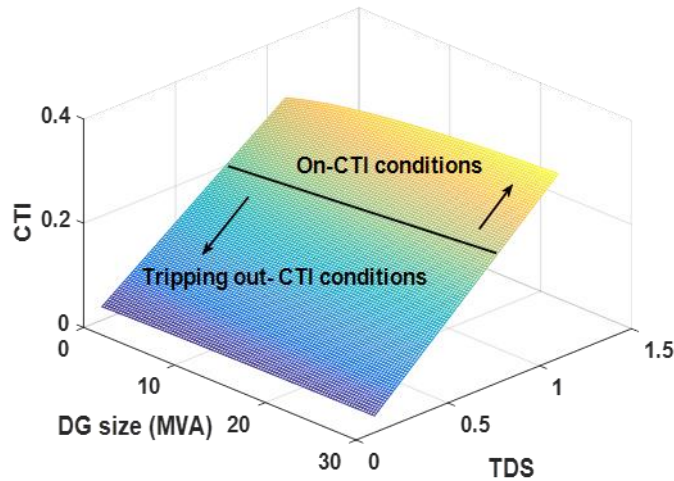


Figure.III.13. Impact de la taille de DG et TDS sur les valeurs de CTI entre les relais (02\_09) [15]

L'impact de l'injection de DG sur le réseau, affectera la protection par son emplacement et sa taille, dans cette partie nous fixerons le DG dans l'un des trois jeux de barres [11,12 et 13] à chaque fois la taille du DG variera entre [1 et 30MVA] pour voir son impact sur les valeurs CTI entre les relais 02 et 09. Table 03,04 et 05. Nous utilisons les valeurs suivantes TDS de  $T_p = 0.89$ , TDS de  $T_b = 1.025$

Tableau. III 3. DG sera fixé dans le jeu-barre 13 ( $CTI \geq 0,2$  comme condition). [15]

DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI
1	0.2577	11	0.2169	21	<b>0.1908</b>
2	0.2526	12	0.2138	22	<b>0.1887</b>
<b>3</b>	0.2478	13	0.2108	23	<b>0.1866</b>
4	0.2433	14	0.2080	24	<b>0.1847</b>
5	0.2389	15	0.2052	25	<b>0.1828</b>
6	0.2348	16	0.2026	26	<b>0.1809</b>
<b>7</b>	0.2309	17	0.2000	27	<b>0.1792</b>
8	0.2272	18	<b>0.1976</b>	28	<b>0.1774</b>
9	0.2236	19	<b>0.1952</b>	29	<b>0.1758</b>
10	0.22	20	<b>0.1930</b>	30	<b>0.1741</b>

Tableau. III 4. DG sera fixé dans le jeux-barre 12 [15]

DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI
1	0.2577	11	0.2224	21	0.2043
2	0.2527	12	0.2201	22	0.2030
3	0.2482	13	0.2179	23	0.2017
4	0.2440	14	0.2158	24	0.2005
5	0.2402	15	0.2139	25	<b>0.1993</b>
6	0.2366	16	0.2121	26	<b>0.1982</b>
7	0.2334	17	0.2104	27	<b>0.1972</b>
8	0.2303	18	0.2087	28	<b>0.1961</b>
9	0.2275	19	0.2072	29	<b>0.1952</b>
10	0.2249	20	0.2057	30	<b>0.1942</b>

Tableau. III 5. DG sera fixé dans le jeux- barre 11. [15]

DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI	DG size MVA	CTI
1	0.2577	11	0.2095	21	<b>0.1681</b>
2	0.2525	12	0.2051	22	<b>0.1643</b>
<b>3</b>	0.2474	13	0.2007	23	<b>0.1605</b>
4	0.2424	14	<b>0.1965</b>	24	<b>0.1568</b>
5	0.2375	15	<b>0.1922</b>	25	<b>0.1531</b>
6	0.2326	16	<b>0.1881</b>	26	<b>0.1495</b>
<b>7</b>	0.2279	17	<b>0.1840</b>	27	<b>0.1459</b>
8	0.2232	18	<b>0.1799</b>	28	<b>0.1423</b>
9	0.2186	19	<b>0.1759</b>	29	<b>0.1389</b>
10	0.2140	20	<b>0.1720</b>	30	<b>0.1354</b>

## II.6 Interprétation :

Les résultats obtenus après l'étude de l'impact de la DG sur les valeurs CTI, l'analyse selon les Tableaux 03.04 et 05 ont conclu l'impact de la taille de la DG et de sa localisation dans trois barres 11, 12 et 13, la valeur CTI inférieure à 0.2 (**CTI <0.2**) sont des valeurs qui n'ont pas été acceptées, ces valeurs peuvent provoquer un faux déclenchement dans le système de protection, il y a plusieurs facteurs qui peuvent influencer la valeur de CTI dans chaque scénario que nous avons fait, la courbe inverse dans chaque relais primaire et relais de secours avec une variation de valeur de taille de DG [0 5 10... 30MVA], on peut voir ces impacts sur le temps de fonctionnement du relais (R02), sachant qu'il doit être considéré comme un relais primaire ( $T_p$ ), et R09 être considéré comme un relais de secours ( $T_b$ ), et ses valeurs CTI, la Fig. 14 a conclu ces résultats d'impacts. [15]

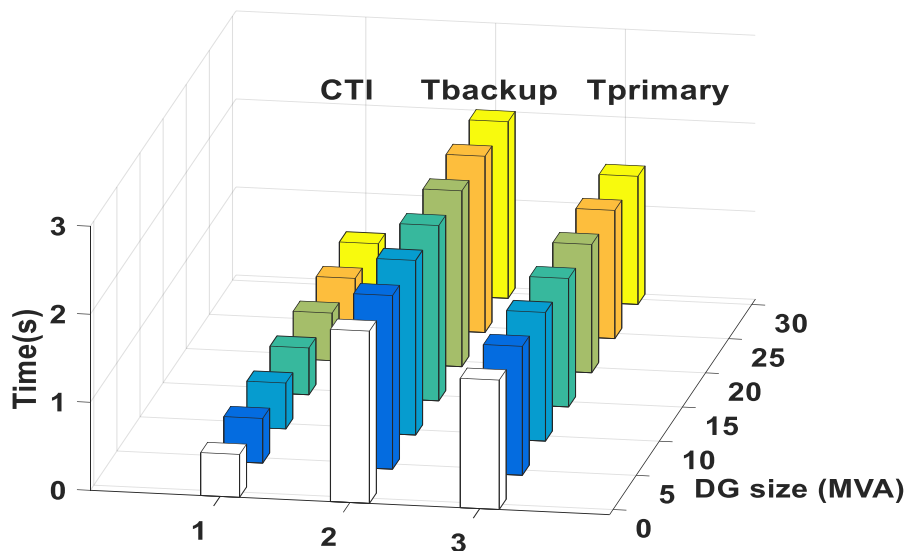


Figure. III.14. l'impact des valeurs de la taille de DG sur le temps de réaction  $T_b$ ,  $T_p$  et CTI. [15]

## II.7 Impacts des valeurs de (TDS) sur les valeurs de (CTI) et la régulation de protection éventuelle.

De plus, ces courbes inverses ( $T_b$ ,  $T_p$ ) ont des facteurs qui peuvent influencer les valeurs CTI, la sélection des valeurs TDS dans chaque courbe inverse, influencera les valeurs CTI, Dans cette partie les valeurs TDS varieront entre 0,1 et 1, 1 aléatoirement dans chaque courbe  $T_b$  et  $T_p$ , cette variation doit exprimer l'impact du TDS sur les valeurs du CTI, Fig.15. et le Tableau (6) expliquera l'impact de ces facteurs et son importance pour l'amélioration du système de protection grâce à une éventuelle réglementation. [15]



- Nous utilisons la taille DG = 4MVA, et sera fixé dans la barre.13.

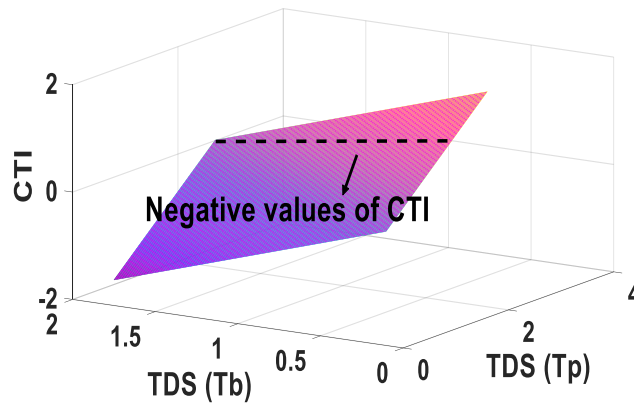


Figure. III. 15 . les valeurs possible de CTI [15]

Tableau. III 6. Les valeurs de TDS Sélectionnées

		<b>CTI &gt;0</b>	
<b>CTI &lt;0</b>		CTI < valeur de condition (0.2)	CTI ≥ valeur de condition (0.2)
TDS de Tp = [0.1,1.1]	Valeurs refusées	Valeurs refusées	<b>Valeurs seront acceptées</b>
TDS de Tb = [0.1,1.1]	Valeurs refusées	Valeurs refusées	<b>Valeurs seront acceptées</b>

### III. Conclusion

L'impact des DG sur la protection du réseau électrique très important pour un bon contrôle de la protection, dans ce chapitre nous avons fait des études pour visualiser l'influence des DG sur la protection, on a commencé par l'impact de sa localisation et sa taille sur le courant de court-circuit, notamment sur la protection de maximum courant (OCR) avec un défaut triphasé symétrique, puis nous étudions son impact sur le temps de réaction dans chaque relais ainsi que son influence sur l'intervalle de temps de coordination (CTI) entre les relais dans plusieurs scénarios, il a été finalisé par l'influence du facteur (TDS) sur la régulation des valeurs CTI. Après les résultats obtenus, l'impact des DG (taille et emplacement) sur la protection avec différents cas, peuvent nous donner une idée de comment on peut améliorer l'utilisation de la protection du réseau selon les normes, par un contrôle des facteurs qui peuvent améliorer la protection grâce à l'adaptation en fonction des besoins.

#### IV. References

- [1] Conti, S. (2009). Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. *Electric Power Systems Research*, 79(1), 49–56. doi:10.1016/j.epsr.2008.05.002
- [2] Mohandas, N., Balamurugan, R., & Lakshminarasimman, L. (2015). Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 66, 41–52. doi:10.1016/j.ijepes.2014.10.033
- [3] Zubo, R. H. A., Mokryani, G., Rajamani, H., Aghaei, J., Niknam, T. & Pillai, P. 2017, 'Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 1177-1198
- [4] Zhan, H., Wang, C., Wang, Y., Yang, X., Zhang, X., Wu, C., & Chen, Y. (2016). Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), 55–65. doi:10.1109/tsg.2015.2420667
- [5] Bensmaïne, M., Abdelhamid, L. & Khamari, D. Impacts analysis and optimization of electric grid protection in presence of decentralized production. *Electr Eng* **104**, 2369–2377 (2022). <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01483-3>
- [6] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Sder, "Distributed Generation. A Definition", *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, No. 3, pp. 195-204, 2001
- [7] S.P. George, S. Ashok and M.N. Bandyopadhyay, "Impact of distributed generation on protective relays, 2013 Int. Conf. Renew. Energy Sustain. Energy 157–161. 2013.
- [8] Sadeghi, Mohammad Hossein; Dastfan, Ali; Damchi, Yaser (2021). Optimal coordination of directional overcurrent relays in distribution systems with DGs and FCLs considering voltage sag energy index. *Electric Power Systems Research*, 191(), 106884–. doi:10.1016/j.epsr.2020.106884
- [9] Hussain, M.H.; Rahim, S.R.A.; Musirin, I. (2013). Optimal Overcurrent Relay Coordination: A Review. *Procedia Engineering*, 53(), 332–336. doi:10.1016/j.proeng.2013.02.043 [10] C.-R. Chen, C.-H. Lee, and C.-J. Chang, Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 45 (1) 217–222. 2013.
- [11] H. Yang, F. Wen and G. Ledwich, Optimal coordination of overcurrent relays in distribution systems with distributed generators based on differential evolution algorithm, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 23 (1) 1–12. 2013. <https://doi.org/10.1002/etep.635>
- [12] Srivastava, A., Tripathi, J. M., Mohanty, S. R., & Panda, B. (2016). Optimal over-current relay coordination with distributed generation using hybrid particle swarm optimization gravitational search algorithm. *Electric Machines & Power Systems*, 44(5), 506-517
- [13] Ackermann. T. Andersson, G and Sder. L, " Distributed Generation A Definition", *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, No. 3, pp. 195-204, 2001
- [14] IEEE Standard, "Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", No.1547.2003, USA, 2003
- [15] M. Bensmaïne; F. Benmessaoud; A. Fatah; D. Khamari; I. Benlaloui; T. Boutabba Impacts Analysis of Decentralized Production on Distribution Electric grid. DOI: 10.1109/ICCAD52417.2021.9638727

---

**Chapitre V : Optimisation de la  
Protection du Réseau Electrique  
en Présence de la Production  
Décentralisée**

---

## **I Introduction**

Ce chapitre présente une idée inspirée par un site industriel (la société internationale Lafargeholcim) qui souffre de plusieurs problèmes de protection. Dans un premier temps, les effets du générateur distribué (DG) sur la protection du réseau radial en cas de court-circuit triphasé symétrique avec plusieurs scénarios (variant selon la taille et l'emplacement du DG) sont présentés.

L'étude de ces effets permet d'observer des problèmes de protection, notamment de sensibilité et de sélectivité. Deuxièmement, pour avoir une protection bien optimisée, compte tenu à la fois de la taille et de l'emplacement d'un générateur distribué dans un réseau radial, nous proposons un algorithme avec une nouvelle formule. L'efficacité de la nouvelle idée peut être démontrée par des résultats de simulation.

## **II Courant de défaut triphasé en présence du DG**

Il est possible de calculer les paramètres pour tous les relais uniquement en connaissant la coordination de protection originale du système sans DG, la réalisation de ce travail nous permet de connaître l'impact des DG sur la protection dans les réseaux électriques, nous modélisons un réseau électrique de la source principale 100 MVA (distribution 30 Kv réseau 14 bus bars système IEEE), avec une injection de DG, la taille est variée de 1 à 30MVA triphasé symétrique défaut de court-circuit au jeu de barres 0.10, Fig. 2. Ce réseau a été transformé en un circuit équivalent, et il est programmé avec le logiciel MATLAB (version R2018a) et exécuté sur ordinateur Processeur Intel®Core™i5-3320 M.

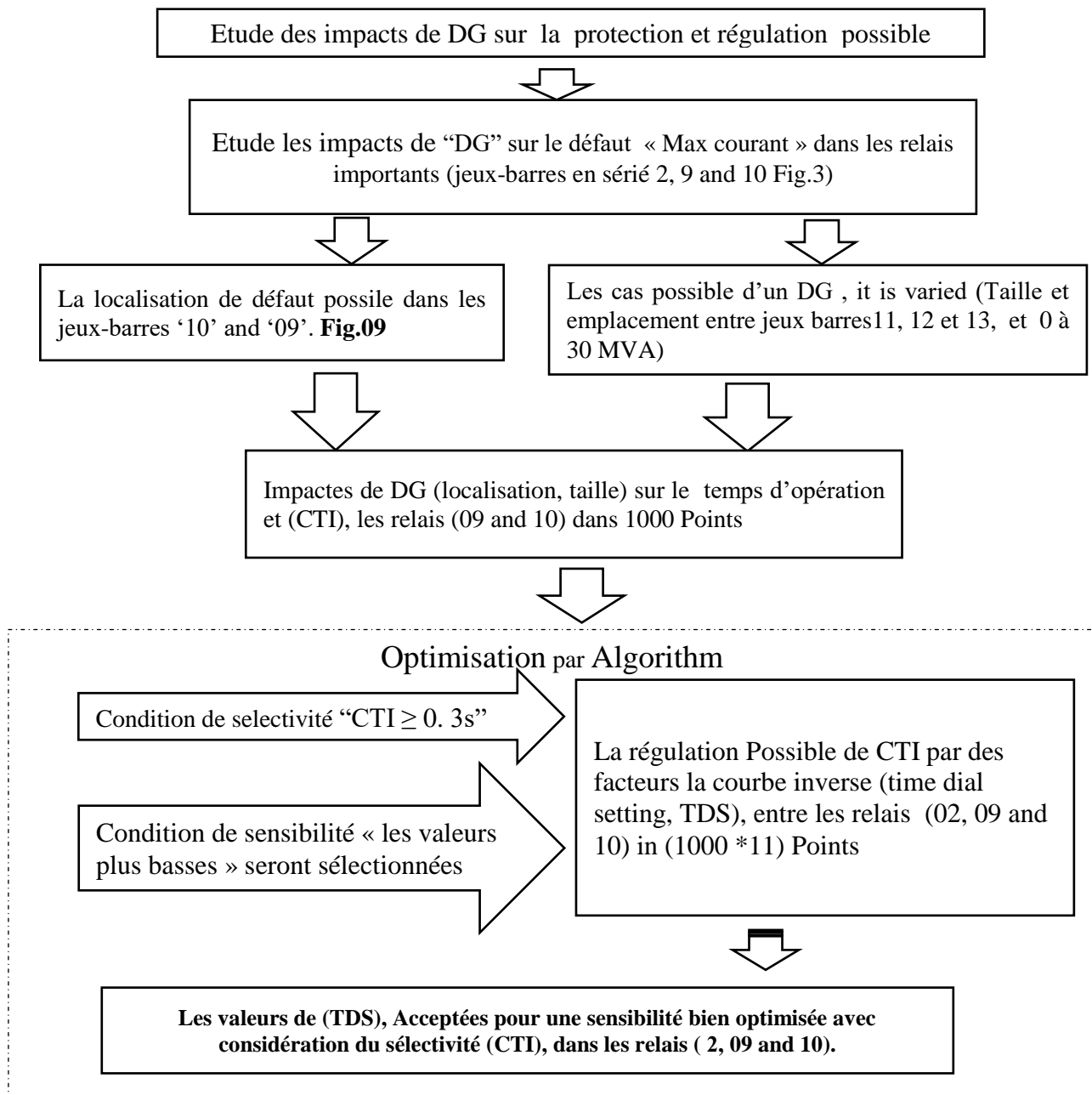
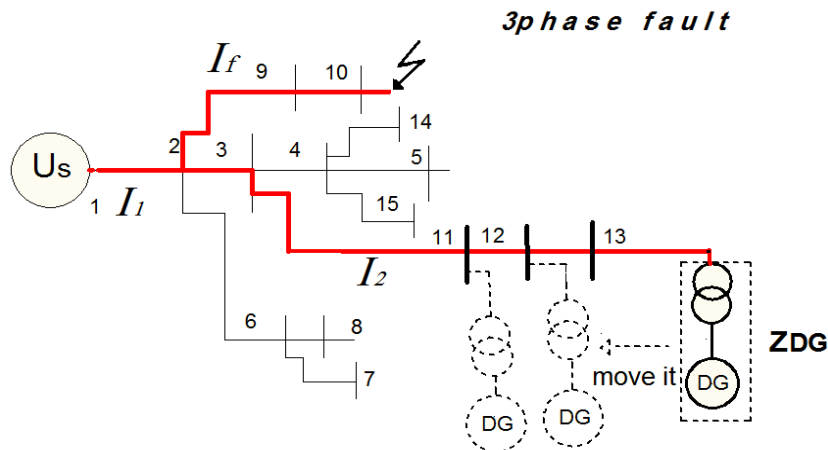


Figure. IV. 1. Méthodologie de travail [35]



**Figure. IV. 2.** Courants de défaut ( $I_f$ ,  $I_1$ ,  $I_2$ ) dans le système de 14 jeux de barres IEEE. [35]

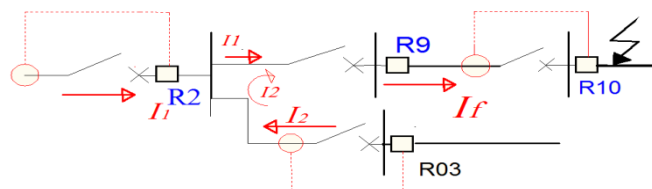
- $Z_{DG} = \text{impédance de DG}^{59}$        $Z_{dg} = x_{dg} \cdot SB/S_{dg}$

Où  $x_{dg}$  est la réactance subtransitoire du DG et SB est la taille MVA de base (c'est-à-dire est égale 100 MVA dans cette thèse) et  $S_{dg}$  est la taille de la DG.

### II.1 Impact de la taille et de l'emplacement du DG sur le défaut

Les études ci-dessus concernent l'effet de l'injection de DG sur les réseaux, sa taille et sa localisation ont des impacts sur les Courants de défaut ( $I_f$ ,  $I_1$ ,  $I_2$ ) Fig. 2.

Le courant de court-circuit dans les relais 10, 02 et 11. Le DG est déplacé entre les bus 11, 12 et 13, et sa valeur de taille varie de 0 à 30 MVA, la Fig. 3 montre les résultats des valeurs de courant  $I_1$ ,  $I_2$  et  $I_f$ , et cela a été expliqué avec le système de protection dans Fig. 4. Pour le traçage de l'emplacement DG ou de la distance entre bus "11" et "13", l'éq. (1) est utilisé avec 30 valeurs de impédance.  $Z_{d11, 13}$  est l'impédance entre les bus '11' et '13'



**Figure. IV. 3.** Explication du système de protection étudiée [35]

<sup>59</sup> La valeur de l'impédance de DG est utilisée comme image proportionnelle à la taille de DG.

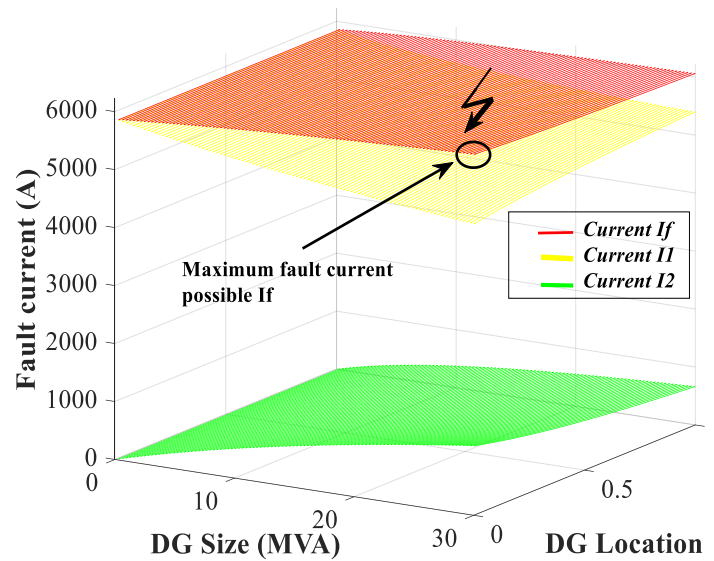


Figure. IV. 4. Impact de la taille et de l'emplacement du DG sur le courant de défaut (I1, I2 et I3) [35]

## II.2 Interprétations des résultats [35]

L'étude de ces résultats Fig. 3 montre que les courants I1, I2 et I3 sont augmentés de manière non linéaire avec différents emplacements et tailles de DG en cas de court-circuit, ainsi que le max des valeurs des courants sont I1 5,9 KA, I2 0,95 KA et If 6,3 KA. Le tableau 1 indique le cas exceptionnel (sans DG) 1, les valeurs de courant de défaut augmentent également de manière non linéaire.

### III Impact de la taille et de l'emplacement de la DG sur la protection

La protection du réseau basée sur le temps de déclenchement dans chaque relais avec valeurs de courant de défaut, cette relation a été modélisée dans une formule mathématique (bien détaillé chapitre .1 selon la norme IEC 60255) [32].

Tableau. IV. 1 . Cas exceptionnel<sup>60</sup> (sans DG) [35]

Relais	SANS DG	30 MVA
Relais 10	1.9551kA	6,055 KA
Relais 02	1.9551 KA	5.400 KA
Relais 11	0 KA	0,650 KA

<sup>60</sup> Pour mettre une comparaison entre un réseau avec DG de 30 MVA (à titre d'exemple), et un réseau sans DG, ce point est exceptionnel dans le calcul du courant de court-circuit, on ne peut pas avoir sa valeur sur la courbe Fig. 4. Dans la modélisation : le réseau sans DG n'est pas équivalent à un réseau avec (DG = 0 MVA).

$$t = TDS \frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{B-1}} \quad (2) \quad [32].$$

(A); constante pour la caractéristique du relais, ( $I_p$ ); capter le réglage de courant. (B); constante (TDS); Time Dial Setting

### III.1 Impact de la taille et de l'emplacement de la DG sur l'intervalle de temps de coordination CTI

La protection des réseaux électriques nécessite l'adaptation des déclenchements, qui nécessitent un temps de réglage entre les relais (relais primaire R10 et secours R9) ou sélectivité. Cette valeur est appelé intervalle de temps de coordination CTI (formule 3). Ce prend généralement des valeurs comprises entre 0,2 et 0,5 s. Dans cette thèse, CTI est choisi 0,3 s, Fig. 5. [35]

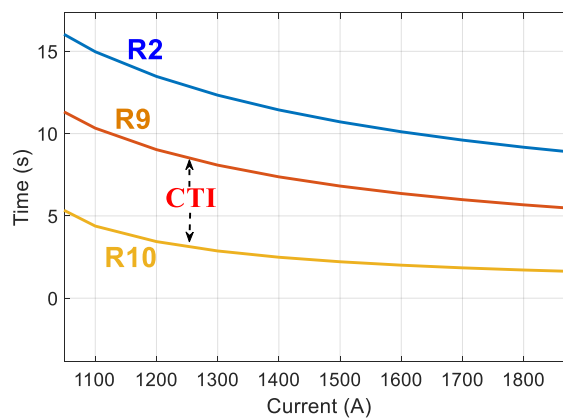


Figure. IV. 5. Exemple de CTI entre les relais [35]

$$t_{backup}^{61} - t_{primary}^{62} \geq CTI \quad (03)$$

Les résultats de la Fig. 6, expliquent l'impact de la taille et de l'emplacement du DG sur le CTI entre les relais 2, 9 et 10, sachant que la taille du DG varie entre 1 et 30 MVA. De plus, l'emplacement de la DG varie entre les bus (11, 12 et 13). Ces variations des valeurs CTI ne sont pas linéaires

<sup>61</sup> Le terme technique dans les références international « c'est-à-dire relais de secours »

<sup>62</sup> Le terme technique dans les références international « c'est-à-dire relais de primaire »



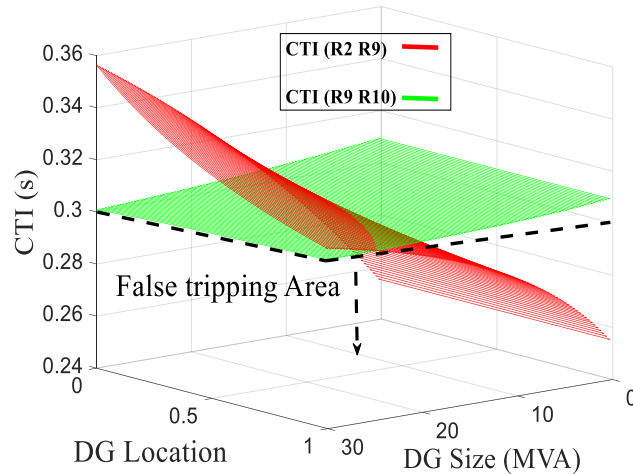


Figure.IV. 6. Impact of DG size and location on the CTI, relays (9 and 10) and (2 and 9) [35]

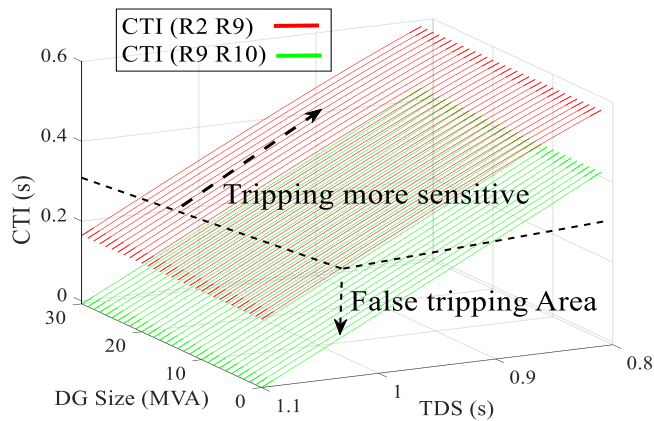


Figure. IV. 7. Impact of TDSp values and DG size on the CTI [35]

### III.2 Analyse des résultats [35]

La sélectivité avec différentes valeurs de taille et de localisation est influencée par les faux déclenchements ( $CTI < 0.3$ ), pour rectifier ce problème nous avons discuté de l'impact des valeurs TDS sur le CTI, avec la variation de la taille et de l'emplacement du DG (Figs. 7 et 8), sachant que les valeurs primaires TDS sont variées (de 0,8 à 1) et Sauvegarde TDS des relais (R2 1.1 et R9 1.05).

En premier cas Fig. 7, le DG a été fixé sur la barre omnibus 12, et sa taille est variée (de 0 à 30MVA). Deuxième cas Fig. 8. DG est varié entre les bus 11–13 ; sa taille est fixée à 15MVA.

### III.3 Interprétation [35]

Les résultats concluants aux impacts du DG sur les valeurs de CTI, cette influence provoque des déclenchements intempestifs ( $CTI < 0,3$ ), ce qui nous pousse à explorer d'autres facteurs (TDS) pour optimiser cette protection, mais ils créent également un autre problème de sensibilité (Fig. 7, 8). Ou le déclenchement est plus sensible, ces problèmes sont évoqués dans la partie suivante :

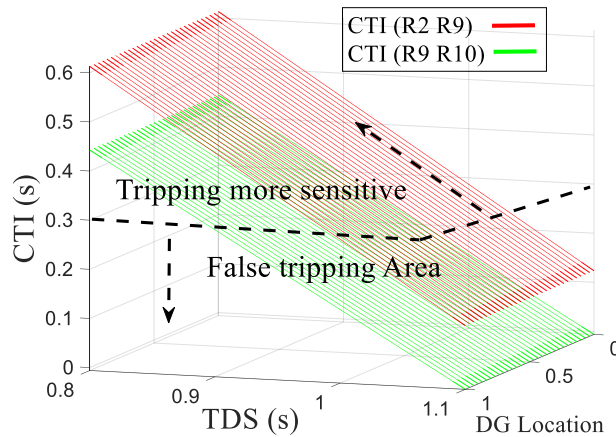


Figure. IV. 8. Impact des valeurs TDSp et de l'emplacement du DG sur le CTI. [35]

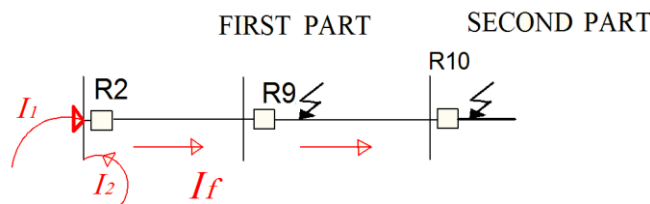


Figure. IV. 9 . Localisation des défauts. [35]

### IV Solutions proposées aux problèmes (Formule) [35]

Le courant de court-circuit dans un réseau radial est influencé par la taille de DG et son emplacement. Ce problème est directement affecté par le réglage des relais, après et avant l'injection de DG Fig. 9. En outre, si les valeurs TDS sont sélectionnées pour avoir CTI sous condition ( $CTI \geq 0.3$ ), il faut considérer qu'il existe un autre problème de protection, il y a plus de sensibilité s'il y a des valeurs plus élevées de CTI, ce qui est expliqué dans la Fig. 10, c'est pourquoi il est nécessaire de définir des valeurs optimisées de TDS, Dans ce chapitre, la nouvelle formule proposée est basée sur la modélisation mathématique de ce problème en considérant tous les points de déclenchement sur la courbe inverse et les valeurs CTI, par le calcul de la sensibilité moyenne entre les relais. Il faut que la valeur de TDS choisie puisse atteindre la condition ( $CTI \geq 0.3$ ), sachant que cette surface est considérée comme l'image des sensibilités moyennes entre relais (S) la formule 4 est

expliquée dans la Fig. 11

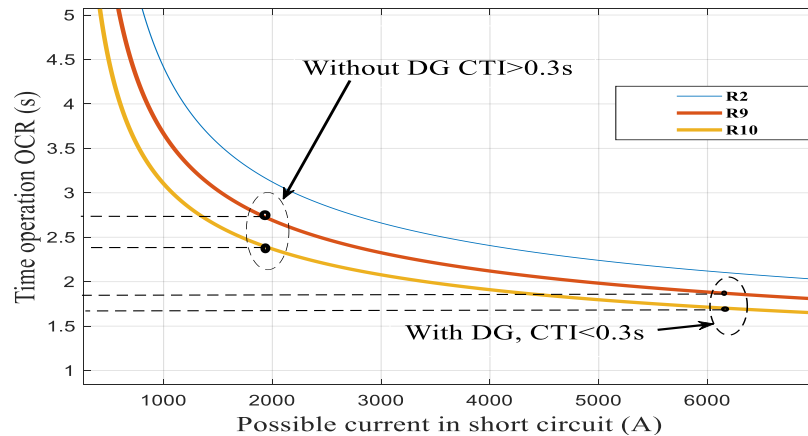


Figure. IV. 10. Problème de CTI en présence de DG [35]

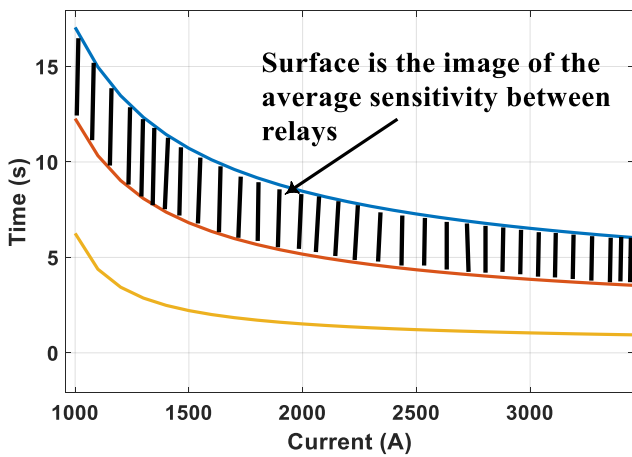


Figure. IV. 11. Explication de la formule « S » [35]

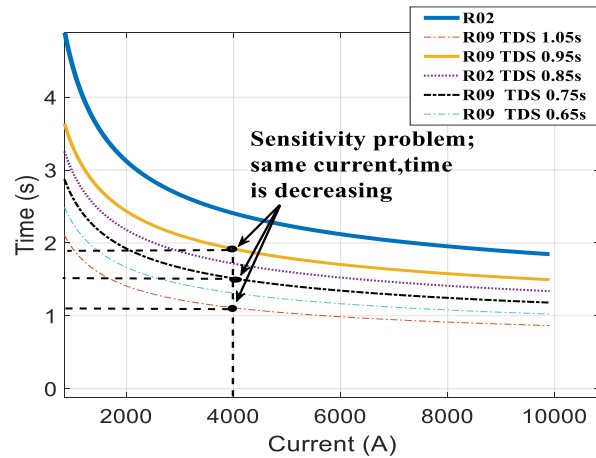


Figure. IV. 12. Explication le problème de la sensibilité [35]

### V. Optimisation possible de la protection dans les relais.

Les scénarios d'impact précédents de la DG dans cette étude sont utilisés pour améliorer la protection par des facteurs TDS. La sélection des valeurs TDS est très important pour optimiser la protection, selon nos besoins et nos normes. Cette idée a été transformée en un algorithme Fig. 12 considéré deux problèmes, le premier est le problème de temps de coordination CTI Fig. 9,

la deuxième est la sensibilité de déclenchement Fig. 10. Et pour connaître le courant maximum possible dans chaque paire de relais (primaire et secours), les jeux de barres 09 et 10 sont choisis comme emplacement des défauts Fig. 13 pour avoir la plus grande valeur possible de courant de défaut dans relais R9 et R10 avec ( $R_f=0,01$ ), la sélection commence par la valeur de TDS R2, elle est considéré comme relais primaire.

#### V.1 Explication de la formule proposée

Après la sélection de les valeurs primaires TDS possibles ( $CTI R2-R9 \geq 0,3$  s) compte tenu de l'emplacement du DG et de sa taille, les valeurs sélectionnées du primaire TDS (relais 10) avec la condition de ( $CTI R9-R10 \geq 0,3$  s). Dans de nombreux articles comme dans [33, 34] utilisé le facteur "Ip, formule (2)" pour optimiser la protection, dans cet article il n'est pas utilisé pour l'amélioration. Elle est fixée dans le tableau 3, car ce facteur est une image presque de pouvoir de charge du réseau, et dans ce cas, il n'est pas possible de changer caractères de réseau et n'est pas une méthode réalisabl

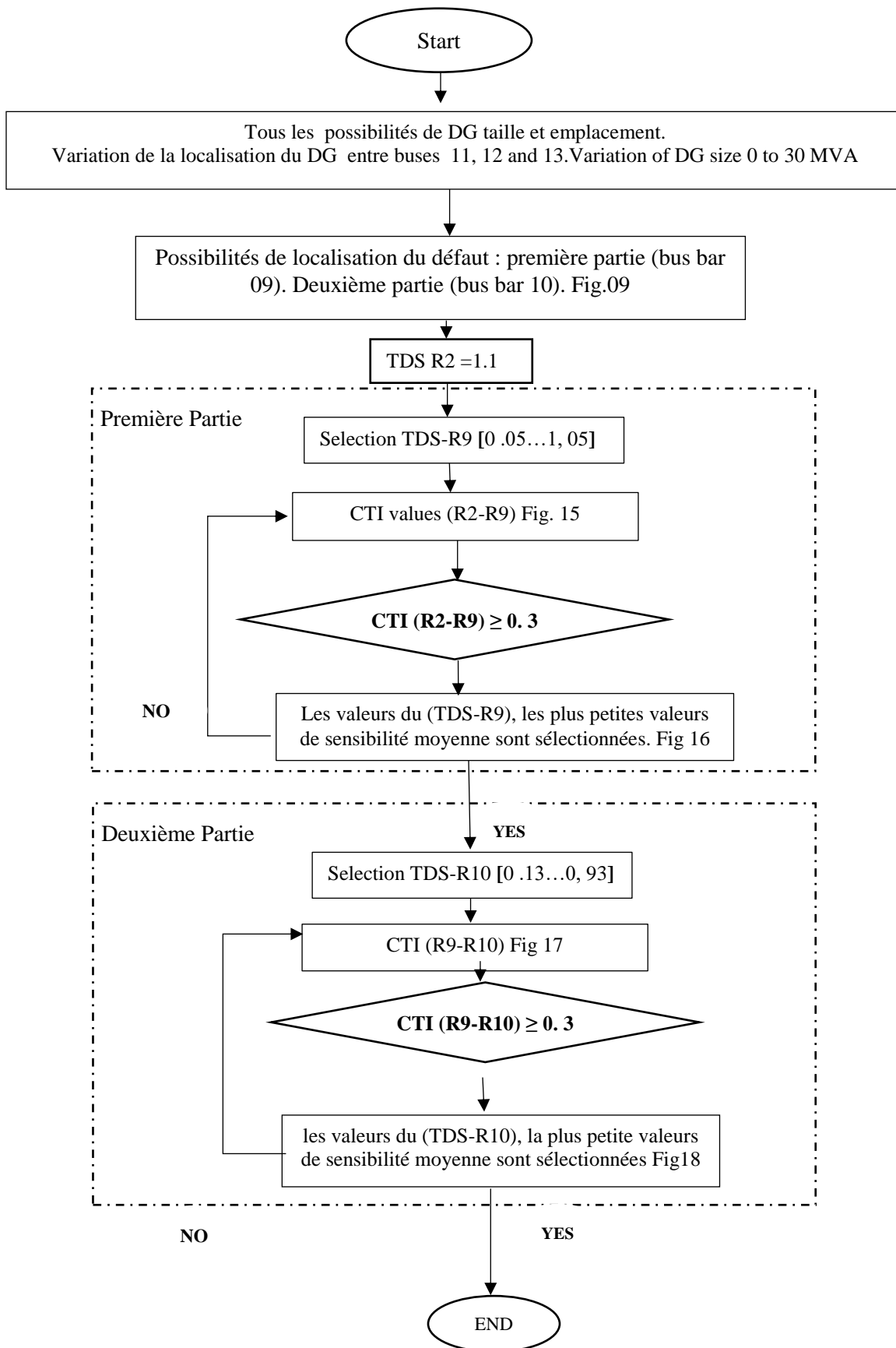


Figure. IV. 13. Algorithme proposé [35]

## V Résultats de l'algorithme : [35]

### V.1 Résultats de la première partie de l'algorithme :

Première partie. Pour trouver le courant maximum possible (Fig. 13) dans le relais R09, c'est pourquoi l'emplacement du court-circuit se trouve dans la barre omnibus 09 (Fig. 09), tous les résultats du CTI (R2-R9) sont montrés dans (Fig. 14).

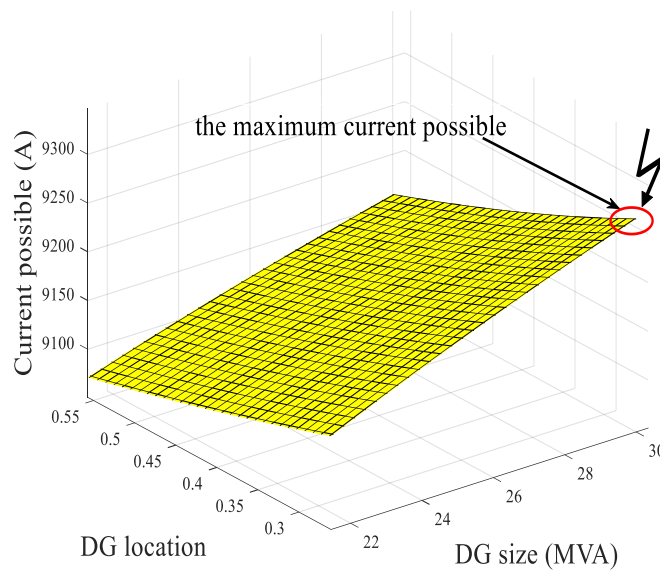


Figure. IV. 14. Le maximum courant possible (première partie de l'algorithme) [35]

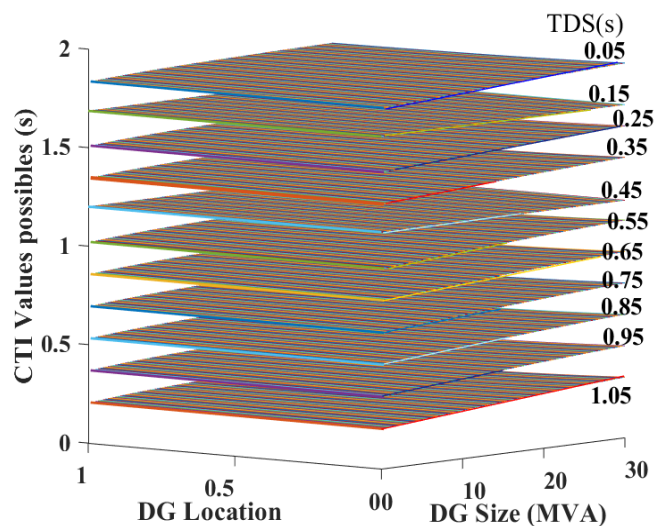


Figure. IV. 15. Tous les impacts possibles de la taille, l'emplacement du DG et les valeurs de TDS sur les valeurs de CTI entre (R2-R9) [35]

## V.2 Interpretation.

Après les résultats des Fig. 14 et 15, l'optimisation se fait en considérant les conditions suivantes:

1. Toutes les valeurs  $CTI \geq 0.3$ , avec la sélection de TDS peut conserver cette condition dans tous les cas possibles. Sauf valeur de (TDS = 1.05 s), elle est rejetée car ( $CTI < 0.3$  s) Fig. 15.
2. Sensibilité moyenne (formule 04), cette condition d'optimisation de la protection. Il a sélectionné la valeur la plus basse de la sensibilité moyenne (TDS = 0,95 s) pour le relais R09. [35]

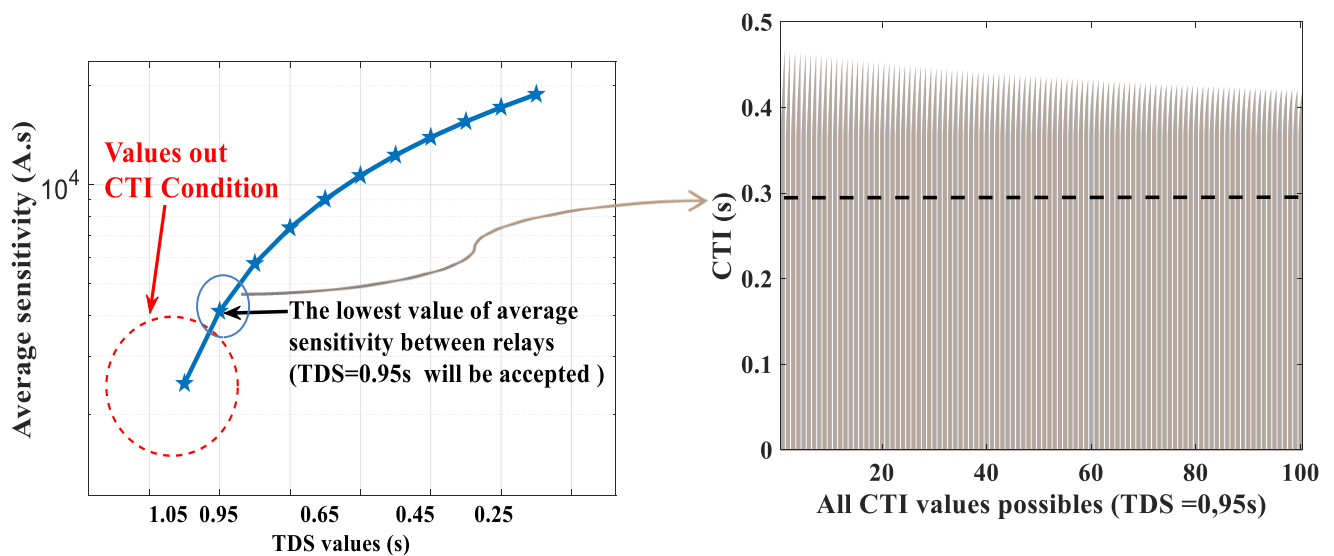


Figure. IV. 16. Résultats d'optimisations pour la sensibilité (relais R9). [35]

## V.3 Résultats de la seconde partie de l'algorithme :

Les mêmes étapes de la première partie sont suivies, mais dans cette partie l'optimisation est d'avoir une valeur de TDS R10 sous les conditions citées ci desus, sachant que la valeur de TDSb R9 = 0,95 (a été optimisée dans la première partie), les résultats sont présentés Figs . 17 et 18.

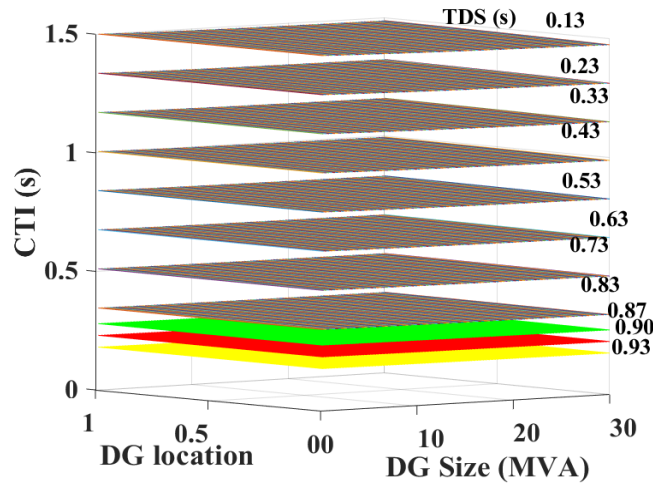


Figure. IV. 17. Tous les impacts possibles de la taille et l'emplacement du DG avec des valeurs de TDS sur les valeurs de CTI entre (R9-R10). [35]

1. Dans cette étape, les valeurs de TDS sont sélectionnées, qui sont sous la condition de  $(CTI \geq 0,3)$ , c'est pourquoi les courbes colorées Fig.17 sont rejetées ( $CTI < 0,3$ ).
2. La deuxième condition de l'algorithme est d'optimiser la sensibilité, aussi le système a choisi la valeur la plus basse de la sensibilité moyenne (TDS = 0,83) Fig.18 . [35]

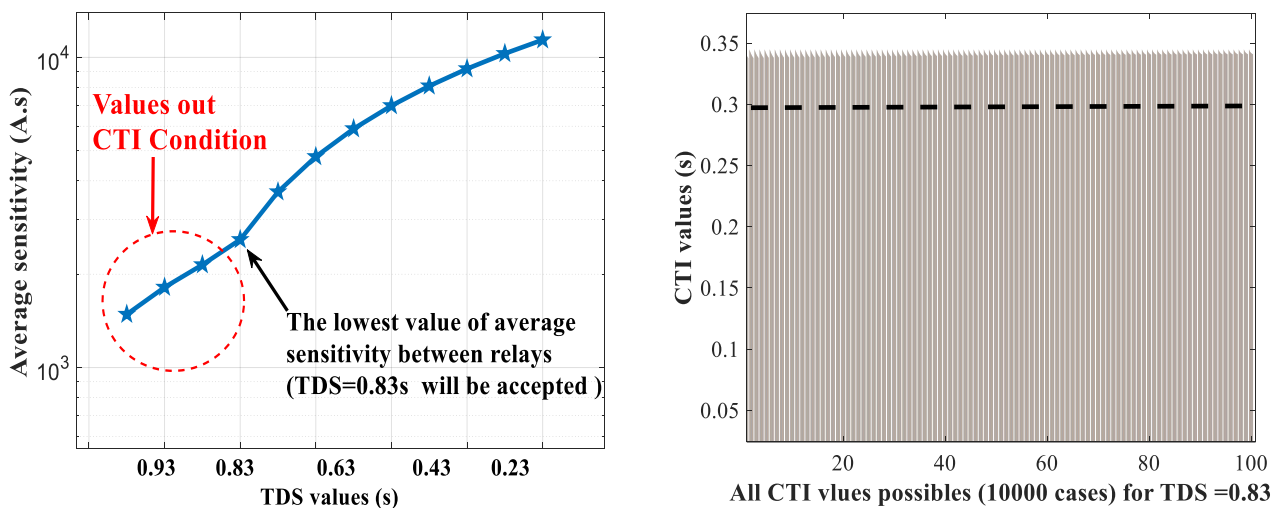


Figure. IV. 18. résultats d'optimisation pour la sensibilité (Relais 10) [35]

Tableau. IV. 2. Valeurs sélectionnées par algorithme. [35]

PREMIERE PARTIE		DEUXIEME PARTIE	
Relais 02	Relais 09	Relais 09	Relais 10
Standard	Toutes les possibilités de taille et d'emplacement de la DG (110 000 points)	Il sera sélectionné en première partie	Toutes les possibilités de taille et d'emplacement de la DG (110 000 points)
TDSb=1.1	<b>TDSp=0.95</b> <b>Valeurs Selectionnées</b>	<b>TDSb=0.95</b>	<b>TDSp=0.83</b> <b>Valeurs selectionnées</b>
<b>CTI=[0.367s ...0.466s]</b> Tous les cas (10000 points) Fig.16		<b>CTI =[0.337s...0.3450s]</b> Tous les cas (10000 points) Fig.18	

## VI Conclusion.

Dans cette étude, l'effet de la DG sur la protection du réseau électrique est examiné, sa réalisation permettant de visualiser l'impact de la DG sur la protection avec une analyse approfondie de l'emplacement et de la taille. Cet impact sur le réglage des relais, en particulier son influence sur l'intervalle de temps de coordination (CTI), la possibilité de rectifier cette protection en tenant compte de tous les impacts par le réglage du cadran temporel (TDS), a permis le développement d'une méthode améliorant la prise de décision pour la sélectivité avec des valeurs de sensibilité optimisées. La formule proposée améliore la sélectivité de la protection avec optimisation de la sensibilité dans le cas de l'injection de DG, c'est la méthode la plus complète car sa modélisation prend en compte de tous les points entre les courbes inverses.



## VII . References

- [1] M. Bensmaine; F. Benmessaoud; A. Fatah; D. Khamari; I. Benlaloui; T. Boutabba Impacts Analysis of Decentralized Production on Distribution Electric grid. DOI: 10.1109/ICCAD52417.2021.9638727
- [2] Chaitusaney, S and Yokoyama, A. (2005). Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources, Electronic ISSN: 1947-1270, 2005 International Power Engineering Conference <https://doi.org/10.1109/IPEC.2005.206992>
- [3] AJ Veldhuis, M Leach and A Yang - Applied Energy (2018) - Elsevier The impact of increased decentralized generation on the reliability of an existing electricity network Engineering Science, University of Oxford, United Kingdom Centre for Environment and Sustainability, University of Surrey, United Kingdom. Volume 215, 1 April 2018, Pages 479-502 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.009>
- [4] Reza Mohammadi Chabanloo, Mahdi Ghotbi Maleki, S. Mohammad Mousavi Agah, Ehsan and Mokhtar Habashi (2018) Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter 2018 Volume 99, July 2018, Pages 214-224. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.012>
- [5] A.M. El- Zonkoly (2011) Optimal placement of multi-distributed generation, units including different load models using particle swarm optimization Arab Academy for Science and Technology, Faculty of Engineering and Technology Miami, P.O. 1029, Alexandria, Egypt 2011 Vol 5, Issue 7, July 2011, p. 760 – 771. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0676>
- [6] S.P. George, S. Ashok and M.N. Bandyopadhyay, Impact of distributed generation on protective relays, 2013 Int. Conf. Renew. Energy Sustain. Energy (2013) 157–161, <https://doi.org/10.1109/ICRESE.2013.6927806>.
- [7] Mohammad Hossein, Sadeghi, Ali Dastfan and Yaser Damchi (2021) Optimal coordination of directional overcurrent relays in distribution systems with DGs and FCLs considering voltage sag energy index (2021) Volume 191, February 2021, 106884. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106884>
- [8] Optimal overcurrent relay coordination: a review, Proc. Eng. 53 (2013) 332–336, <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.02.043>.
- [9] C.-R. Chen, C.-H. Lee, and C.-J. Chang, Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 45 (1) (2013) 217–222, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.057>.
- [10] H. Yang, F. Wen and G. Ledwich, Optimal coordination of overcurrent relays in distribution systems with distributed generators based on differential evolution algorithm, Int. Trans. Electr. Energy Syst. 23 (1) (2013) 1–12, <https://doi.org/10.1002/etep.635>.
- [11] A. Srivastava, J.M. Tripathi, S.R. Mohanty and B. Panda, Optimal over-current relay coordination with distributed generation using hybrid particle swarm optimization gravitational search algorithm, Electr. Power Comp. Syst. 44 (5) (2016) 506–517, <https://doi.org/10.1080/15325008.2015.1117539>

- [12] M.Y. Shih, A. Conde Enríquez and L.M. Torres Treviño, On-line coordination of directional overcurrent relays: performance evaluation among optimization algorithms, *Electr. Power Syst. Res.* 110 (2014) 122–132, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.01.013>
- [13] C.R. Chen and C.H. Lee, Adaptive overcurrent relay coordination for off-peak loading in interconnected power system, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 63 (2014) 140–144, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.068>.
- [14] R. Corrêa, G. Cardoso, O.C. de Araújo and L. Mariotto, Online coordination of directional overcurrent relays using binary integer programming, *Electr. Power Syst. Res.* 127 (2015) 118–125.
- [15] M. Shih, C. Castillo Salazar and A. Conde Enríquez, Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation, *IET Gen. Transm. Distrib.* 9 (14) (2015) 2040–2049, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0394>.
- [16] Andrés Felipe Contreras C. Gustavo A and Ramos Mario (2012) A Methodology and Design of an Adaptive Overcurrent Protection for Distribution Systems with DG. *Ríos International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS* Vol: 12 No: 04. 2012 <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.654.2879&rep=rep1&type=pdf>
- [17] E.C. Piesciorovsky and N.N. Schulz, Comparison of non-real-time and real-time simulators with relays in-the-loop for adaptive overcurrent protection, *Electr. Power Syst. Res.* 143 (2017) 657–668, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.049>.
- [18] E. Sortomme, M. Venkata and J. Mitra,(2010) "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* , vol., no., pp.1, 25-29 July .<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2035810>
- [19] Han Yi, Hu Xuehao, Zhang Dongxia (2009) "A new adaptive current protection scheme of distribution networks with distributed generation," *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*, vol., no., pp.1-5, 6-7 April 2009. <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5348252>
- [20] N. Mohandas , R. Balamurugan, L. Lakshminarasimman (2015) Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos 201566, 41–52. .<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.033>
- [21] Hongxia Zhan, Member, IEEE, Caisheng Wang, Senior Member, IEEE, Yang Wang, Senior Member, IEEE, Xiaohua Yang, Xi Zhang, Changjiang Wu, and Yihuai Chen (2016) Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks20167(1),55–65. .<https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2420667>
- [22] Zubo, R. H. A., Mokryani, G., Rajamani, H.-S., Aghaei, J., Niknam and T.,& Pillai, P. (2017). Operation and planning of distribution grids with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72,1177–1198. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.036>

- [23] Dheeraj K. Khatod Member, IEEE, Vinay Pant, and Jaydev Sharma (2012) Evolutionary Programming Based Optimal Placemen of Renewable Distributed Generators,. IEEE TRANSACTIONS ON 2012Volume: 28, Issue: 2, May 2013) pp 683 - 695.<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2211044>
- [24] Cheng shan Wanga, Guanyu Song, Peng Li Haoran Ji and Jinli Zhao (2017) Optimal siting and sizing of soft open points in active electrical distribution networks, Jian zhong Wub Volume 189, 1 March 2017, Pages 301-309 2016.<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12>.
- [25] S.P.S.Matos, M.C.Vargas, L.G.V.Fracalossi, L.F.Encarnação and O.E.Batista (2021) Protection philosophy for distribution grids with high penetration of distributed generation: A review of analytical techniques Volume 196, July 2021,107203 <https://doi.org/10.1016/j.epr.2021.107203>
- [26] Vinod Vijay chandran1 and U Jayachandra Shenoy (2019) New protection scheme for maintaining coordination time interval among relay pairsin micro-grid by employing centralised master controllerISSN 1751-8687. <https://doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0689>
- [27] Alexandre, A. Kidaa, Angel E, Labrador Rivasb and Luis A. Gallego. (2020)An improved simulated annealing–linear programming hybrid algorithmapplied to the optimal coordination of directional overcurrent relays,Volume 181, April 2020, 106197.<https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106197>
- [28] Ahmed Korashy,Salah Kamel, Loai Nasrat and Francisco (2020), Developed multi-objective grey wolf optimizer with fuzzy logic decision-making tool for direction overcurrent relays coordination 24,13305–13317 (2020) .<https://link.springer.com/article/10.1007/s00500-020-04745-7>
- [29] Meng YenShiha, Arturo Conde, Cesar Ángeles-Camacho, Erika Fernández, Zbigniew Leonowicz, Francisco Lezama and Jorge Chana (2021) A two stage fault current limiter and directional overcurrent relay optimization for adaptive protection resetting using differential evolution multi-objective algorithm in presence of distributed generation, Volume 190, January 2021.106844 .<https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106844>
- [30] Salah K.ElSayed and Ehab E. Elattarac (2021) Hybrid Harris hawks optimization with sequential quadratic programming for optimal coordination of directional overcurrent relays incorporating distributed generation,Volume 60, Issue 2, April 2021, Pages 2421-2433.<https://doi.org/10.1016/j.aej.2020.12.028>
- [31] IEEE Standard,(2003).“Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, No.1547-2003, USA, 2003.
- [32] G. Benmouyal, M. Meisinger, J. Burnworth, W.A. Elmore,K. Freirich, P.A. Kotos and P.R. Leblanc (1999) Relay Standards Committee, Power Systems Relaying, IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays,Vol: 14, Issue: 3, Jul 1999.<https://doi.org/10.1109/61.772326>
- [33] Bensmaine, M., Abdelhamid, L. & Khamari, D. Impacts analysis and optimization of electric grid protection in presence of decentralized production. *Electr Eng* **104**, 2369–2377 (2022). <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01483-3>

- [34] Soleymani Aghdam, T., Kazemi Karegar, H, and Zeineldin, H. H. (2017). Transient Stability Constrained Protection Coordination for Distribution Systems with DG. IEEE Transactions on Smart Grid, 1–1. doi:10.1109/tsg.2017.2695378
- [35] Bensmaine, M. Abdelhamid, L. & Khamari, D. Impacts analysis and optimization of electric grid protection in presence of decentralized production. Electr Eng (2022). <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01483-3>

## Conclusion Générale:

Le travail présenté dans cette thèse porte sur l'impact de la production décentralisée sur la protection du réseau de distribution et avant de présenter les principaux résultats, il convient de rappeler les objectifs qui ont motivé ce travail :

L'évolution de la protection dans le réseau électrique à travers plusieurs références des plus anciennes aux plus récentes pour comprendre la philosophie de la norme de protection. Avec une vision pour valoriser l'importance de la production décentralisée dans la vie humaine et quels sont les défis auxquels sera confronté ce type de production, également pour relier les principaux piliers de ce thème de recherche.

L'analyse est centrée sur la protection contre les surintensités, pour définir le réglage des relais (OCR).

Une méthode d'amélioration est proposée pour connaître le comportement de la protection pendant le court-circuit en utilisant la variation aléatoire des valeurs des courbes inverses "TDS<sub>p</sub>" et "TDS<sub>b</sub>" , pour optimiser l'intervalle de temps de coordination CTI selon les normes. Ses résultats sont présentés dans le troisième chapitre.

Après avoir pris connaissance de l'importance des valeurs TDS dans le réglage de la sélectivité, nous avons présenté les résultats de la solution proposée pour remédier à ce problème avec l'utilisation des valeurs TDS. Ces résultats (quatrième chapitre première partie) attirent notre attention sur d'autres problèmes de sensibilité avec d'autres effets de (DG) sur la protection du réseau radial en cas de court-circuit triphasé symétrique avec plusieurs scénarios (variation de la taille et de l'emplacement du DG), ce qui nous conduit à élaborer un nouvel algorithme (quatrième chapitre deuxième partie). Ce chapitre nous a permis d'améliorer la sélectivité en tenant compte à la fois de l'emplacement du DG, sa taille et la sensibilité des relais à travers une nouvelle formule , nous l'appellerons « la sensibilité moyenne entre les relais », cette dernière peut maîtriser les valeurs de courant au niveau de la courbe inverse dans tous les cas de DG (taille et emplacement), les résultats de la simulation sont présentés (quatrième chapitre deuxième partie)..

Ce qui est intéressant dans ce travail c'est la méthodologie proposée. Le dernier chapitre a permis de lier la théorie et la problématique réelle dans les sites industriels, ce qui nous a manqué dans plusieurs articles et thème de recherche. L'inspiration de l'idée d'un site réel nous donne une

vraie projection de la théorie sans oublier que ce travail est considéré comme une base pour un autre système d'optimisation qui prend tous les relais de réseau en considération pour avoir une protection plus adaptée et cohérente.

Enfin, cette thèse peut être une nouvelle base de départ pour des perspectives nouvelles. Comme perspectives on pourrait se focaliser sur l'intégration du modèle d'un aérogénérateur (éolienne), à vitesse variable, dans le modèle du réseau. En effet les éoliennes, se trouvant en cogénération avec d'autres sources traditionnelles dans le même réseau mettent en question sa stabilité transitoire et dynamique. L'éolienne, comme une source fluctuante, sera présentée, comme une source de perturbation qui influence la protection du réseau.