



الجمهورية العربية السورية
جامعة دمشق
كلية الهندسة الميكانيكية والكهربائية
هندسة الطاقة الكهربائية
قسم نظم القدرة الكهربائية

دراسة أثر إضافة محطة ريحية على نظام الحماية لجزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية [kV] 20

رسالة مقدمة لنيل درجة الماجستير في هندسة نظم القدرة الكهربائية

إعداد

المهندسة رغد أحمد راتب طبّاع

إشراف

الأستاذ الدكتور مصطفى الحزوري

الأستاذ المساعد الدكتور فؤاد صالحة

2025 م

شكر وتقدير

أَتَقَدِّمُ بخالص الامتنان لقسم هندسة الطاقة الكهربائية بجامعة دمشق رئاسةً وأعضاءً، الذي منحني الفرصة لمتابعة هذه الدرجة وإجراء هذا العمل البحثي العلمي تحت إشرافه وبمتابعته، حيث كانت توجيهاته أساس العمل وركيزته.

كما أود شكر عائلتي العزيزة لتقديمها كافة أسباب الراحة والرعاية، والدعم النفسي والمعنوي خلال كامل فترة إنجاز البحث.

الفهرس

رقم الصفحة	
7	فهرس الأشكال
11	فهرس الجداول
13	الرموز والمصطلحات
15	الملخص
17	المقدمة
19	الفصل الأول: الإطار العام
31	الفصل الثاني: الدراسة النظرية
33	2-1- مقدمة
33	2-2- أهمية التوليد الموزع
34	2-2-1- تعريف التوليد الموزع
34	2-2-2- الميزات والمساوئ الممكنة للتوليد الموزع
35	2-3- التأثيرات الفنية للتوليد الموزع على شبكة التوزيع المضيفة
37	2-3- حماية الخطوط الكهربائية الشعاعية
37	2-3-1- حواكم الحماية من التيار الزائد Over Current Relay
47	2-4- التأثيرات الفنية للتوليد الموزع على نظام حمايات شبكة التوزيع المضيفة
51	2-5- أنماط الربط الكهربائي الشائعة للعنفات الريحية مع الشبكة
53	2-5-1- مبدأ عمل العنفة الريحية مضاعفة التغذية DFIG
53	2-5-1-1- مقدمة
54	2-5-1-2- مبدأ عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية DFIG Operation
59	2-5-1-3- مزايا استخدام المولد التحريضي مضاعف التغذية في العنفات الريحية
61	الفصل الثالث: النمذجة والمحاكاة لشبكة كهربائية مرجعية
63	3-1- مقدمة
63	3-2- تعيير حواكم الحماية للشبكة مرجعية
73	3-3- النمذجة والمحاكاة للشبكة المرجعية
74	3-3-1- نموذج المحاكاة لحاكمة الحماية من التيار الزائد Simulink
76	3-3-2- نموذج شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة

77	4-3- الحالات المدروسة
89	3-5- النتائج
91	الفصل الرابع: الجزء العملي (دراسة حالة)
93	4-1- مقدمة
93	4-2- شبكة التوزيع الكهربائية السورية المدروسة
101	4-3- تحليل جريان الحمولة لشبكة التوزيع المقترحة - مخرج الفطم -
104	4-4- دراسة أثر إضافة العنفات الريحية على الشبكة المقترحة
105	4-4-1- الشبكة المقترحة ضمن حالة عمل طبيعية دون حدوث أعطال
111	4-4-2- الشبكة المقترحة عند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن
124	النتائج والتوصيات
127	المراجع

فهرس الأشكال

الصفحة	الأشكال
23	الشكل (1-1): شبكة التوزيع المدروسة IEEE-33 مع العنفات الريحية [1]
24	الشكل (1-2): الشبكة الكهربائية المدروسة [2]
25	الشكل (1-3): شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة [3]
26	الشكل (1-4): شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة [4]
27	الشكل (1-5): الشبكة الكهربائية المختبرة [5]
28	الشكل (1-6): شبكة التوزيع الكهربائية بدون وجود التوليد الموزع [6]
36	الشكل (2-1): جريان الاستطاعة في نظام التوزيع قبل وبعد التوليد الموزع [8]
37	الشكل (2-2): النسبة المئوية لحجم التأثيرات الفنية للتوليد الموزع في الشبكة المضيفة [7]
38	الشكل (2-3): منحني التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية اللحظية [11]
39	الشكل (2-4): منحني التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية الزمنية [12]
40	الشكل (2-5): منحني التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية الزمنية العكسية [12]
42	الشكل (2-6): المنحنيات الزمنية العكسية لحاكمة الحماية من التيار الزائد [11]
44	الشكل (2-7): مخطط الخط الواحد لشبكة توزيع شعاعية
48	الشكل (2-8): شبكة توزيع شعاعية تقليدية
48	الشكل (2-9): التنسيق بين حواكم الحماية من التيار الزائد [16]
49	الشكل (2-10): شبكة توزيع شعاعية بعد ربط التوليد الموزع
49	الشكل (2-11): تأثير ربط التوليد الموزع على تنسيق حواكم الحماية من التيار الزائد [16]
49	الشكل (2-12): استجابة الحماية بشكل خاطئ نتيجة دخول التوليد الموزع إلى الشبكة [18]
50	الشكل (2-13): عمى الحماية نتيجة دخول التوليد الموزع إلى الشبكة [18]
51	الشكل (2-14): توضيح ربط النوع الأول من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]
52	الشكل (2-15): توضيح ربط النوع الثاني من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]
52	الشكل (2-16): توضيح ربط النوع الثالث من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]
53	الشكل (2-17): توضيح ربط النوع الرابع من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]
56	الشكل (2-18): مبدأ عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية [20]
58	الشكل (2-19): توضيح آلية عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية [20]
63	الشكل (3-1): مخطط شبكة التوزيع الكهربائية المرجعية المدروسة [11]
65	الشكل (3-2): الدارة المكافئة للشبكة المرجعية المذكورة

- الشكل (3-3): المنحنيات الزمنية العكسية لحاكمة الحماية من زيادة التيار CO-8 [11] 68
- الشكل (3-4): نموذج زمن الاستجابة ومنحنيات الخواص التابعة للحماية CO-8 74
- الشكل (3-5): جزء من نموذج حاكمة الحماية من التيار الزائد ضمن بيئة الـ MATLAB 75
- الشكل (3-6): نموذج MATLAB-Stat Flow لحاكمة الحماية من التيار الزائد 75
- الشكل (3-7): النموذج المقترح لحاكمة الحماية من التيار الزائد ضمن بيئة الـ MATLAB 75
- الشكل (3-8): نموذج الشبكة المرجعية ضمن بيئة الـ MATLAB 76
- الشكل (3-9): نموذج العنفة الريحية مضاعفة التغذية ضمن بيئة الـ MATLAB 76
- الشكل (3-10): حدوث عطل ثلاثي الطور عند Bus 3 78
- الشكل (3-11): تيار العطل المتوازن لـ Bus3 واستجابة الحاكمة R3 لفصل العطل 78
- الشكل (3-12): النسبة PSM عند حدوث عطل متوازن قريب من الـ Bus 3 78
- الشكل (3-13): استجابة الحاكمة R3 عند حدوث عطل متوازن عند Bus 3 79
- الشكل (3-14): تيار العطل المتوازن لـ Bus3 واستجابة الحاكمة R2 لفصل العطل 79
- الشكل (3-15): توضيح التنسيق بين عمل الحاكمتين R2, R3 لفصل العطل المتوازن عند Bus 3 80
- الشكل (3-16): نموذج الشبكة بعد ربط العنفة الريحية ضمن بيئة الـ MATLAB 80
- الشكل (3-17): قيم توترات الباسبارات قبل وبعد إدخال العنفات الريحية عند Bus 3 81
- الشكل (3-18): قيم تيارات الباسبارات قبل وبعد إدخال العنفات الريحية عند Bus 3 81
- الشكل (3-19): توتر باسبار ربط العنفة Bus 3 قبل وبعد ربط عنفة ريحية [MW] 3 82
- الشكل (3-20): التيارات الاسمية لـ Bus 3 وباسبار 20[kV] قبل وبعد إدخال العنفات الريحية 82
- الشكل (3-21): استجابة الحاكمة R3 عند ربط ثلاث عنفات في هذه النقطة ودون وجود عطل 83
- الشكل (3-22): نموذج الشبكة عند حالة الاختبار الثالثة ضمن بيئة الـ MATLAB 83
- الشكل (3-23): قيم تيار العطل لباسبار الربط قبل وبعد إدخال العنفات الريحية 84
- الشكل (3-24): شكل تيار العطل ضمن بيئة الـ MATLAB-SIMULINK 84
- الشكل (3-25): استجابة حاكمة الحماية R3 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع 85
- الشكل (3-26): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار الرابعة 85
- الشكل (3-27): تيارات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الرابعة 86
- الشكل (3-28): توترات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الرابعة 86
- الشكل (3-29): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار الخامسة 87
- الشكل (3-30): التوترات لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الخامسة 87
- الشكل (3-31): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار السادسة 88
- الشكل (3-32): تيارات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة السادسة 88

- الشكل (3- 33): توترات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة السادسة..... 89
- الشكل (4- 1): جزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية - مخرج الفطم 94
- الشكل (4- 2): مواصفات محطة التحويل المغذية لمخرج الفطم 97
- الشكل (4- 3): شكل حاكمة الحماية المستخدمة في بداية مخرج الفطم 98
- الشكل (4- 4): صورة لحاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة في المحطة 99
- الشكل (4- 5): صورة لمحولات التيار المستخدمة في المحطة 99
- الشكل (4- 6): نموذج مخرج الفطم من شبكة توزيع أشرفية صحنايا..... 102
- الشكل (4- 7): نموذج حاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة في بداية مخرج الفطم..... 103
- الشكل (4- 8): نتائج تحليل جريان الحمولة لجميع الباسبارات من بيئة الـ MATLAB 103
- الشكل (4- 9): معطيات المولد الريحي ضمن نموذج الـ MATLAB 104
- الشكل (4- 10): نموذج جزء من مخرج الفطم بعد ربط العنقات الريحية عند Bus 31 105
- الشكل (4- 11): مقارنة وضع التوترات قبل وبعد إضافة التوليد الموزع..... 106
- الشكل (4- 12): التوتر عند باسبار الربط قبل وبعد إدخال العنفة الريحية 107
- الشكل (4- 13): مقارنة وضع التيارات قبل وبعد إضافة التوليد الموزع..... 108
- الشكل (4- 14): تيار الحاكمة قبل وبعد إدخال العنفة الريحية..... 109
- الشكل (4- 15): نموذج جزء من الشبكة بعد ربط التوليد الموزع في هذه الحالة..... 109
- الشكل (4- 16): صورة مرفقة من التعميم الصادر عن وزارة الكهرباء [27] 110
- الشكل (4- 17): استجابة الحاكمة في هذه الحالة 110
- الشكل (4- 18): مؤشر هبوط التوتر على قضبان الشبكة عند حدوث عطل على Bus 17 112
- الشكل (4- 19): قيم التوترات أثناء العطل قبل وبعد إضافة العنقات الريحية..... 112
- الشكل (4- 20): مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل قبل وبعد إضافة العنقات الريحية 113
- الشكل (4- 21): قيم تيارات الأعطال قبل إدخال التوليد الموزع..... 114
- الشكل (4- 22): نموذج يوضح موقع حدوث العطل في هذه الحالة 114
- الشكل (4- 23): تيار العطل المتوازن عند Bus1 بقيمته الفعالة بدون وجود التوليد الموزع..... 114
- الشكل (4- 24): النسبة PSM عند حدوث العطل المذكور ، واستجابة الحاكمة نتيجة لذلك..... 115
- الشكل (4- 25): قيم تيارات الأعطال بعد ربط عنقات ريحية [MW] 4.5 إلى القضيب Bus 31 115
- الشكل (4- 26): مؤشر تزايد تيار العطل بعد إضافة عنقات ريحية [MW] 4.5 إلى القضيب Bus 31 ... 116
- الشكل (4- 27): نموذج الشبكة من بيئة الـ MATLAB مع تغيير استطاعة العنفة المضافة 118
- الشكل (4- 28): قيم تيار العطل المتوازن للباسبار Bus 32 بزيادة استطاعة العنفة الريحية 119
- الشكل (4- 29): القيمة الفعالة لتيار العطل عند Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع..... 119

- الشكل (4-30): تغير تيار العطل كتابع لاستطاعة العنف الريحية المضافة عند Bus 31 120
- الشكل (4-31): القيمة الفعالة لتيار الحاكمة قبل وبعد إدخال التوليد الموزع وبحوث عطل 120
- الشكل (4-32): استجابة الحاكمة عند حدوث عطل عند Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع 121
- الشكل (4-33): الحالة المدروسة عند حدوث عطل Bus17 وبتغيير نقطة ربط العنف الريحية 121
- الشكل (4-34): اختلاف تيار العطل بتغيير نقطة ربط التوليد الموزع 122
- الشكل (4-35): التيار المار في الحاكمة في هذه الحالة قبل وبعد إدخال التوليد الموزع 122
- الشكل (4-36): استجابة الحاكمة في هذه الحالة 123

فهرس الجداول

الجدول	الصفحة
الجدول (1-1): التعبير المثالي للحواكم وفق الخوارزمية المقترحة [1].....	24
الجدول (2-1): تسمية محددات حواكم الحماية الزمنية في الكود الأميركي والبريطاني [11].....	40
الجدول (2-2): قيم ثوابت حاكمة الحماية من التيار الزائد حسب نوعها [11].....	41
الجدول (3-1): بيانات خطوط النقل للشبكة المرجعية [11].....	64
الجدول (3-2): ملخص حسابات نسب محولات التيار لكل حاكمة ضمن الشبكة المرجعية.....	68
الجدول (3-3): القيم المحسوبة لحواكم الحماية من التيار الزائد ضمن الشبكة المرجعية.....	73
الجدول (3-4): معطيات المولد الريحي DFIG [22].....	77
الجدول (3-5): قيم التيارات والتوترات وتيارات الأعطال من برنامج الـ MATLAB.....	77
الجدول (4-1): بيانات خطوط مخرج الفطم في أشرفية صحنيا [24].....	95
الجدول (4-2): بيانات باسبارات مخرج الفطم [25].....	96
الجدول (4-3): قيم التوترات لباسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال التوليد الموزع.....	105
الجدول (4-4): قيم التيارات لباسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال التوليد الموزع.....	107
الجدول (4-5): التأخر في زمن استجابة الحاكمة بعد ربط العنفات الريحية وباختلاف موقع العطل.....	117
الجدول (4-6): زمن استجابة الحاكمة عند حدوث عطل Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع.....	120
الجدول (4-8): تيار العطل وزمن استجابة الحاكمة في هذه الحالة.....	123

DFIG: Double Fed Induction Generator
RDN: Radial Distribution Network
RE: Renewable Energy
DG: Distributed Generation
WTG: Wind Turbine Generator
PS: Protection System
PCC: Point of Common Coupling
LVRT: Low Voltage Ride Through
HIL: Hardware-in-the-Loop
DOR: Directional Over Current Relay
PMSG: Permanent Magnet Synchronous Generator
GA: Genetic Algorithm
PSO: Particle Swarm Optimization
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRE: International Council on Large Electric Systems
DOE: Department Of Energy
CTI: Coordination Time Interval
OCR: Over Current Relay
TMS: Time Multiplier Setting
TDS: Time Dial Setting
PS: Plug Setting
CTS: Current Tap Setting
PSM: Plug Setting Multiplier
FLRI: Fault Level Rise Index
VII: Voltage Improvement Index
VDI: Voltage Dip Index

الملخص

قدم البحث الأساس النظري لحماية خطوط الكهرباء الشاعية ومبدأ عمل العنفات الريحية ذات التغذية المضاعفة كونها تقنية التوليد الريحي الموزع الأكثر انتشاراً في الوقت الحاضر.

ثم تم الانتقال إلى دراسة شبكة كهربائية مرجعية تحتوي مولدات موزعة كهروريحية ونمذجتها باستخدام MATLAB-SIMULINK، لتحديد الآثار المحتملة لإضافة التوليد الموزع باختلاف استطاعته ومكان ربطه على عمل نظام الحماية عند حالات التشغيل المختلفة، واقتراح حلول وآليات مناسبة لنظام الحماية تتلاءم مع الأثر الحاصل نتيجة الربط.

لتخصيص هذه النتائج قمنا بإجراء دراسة لجزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية تعمل على توتر [kV] 20، ونمذجة كل من الشبكة وحماياتها، وتحليل أثر إضافة عنفات ريفية من نوع DFIG على عمل الحماية المستخدمة ضمن هذه الشبكة، وقد تم التوصل في الحالة المدروسة إلى عدم الحاجة لاستبدال أو إعادة ضبط قيم عيارات حاكمة الحماية الموجودة في الشبكة الكهربائية بإضافة العنفات الريحية وذلك بشرط التقيد بحدود الربط المسموحة تبعاً لتوتر واستطاعة الشبكة.

الكلمات المفتاحية:

العنفات الريحية ذات التغذية المضاعفة، التوليد الموزع، MATLAB، نظام الحماية.

المقدمة

تطورت الأنظمة الكهربائية الحديثة خلال العقود الماضية وتجاوزت الحدود الجغرافية لبلدانها لتشكل شبكات بالغة التعقيد، وعلى الرغم من التوسع الهائل لها إلا أنها حافظت على فلسفة واحدة لهيكلية منظومة القدرة التي تتسم بجريان الاستطاعة باتجاه رئيسي واحد يبدأ من محطات الطاقة الكهربائية ذات المولدات المركزية الكبيرة وصولاً إلى محولات التوزيع والدارات النهائية حيث يتم توزيعها على المستهلكين بجودة مقبولة تحت الشروط النظامية، مع ضمان حماية النظام عند تعرض الشبكة للأعطال.

لكن مع السعي لتحقيق شبكات مستدامة قليلة الانبعاثات وتعزيز تكامل التقنيات الخضراء مع تقنيات التوليد التقليدية، ظهر تطور مواز اتسم بتوصيل وحدات توليد صغيرة الاستطاعة مباشرة بشبكات التوزيع، أطلق عليها اسم التوليد الموزع (Distributed Generation)، ونتيجة لذلك كان لا بد من تطوير نماذج رياضية وخوارزميات مختلفة وحلول مناسبة لمسائل التحكم والتنسيق للمنظومة المستضيفة للمولدات الموزعة.

تمتلك طاقة الرياح معدل نمو سنوي يبلغ حوالي 25% والذي يعد الأعلى من بين جميع تقنيات الطاقة المتجددة، مما دعانا إلى تخصيص العنفات الريحية في هذا البحث لدراسة أثر إضافتها بشكل خاص على منظومة الحماية في شبكات التوزيع الكهربائية كونها العنصر الأهم في المحافظة على استقرار الشبكة والاستثمار الكلي لها.

وقد قسّم محتوى البحث إلى أربعة فصول متكاملة جاءت كما يلي:

الفصل الأول: تم خلاله التعريف بالبحث وذكر أهم أسباب القيام به، إضافة إلى عرض بعض الدراسات المرجعية فيما يتعلق بالبحث موضوع الدراسة، وذكر نتائج هذه الدراسات وبعض الملاحظات حولها.

الفصل الثاني: تضمن هذا الفصل التعريف بالتوليد الموزع ومزاياه وأثر دخوله على الشبكات المضيفة خاصة من ناحية تأثر نظام الحماية الموجود مسبقاً ضمن هذه الشبكات، إضافة إلى شرح الأساس النظري المتعلق بحماية شبكات التوزيع الكهربائية الشعاعية ومبدأ عمل هذه الحماية وتعبيورها، وكذلك شرح مبدأ عمل العنفات الريحية ذو التغذية المضاعفة DFIG كونها النوع الأكثر استخداماً من بين أنواع العنفات الريحية.

الفصل الثالث: تطرّق هذا الفصل إلى دراسة تحليلية لشبكة كهربائية مفروضة ضمن حالة تشغيل نظامية وإجراء حسابات جريان الحمولة لها وتيارات الأعطال وكذلك تغيير حواكم الحماية من التيار الزائد، ثم ننقل إلى نمذجة الشبكة المفروضة ضمن بيئة الـ MATLAB-SIMULINK واختبارها على أعطال حاصلة في مواقع مختلفة قبل وبعد إدخال العنفات الريحية ومقارنة النتائج في الحالتين.

الفصل الرابع: تناول هذا الفصل دراسة جزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية في منطقة أشرفية صحنيا تعمل عند توتر 20 [kV] لمعرفة أثر إدخال التوليد الموزع ممثلاً بالعنفات الريحية على نظام الحماية الموجود مسبقاً ضمن شبكة التوزيع الواقعية المذكورة.

تم في نهاية البحث ذكر بعض النتائج والتوصيات لتحسين أداء ووثوقية شبكات التوزيع الكهربائية وكذلك أداء ووثوقية مصادر التوليد الموزع بعد تكاملهما معاً، لتكون هذه الأبحاث نقطة الانطلاق في سبيل مساهمتنا في الحفاظ على البيئة وحجر الأساس في التغلب على العقبات الفنية التي يمكن أن تحد دون انتشار التوليد الموزع.

الفصل الأول

الإطار العام للبحث

Research General
Framework

1-1- ماهو البحث

دراسة أثر إضافة محطة ريحية تضم عنفات ريحية ذو تغذية مضاعفة DFIG على نظام الحماية ضمن شبكة توزيع كهربائية شعاعية Radial Distribution Network توترها 20 [kV].

1-2- مشكلة البحث

يشكل دخول التوليد الموزع إلى شبكات التوزيع الكهربائية أحد التحديات الرئيسية لموضوع تنسيق الحماية في مختلف الشبكات، حيث يحدث دخوله تغير في مطال تيار العطل واتجاهه وذلك نتيجة لتغذية تيار العطل من منبعين هما الشبكة الرئيسية ووحدة التوليد الموزع، وهذا ينعكس على وظيفة نظام الحماية الأهم وهي تحقيق الاستجابة الأمثل لمختلف سيناريوهات التشغيل من خلال سرعة الاستجابة والوثوقية والانتقائية.

1-3- تساؤلات البحث

ماهو التوليد الموزع وكم نسبة الطاقة الريحية منه؟

لماذا شاع ربط التوليد الموزع مع الشبكات الكهربائية بكثرة في الآونة الأخيرة؟؟

هل لربط التوليد الموزع إلى الشبكات الكهربائية تأثيرات فنية على أداء هذه الشبكات؟؟

هل يتأثر نظام الحماية الموجود في الشبكات المضيفة بعد ربط التوليد الموزع إليها؟؟

1-4- الهدف من البحث

دراسة مدى تأثير نظام الحماية الموجود مسبقاً ضمن شبكات التوزيع الكهربائية الشعاعية بعد دخول العنفات الريحية ذو التغذية المضاعفة DFIG من حيث تحقيق المتطلبات اللازمة لحماية الشبكة من الأعطال بسرعة فائقة وانتقائية عالية، وكذلك معرفة أثر العطل على المولد الريحي المضاف باعتباره جزء من نظام التوزيع.

1-5- أهمية البحث

يعد اختيار نظام الحماية المناسب واستجابته لفصل منطقة العطل دوناً عن غيرها من المواضيع الهامة جداً عند دراسة النظام الكهربائي لضمان الوثوقية وجودة التغذية الكهربائية للمستهلك، ومع ازدياد نسبة العنفات الكهروميكانيكية المدمجة مع شبكات التوزيع الكهربائية في الآونة الأخيرة كان لا بد من دراسة أثر إضافتها بشكل خاص على منظومة الحماية كونها العنصر الأهم في المحافظة على استقرار الشبكة والاستثمار الكلي لها.

1-6- أسباب اختيار البحث

يكن السبب الرئيسي في اختيار البحث رغبة العالم أجمع إلى التوجه نحو الطاقات المتجددة بسبب المخاوف البيئية الناتجة عن محطات التوليد التقليدية، مما يفرض على المهندسين خلق حلول وبيئة مناسبة تعزز تكامل التقنيات الخضراء مع التقنيات التقليدية، والتغلب على جميع العقبات الفنية التي يمكن أن تحد من انتشار مولدات الطاقة المتجددة.

1-7- الدراسات المرجعية:

فيما يلي تلخيص لأهم الأبحاث والمنشورات المعتمدة المرتبطة بموضوع البحث والذي تم الاطلاع عليها لمعرفة كيفية استجابة نظام الحماية الموجود ضمن أنواع متعددة من الشبكات سواء شعاعية أو حلقة بعد دخول التوليد الموزع إلى هذه الشبكات بمختلف أنواعه (شمسي، عنفات ريحية، مولدات ديزل...).

1-7-1- الدراسة الأولى [1]:

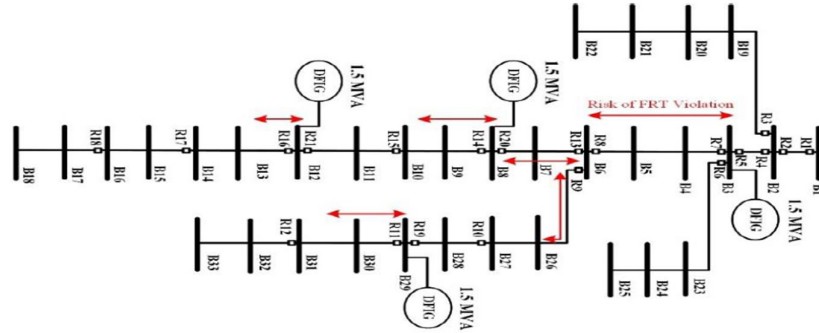
Fault Ride Through Constrained Protection Scheme for Distribution Networks with DFIG-Based Wind Parks, Iran 2023

قدم الباحث طريقة جديدة لتعبير زمن استجابة حواكم الحماية من التيار الزائد في شبكات التوزيع الكهربائية الشعاعية المدمج معها عنفات ريحية نوع DFIG، بحيث تضمن هذه الطريقة بقاء العنفة الريحية متصلة مع الشبكة أثناء العطل بما يتوافق مع شروط العمل خلال الأعطال أو ما يسمى FRT، وذلك عن طريق استجابة حواكم الحماية

من التيار الزائد لفصل العطل خلال زمن أقل من الزمن الذي يؤدي إلى خروج العنفة من الشبكة، وأيضاً بشكل يضمن التنسيق بين حواكم الحماية Coordination.

طبق الباحث الطريقة الجديدة للتنسيق بين حواكم الحماية باستخدام الخوارزمية الجينية GA، حيث قام بتصميم نظام الحماية وضمن التنسيق بين الحواكم بالطريقة التقليدية أولاً، ثم تحقق أن حواكم الحماية تستجيب خلال زمن متوافق مع منحنيات FRT وذلك بدءاً من الحواكم في نهاية الشبكة Downstream، وإلا يتم إيجاد الحل الملائم لكل حاكمة إما بإعادة تعيير الحاكمة readjusting أو وفق طريقة روابط الاتصال بين الحاكمين Communication link، ليتم بعدها تحديث إعدادات جميع الحواكم باتجاه المنبع upstream والتحقق من نفس الخطوات لجميع الحواكم.

اختبر الباحث الخوارزمية على الشبكة الكهربائية IEEE-33 الموضحة في الشكل (1-1) باستخدام بيئة MATLAB، وذلك عند توتر أساس 12.66 [kV] واستطاعة أساس 20 [MVA].



الشكل (1-1): شبكة التوزيع المدروسة IEEE-33 مع العنفات الريحية [1]

لاحظ الباحث أن العديد من حواكم الحماية من التيار الزائد بحاجة إلى إعادة ضبط ليتم إصلاح الأعطال في الوقت المناسب المسموح به ضمن منحنيات الـ FRT، كما هو موضح في الجدول (1-1).

كما وجد أن الخوارزمية المقترحة حققت الهدف المطلوب منها بوثوقية عالية مع سهولة في التنفيذ وضمن التشغيل المستقر للمزارع الريحية أثناء انخفاض الجهد.

الجدول (1-1): التعبير المثالي للحواكم وفق الخوارزمية المقترحة [1]

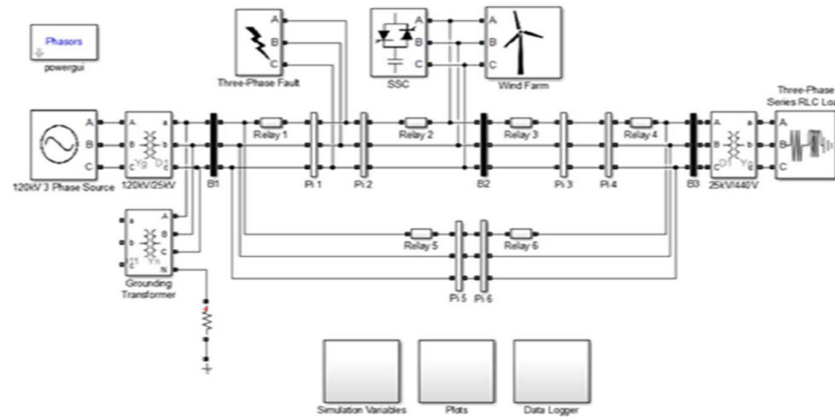
Fault Location	OCR Tripping Time (ms)	FRT Allowed Time (ms)	Fault Location	OCR Tripping Time (ms)	FRT Allowed Time (ms)
B4	879	150	B14	451	855
B5	907	150	B15	276	960
B7	798	803	B26	596	603
B9	650	630	B27	617	753
B10	744	901	B30	248	150
B13	429	720	B31	269	650

1-7-2- الدراسة الثانية [2]:

Effect of Change in Environmental Factors on Coordination of Overcurrent Relays with DG Integration, India 2020

درس الباحث تنسيق الحماية من التيار الزائد عند سرعات رياح مختلفة، وقام بتحقيق التنسيق الأمثل بين هذه الحماية باستخدام الخوارزمية الجينية GA وكذلك طريقة الأمثلة PSO وإجراء المقارنة بين الطريقتين.

قام الباحث بتصميم تابع الهدف بحيث تعمل الحماية بأقل زمن ممكن عند أي تغير يحصل في نظام التوزيع سواء كان ناجم عن الأعطال أو عن تغير في العوامل البيئية لفصل منطقة العطل، واختبر ذلك على شبكة شعاعية متضمنة 3 Buses 25 [kV]، تغذي حمل باستطاعة [MVA] 2، تمت نمذجتها باستخدام MATLAB وكذلك نمذجة العنفة الريحية المدمجة معها باستطاعة [MVA] 3 كما هو موضح في الشكل (1-2).



الشكل (1-2): الشبكة الكهربائية المدروسة [2]

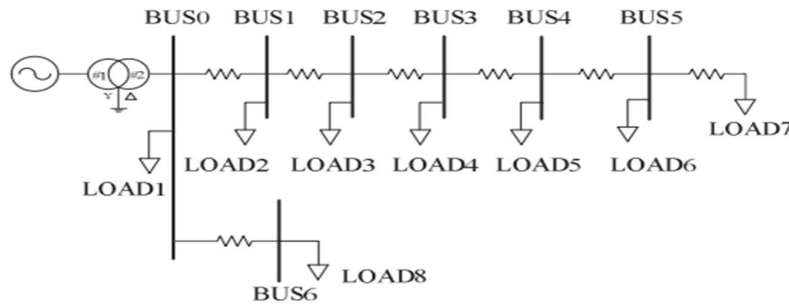
قام الباحث بتطبيق عدة أعطال في مواقع مختلفة من النظام، وحساب زمن الاستجابة TMS لكافة الحماية وفق تابع الهدف المصمم عند سرعات رياح مختلفة، ليلاحظ أن طريقة الأمثلة PSO أعطت نتائج أفضل من الخوارزمية الجينية.

استنتج الباحث أن اختلاف سرعة الرياح أدى إلى تغير في قيم تيارات القصر التي تراها حواكم الحماية من التيار الزائد، وبالتالي لا بد من إعادة النظر في تنسيق الحماية بما يتناسب مع حالة التشغيل الجديدة للحفاظ على وثوقية النظام.

1-7-3- الدراسة الثالثة [3]:

Analysis of Influence of Wind Turbine on Short Circuit Capacity of System, China 2019

درس الباحث أثر إدخال نوعين من العنفات الريحية على تيارات القصر في نظام التوزيع، وهما العنفة الريحية ذو التغذية المضاعفة DFIG والعنفة الريحية ذو المغناط الدائمة PMSG باعتبارهما الأكثر استخداماً من بين أنواع العنفات الريحية، وقام بتحديد تيارات القصر عند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن في نقطتين مختلفتين من الشبكة المدروسة، إحداها في بداية الشبكة UP Stream والآخر في نهاية الشبكة Down Stream، توتر الشبكة 10.5 [kV] ، تتضمن مولد موزع موصول مع العقدة الثالثة باستطاعة 1.5 [MW] ، تمت نمذجة كل جزء من الشبكة باستخدام بيئة MATLAB-SIMULINK.



الشكل (1-3): شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة [3]

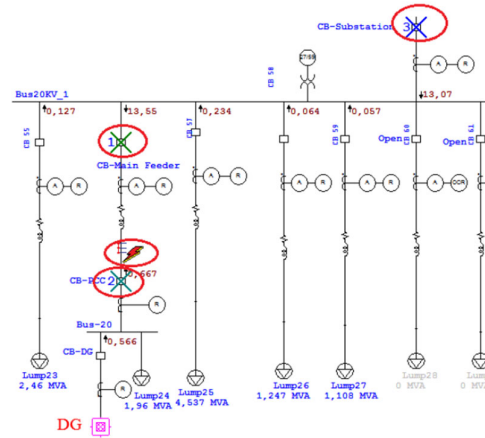
لاحظ الباحث اختلاف في قيم تيار العطل مع اختلاف نمط العنفة الريحية الموصولة مع الشبكة، وبلغت نسبة الزيادة في تيار العطل بوجود العنفة الريحية ذو التغذية المضاعفة DFIG أكبر من نسبة الزيادة في تيار العطل عند استخدام النوع الآخر المقارن به من العنفات الريحية PMSG، كما انخفضت نسبة الزيادة في الحالتين عند عمل حماية العنفة الريحية Crowbar Protection Circuit.

كما لاحظ أن الزيادة في تيار العطل تكون أكبر عند حدوث العطل في بداية الشبكة UP Stream، وتقل هذه النسبة عند حدوث العطل في نهاية الشبكة Down Stream.

1-7-4- الدراسة الرابعة [4]:

Coordination of Directional Overcurrent Protection Relay for Distribution Network with Embedded DG, Iran 2019

درس الباحث أثر إدخال التوليد الموزع على استجابة نظام الحماية من التيار الزائد في شبكة التوزيع الكهربائية الشعاعية والموضحة في الشكل (1-4)، تمت نمذجة الشبكة عبر برنامج ETAP وتحديد قيم تيارات الأعطال المتناظرة وغير المتناظرة وذلك قبل وبعد إدخال محطة ريحية باستطاعة 3 [MW].



الشكل (1-4): شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة [4]

لاحظ الباحث أن اختلاف تيارات الأعطال وجهتها قبل وبعد دخول التوليد الموزع أدى إلى فقدان التنسيق بين الحماية ومن الممكن فصل أجزاء سليمة من الشبكة قبل فصل الأجزاء المعطلة، ويختلف مقدار هذا التأثير

باختلاف نوع التوليد الموزع (عنفات ريحية، طاقة شمسية، ديزل....) وكذلك باختلاف شكل الشبكة الكهربائية (شعاعية أو حلقة).

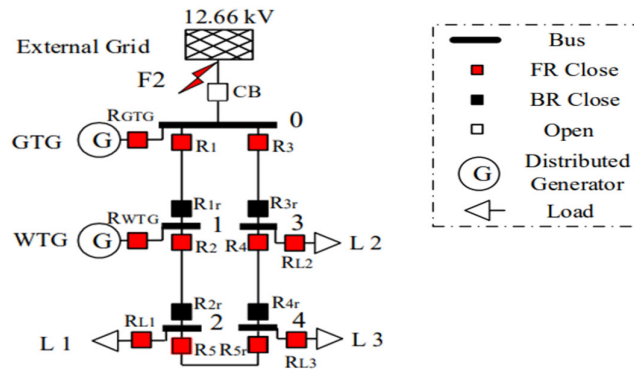
واستنتج أن استبدال الحماية من التيار الزائد العادية في الشبكة المدروسة بحماية اتجاهية DOR يضمن تحقيق الانتقائية والوثوقية المطلوبة.

1-7-5- الدراسة الخامسة [5]:

A Coordinated Protection and Control Strategy with Wind Power Integration for Distribution Network, Norwegian 2018

اقترح الباحث استراتيجية لعمل الحماية والتنسيق فيما بينها بالشكل الأمثل بعد تكامل وحدات التوليد الموزع مع الشبكة الكهربائية، وتم تنفيذ الاستراتيجية باستخدام النمذجة في الزمن الحقيقي HIL وربطها مع الماتلاب من خلال المعالج eMEGAsim، بحيث تقوم هذه المجموعة باختيار نظام الحماية المتوافق مع كل حالة تشغيل، ثم قام باختبار ذلك على الشبكة الموضحة في الشكل (1-5) والمتضمنة مجموعة من الحماية المسافية ذات الخواص المضلعة Distance Relay.

تم إدخال نوعين من التوليد الموزع إلى الشبكة المدروسة، إحداها مولد غازي Gas Turbine Generator باستطاعة 2 [MVA] والأخرى عنفة ريحية Full Scale Convertor Wind Turbine Generator باستطاعة 1.5 [MVA]، وهما كافيان لتغذية الحمل الكلي البالغ 2.5 [MVA].



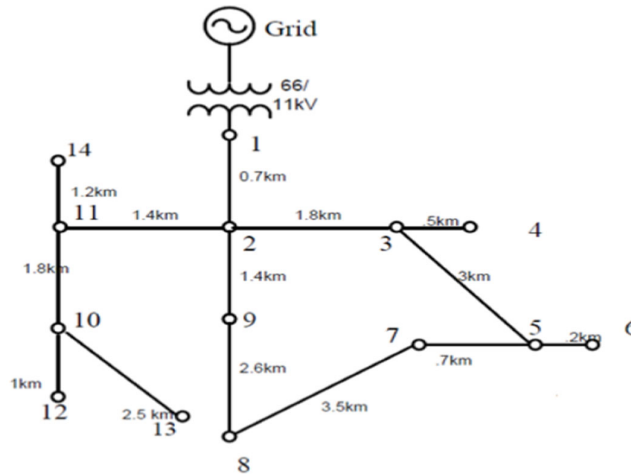
الشكل (1-5): الشبكة الكهربائية المختبرة [5]

قام الباحث بتطبيق عطل ثلاثي الطور في نقاط مختلفة من الشبكة بعد التحكم بقواطعها لجعلها إما شبكة حلقة أو شبكة شعاعية أو شبكة تعمل ضمن حالة الجزيرة، وبين في مختلف الحالات منحنيات استجابة الحماية الموجودة مسبقاً، ليتضح من كل حالة أن الحماية تعمل بطريقة غير مرغوب بها بسبب تغير تيار العطل المعيرة عليه الحواكم مسبقاً سواء بالزيادة أو النقصان وبالتالي تقل حساسية المناطق الاحتياطية للحماية المسافية وإمكانية فشلها في فصل العطل وهو ما يسمى تضليل الحماية Protection Blinding، كما يمكن أن يؤدي فشل عمل إحدى الحماية إلى هبوط التوتر على الباسبار الأساسي وخروج مفاجئ لوحدات التوليد الموزع وبالتالي تعميم كامل Cascading Blackout.

1-7-6- الدراسة السادسة [6]:

Short Circuit Studies on a Distribution System Integrated with Various Distributed Generations, India 2018

تناول هذا البحث دراسة مساهمة أنواع مختلفة من وحدات التوليد الموزع المتكاملة مع شبكات التوزيع على قيم تيارات القصر، تم اختبار ذلك على شبكة توزيع توترها 11 [kV] وتردد 50 [HZ]، تضم 14 عقدة وتحتوي أجزاء حلقة وأجزاء شعاعية كما يوضح الشكل (1-6)، الحمل الكلي المغذى من الشبكة 3.5 [MVA] تمت نمذجة الشبكة باستخدام برمجيات MIPower لدراسة تيارات القصر عند حالات التشغيل المختلفة.



الشكل (1-6): شبكة التوزيع الكهربائية بدون وجود التوليد الموزع [6]

بإدخال ثلاث أنواع من وحدات التوليد الموزع (ديزل، شمسي، ريحي) إلى باسبارات مختلفة باستطاعات متساوية 500 [kW] لتتم مقارنة تأثيرها على تيارات القصر في شبكة التوزيع، وتعيير حواكم الحماية ضمن الشبكة بناء على قيمة تيار العطل هذا، قام الباحث بحساب عامل الحساسية الذي يعبر عن احتمال فشل القواطع الآلية بعد وصل وحدات التوليد الموزع إلى شبكة التوزيع عند مختلف الحالات.

بناء عليه استنتج الباحث أن أقل مساهمة في تيارات العطل هي حالة المولد الريحي المضاعف التغذية DFIG، بينما الأكثر مساهمة بتيارات العطل هي حالة تكامل وحدة الديزل مع شبكة التوزيع، مع العلم أن المساهمة بتيارات العطل تختلف باختلاف موقع العطل والبعد عن المحطة.

لاحظ الباحث تغير في زمن استجابة الحماية وفقاً للحالة المدروسة وبالتالي يجب إعادة تصميم وتنسيق نظام الحماية ليصبح متوافقاً مع الوحدات الموزعة المضافة.

نتائج الدراسات المرجعية:

نستطيع على ضوء الدراسات المرجعية السابقة تحديد مجموعة نقاط هامة يمكن الانطلاق منها في بحثنا، والتي نتلخص بما يلي:

- يؤدي دمج مصادر التوليد الموزع بأنواعها مع الشبكات الكهربائية إلى حدوث تأثيرات فنية على أداء هذه الشبكات فيما يتعلق بسويات الأعطال والوثوقية وجودة التغذية الكهربائية والتوتر وضياعات الاستطاعة والحمايات.
- يمكن أن تساهم وحدات التوليد الموزع المدمجة مع الشبكات الكهربائية في تغذية دارات القصر عند حدوث العطل، وبذلك فإن تيارات الأعطال التي تراها الحواكم قد تنقص أو تزداد حسب مكان حدوث العطل و نقطة ربط التوليد الموزع ونوعه.
- يجب إعادة النظر في نظام الحماية الموجود مسبقاً بعد دخول التوليد الموزع إلى الشبكات الكهربائية والتأكد من فعاليته واستجابته بالشكل الأمثل.

الفصل الثاني

الدراسة النظرية

Theoretical Study

2-1- مقدمة:

يتزايد بشكل متسارع تكامل منظومة القدرة الكهربائية وعلى الأخص نظام التوزيع مع محطات توليد موزعة متجددة، وهذا بدوره يؤدي إلى حدوث تأثيرات فنية في الشبكة قد تكون إيجابية أو سلبية أو حيادية حسب عوامل متعددة، مما يقتضي تطوير نماذج رياضية وخوارزميات مختلفة عن الطرق المألوفة لدراسات التخطيط التشغيلي للمنظومة كجريان الاستطاعة وحسابات الأعطال والاستقرار، وكذلك تطوير الكود الخاص بالمنظومة الكهربائية Grid Code و اقتراح حلول مناسبة لمسائل التحكم والتنسيق للمنظومة المستضيفه للمولدات الموزعة.

إن المجالات الرئيسية المعرضة للتأثر نتيجة تضمين التوليد الموزع في نظام التوزيع هي: التوتر وسويات العطل والوثوقية والجودة الكهربائية والاستقرار والحماية بشكل أكبر، لذلك تم في هذا البحث التخصص في دراسة حماية نظام التوزيع الشعاعي بعد إضافة التوليد الموزع [7].

2-2- أهمية التوليد الموزع:

يؤلف البعد البيئي الاعتبار الأساسي في أي مشروع طاقة كهربائية، ونتيجة القلق المبرر حيال الانبعاثات الغازية من محطات الوقود الأحفوري استوجب ذلك العديد من الدول إلى الاجتماع وبشكل طارئ لتقديم خطط وسياسات بكل دولة لمحاولة تجنب زيادة درجات الحرارة عن الحد الأعلى الذي يضمن مساراً آمناً للأرض فيما يخص الاحتباس الحراري.

ونتيجة لتطور أشكال وحدات التوليد الموزع المختلفة والانخفاض المتسارع في الكلفة وترافق ذلك مع النمو في الإنتاج، من المتوقع أن يشهد العقدان القادمان تزايداً متسارعاً لتطبيقات توليد الكهرباء بواسطة نظم الخلايا الشمسية ونظم المزارع الريحية على الصعيد العالمي سواء في الدول المتطورة أو في الدول النامية، حيث بلغ معدل النمو السنوي في تكنولوجيا طاقة الرياح بحدود 25% في السنوات الأخيرة والذي يعد الأعلى من بين جميع تقنيات الطاقة المتجددة [7].

2-2-1- تعريف التوليد الموزع [7]:

لا يتوفر حالياً إجماع على تعريف دقيق للتوليد الموزع، حيث يُعرّف حسب المجلس الدولي لأنظمة التوتر العالي CIGRE بأنه يشمل وحدات التوليد ذات الاستطاعة من [MW] 50-100 التي ترتبط بشبكة التوزيع والتي لا يجري التخطيط لها أو التحكم بها مركزياً.

بينما يعرف حسب اللجنة الدولية للكهرباء IEEE بأنه التوليد الكهربائي من قبل وحدات هي أصغر بشكل كاف من محطات التوليد المركزية بحيث يمكن وصلها بأية نقطة في منظومة القدرة الكهربائية.

أما وزارة الطاقة الأميركية DOE فتعرفه بأنه توليد أو تخزين كهربائي متوضع قرب نقطة الاستخدام.

وعلى الرغم من اختلاف التعاريف إلا أن هناك إجماع على سمات عامة للتوليد الموزع وهي أنها بدون تحكم وتنسيق مركزي وغالباً ما تكون موصلة بنظام التوزيع.

كما نلاحظ أن التعاريف الأنفة الذكر لا تحدد أي معيار أو تصنيف للتوليد الموزع اعتماداً على استطاعته، ولا يوجد هناك قاعدة عامة بخصوص مجال استطاعة وحدات التوليد الموزع، إلا أن هناك قيم مرشدة في بعض البلدان بما يتناسب مع طبيعة الشبكة الكهربائية لديهم.

2-2-2- الميزات والمساوئ الممكنة للتوليد الموزع [7]:

إن المزايا والمساوئ متعلقة إلى حد كبير بالوضع الفني للشبكة المضيفة وبالنظم الإدارية والقانونية لكل بلد، إذ أن ميزة للشبكة الأوروبية قد تنقلب إلى سلبية للشبكة السورية، لذلك نضيف صفة الممكنة للمزايا والمساوئ المذكورة أدناه.

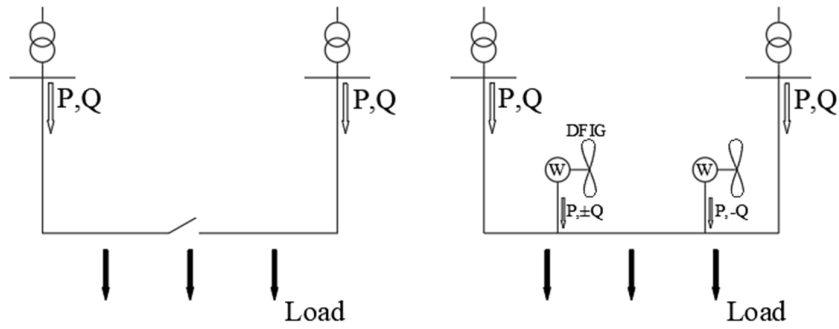
تتمثل المزايا الممكنة للتوليد الموزع بما يلي:

- هيكليته مؤلفة من عدة وحدات مما يسمح بتنفيذ مشاريعه على مراحل بسهولة.
- تأثيره الإيجابي الممكن على تشغيل منظومة القدرة الكهربائية مع بعض المقيدات.

- تحقيق التنوع في مصادر الطاقة المستخدمة.
 - تخفيض تكاليف النقل لأن المولدات الموزعة أقرب إلى الحمل.
 - تخفيض فترة الإنشاء والكلفة التأسيسية لبعض التقنيات بسبب صغر المولدات الموزعة.
 - إتاحة الفرصة لمالكي مولدات موزعة DG لبيع فائض إنتاجهم الكهربائي في سوق الطاقة مما يعزز التنافسية ويخفض أسعار الكهرباء.
 - تخفيض الطلب على الطاقة من المحطات المركزية خلال فترات الذروة.
 - تحسين موثوقية وأمان المنظومة، إذ أن تزويد المستهلك بالكهرباء من قبل عدة مولدات صغيرة هي أكثر وثوقية من بضع مولدات كبيرة، كما أن زمن إصلاحها أقل بكثير.
- وتتلخص المساوئ الممكنة للتوليد الموزع بالنقاط الآتية:**
- تابعيته للتغيرات المناخية مما يجعل استطاعة الخرج متقطعة ومن الصعوبة بمكان التنبؤ بها.
 - من الممكن أن يحتاج التوليد الموزع إلى دعم احتياطي من الشبكة.
 - كلفة تأسيسية عالية لبعض تقنيات التوليد الموزع.
 - قد يؤثر التوليد الموزع بشكل سلبي على منظومة القدرة وعمليات التخطيط التشغيلي لها.
 - قد يؤثر التوليد الموزع على نظام الحماية الموجود مسبقاً ضمن الشبكة الكهربائية نتيجة مساهمته بتيار العطل.
- 2-2-3- التأثيرات الفنية للتوليد الموزع على شبكة التوزيع المضيئة [9], [8]:**

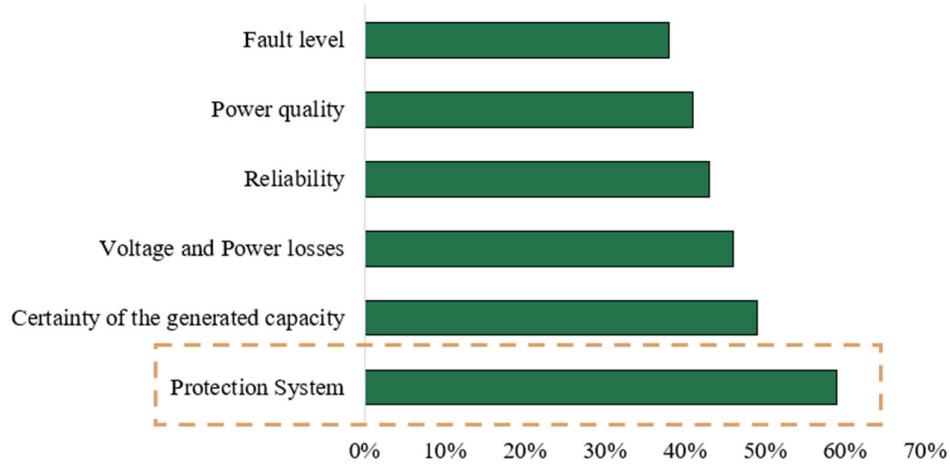
صُممت أنظمة التوزيع الكهربائية التقليدية على أساس استقبال الاستطاعة من محولات الشبكة في المستوى الأعلى للتوتر وتوزيعها على المستهلكين في مستوى التوتر المنخفض، ولكن الحاجة إلى تضمين التوليد الموزع في الشبكات الكهربائية أدى إلى انعكاس اتجاه جريان الاستطاعة في بعض فروع الشبكة تبعاً لحجم وموقع التوليد

الموزع وحجم الأحمال كما هو موضح في الشكل (2-1)، حيث يبين نظام توزيع يستضيف عدة أنواع للمولدات الموزعة الريحية التي تقدم دائماً استطاعة فعالة للشبكة بينما تمتص استطاعة ردية في حالة المولد التحريضي التقليدي لأنه يحتاج إلى منبع للاستطاعة الردية لتشغيله، ولكن في العنفة الريحية ذات المولد مضاعف التغذية فإنها تقدم أو تستجر استطاعة ردية للشبكة تبعاً للمطلوب من دائرة التحكم في مبدل دائرة الدائر، لذلك ونتيجة التأثير الملحوظ للتوليد الموزع على أداء الشبكة المضيفة يجب أن تتم دراسته كجزء من نظام التوزيع قبل دمجها خاصة إذا كانت استطاعة المولد الموزع تشكل جزءاً كبيراً من سعة الشبكة، عندها يجب أن تجرى دراسات للنظام لتحديد فيما إذا كانت الشبكة الكهربائية المضيفة ستحتاج إلى دعم بما يلاءم إدخال التوليد الموزع، أو سنحتاج إلى وضع قيود على عمل هذا المولد بحيث نضمن تقديم الطاقة إلى المستهلكين بجودة مقبولة وحماية النظام عند تعرض الشبكة للأعطال وهما الهدفان الرئيسيان لتحقيق وثوقية النظام الكهربائي.



الشكل (2-1): جريان الاستطاعة في نظام التوزيع قبل وبعد التوليد الموزع [8]

إن الخطوة الأساسية لدراسة أثر إدخال التوليد الموزع إلى الشبكات الكهربائية هي تحليل جريان الاستطاعة للشبكة المضيفة تمهيداً لدراسة بقية الحالات كالأعطال والاستقرار والوثوقية وتحليل الأحداث المحتملة وجودة التغذية الكهربائية والتوتر وضيعات الاستطاعة والحمايات، حيث يوضح الشكل (2-2) التمثيل البياني للحجوم النسبية لهذه التأثيرات، ويلحظ أن لنظام الحمايات النصيب الأكبر من هذا التأثير حيث أن ستون بالمئة من نظام الحمايات الموجود مسبقاً يعاني من دخول التوليد الموزع إلى الشبكة الكهربائية.



الشكل (2-2): النسبة المئوية لحجم التأثيرات الفنية للتوليد الموزع في الشبكة المضيفة [7]

ولكن قبل البدء بدراسة التأثيرات الفنية للتوليد الموزع على نظام حمايات شبكة التوزيع المضيفة، لا بد من التنكير بنظام الحماية المعتمد في شبكات التوزيع الكهربائية الشعاعية.

2-3- حماية الخطوط الكهربائية الشعاعية [10]:

تتعرض خطوط نقل القدرة إلى الأعطال بدرجة كبيرة مقارنة مع التجهيزات الأخرى، الأمر الذي يجعل اختيار الحماية المناسبة لهذه الخطوط أكثر تعقيداً من مسألة تأمين حماية المولدات في محطات التوليد والمحولات في محطات التحويل، وذلك لأن حماية الخطوط من واجبها أن تخفف تأثير الأعطال على بقية أجزاء الشبكة إلى أقل قدر ممكن مما يتطلب العمل بسرعة فائقة وانتقائية عالية للمحافظة على استقرار الشبكة والاستثمار الكلي لها. تتميز حمايات خطوط نقل القدرة الكهربائية بتنوعها، ويتم اختيارها استناداً إلى شكل الشبكة الكهربائية فيما إذا كانت حلقية أو شعاعية، وأهمية الخط المطلوب حمايته.

2-3-1- حواكم الحماية من التيار الزائد Over Current Relays [11]:

تعد الحماية بالتيار الزائد الأعظمي أكثر أنواع الحماية بساطة ورخصاً ولذلك تحظى باستخدام واسع في حماية خطوط النقل والمولدات والمحركات والمحولات، وإن أهم ما يجب أن تحققه حاكمة الحماية بالتيار الأعظمي عند حماية الشبكة الشعاعية مطلبين هما: الإظهار الصحيح للحظة نشوء العطل على الشبكة من خلال قيمة

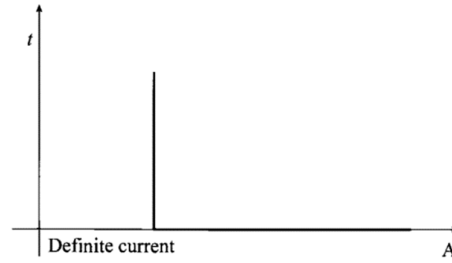
محددة لتيار التشغيل، والانتقائية، ولتحقيقهما يتم تعيير الحاكمة بالطريقة الصحيحة من حيث الزمن والتيار لضمان التنسيق والعمل الصحيح.

أنواع الحماية من التيار الزائد:

تقسم الحماية من التيار الزائد إلى ثلاثة مجموعات اعتماداً على خصائص التشغيل T-I Curve:

1- الحماية من التيار الزائد اللحظية (Definite Current or Instantaneous - 50 Element):

تعمل هذه الحماية بشكل لحظي عند وصول قيمة تيار القصر إلى القيمة المحددة لتيار تشغيل الحماية كما هو موضح في الشكل (2-3)، وتعير هذه الحواكم بعد حساب تيار القصر في كل نقطة عطل، وبحيث يتحقق التنسيق بينها ويفصل القاطع الآلي التابع للحاكمة الأقرب إلى منطقة العطل يليه بقية الحواكم.



الشكل (2-3): منحنى التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية اللحظية [11]

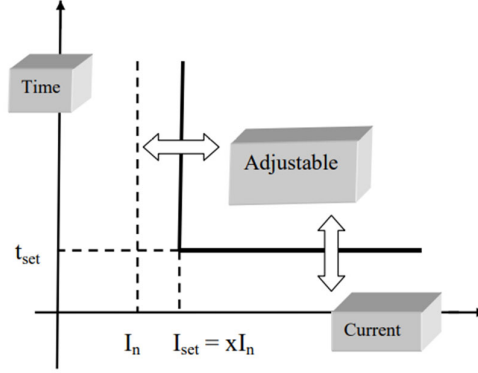
من مساوئ هذه الحاكمة:

- انتقائية منخفضة عند تيارات عطل عالية.

- صعوبة التمييز بين نقطة عطل وأخرى عندما تكون الممانعة بين هذه النقاط صغيرة مقارنة بممانعة المنبع، مما يجعلنا نواجه صعوبة في تعيير تيارات تشغيل الحواكم اللحظية، وبالتالي في حال تعييرها على قيمة تيار القصر الأعظمي فإنها لن تعمل عند تيارات القصر الأقل، وفي حال تعييرها عند تيارات القصر المنخفضة ستستجيب في حالات تشغيل غير ضرورية، مما يقلل من استعمالها بشكل كبير وينحصر فقط عند وجود ممانعة عالية بين القاطعين الآليين المعنيين.

2- الحماية من التيار الزائد الزمنية (Definite Time/Current or Definite Time - 51 Element):

يتم ضبط هذه الحماية عند قيمة تيار تشغيل محددة مع زمن تشغيل محدد كما هو موضح في الشكل (2-4)، بحيث يتم فصل القاطع القريب من العطل بأقل زمن ممكن، ثم تتزايد أزمدة التشغيل باتجاه منبع التغذية.



الشكل (2-4): منحنى التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية الزمنية [12]

يسمى الاختلاف بين أزمدة الفصل لنفس التيار بهامش التمييز (Discrimination Margin).

يؤمن هذا النوع انتقائية أكبر نتيجة تشغيلها عند زمن محدد لفصل العطل، ولكن من أهم سلبياتها أن أطول زمن فصل يحدث من أجل الأعطال في القسم الأقرب لمنبع القدرة.

يتم تعبير هذه الحماية من خلال ضبط قيمتين هما:

- تيار التعبير للحاكمة (Current _Pick-up or Plug or Tap_ Setting): يتم تعبيره دون أن تتعرض

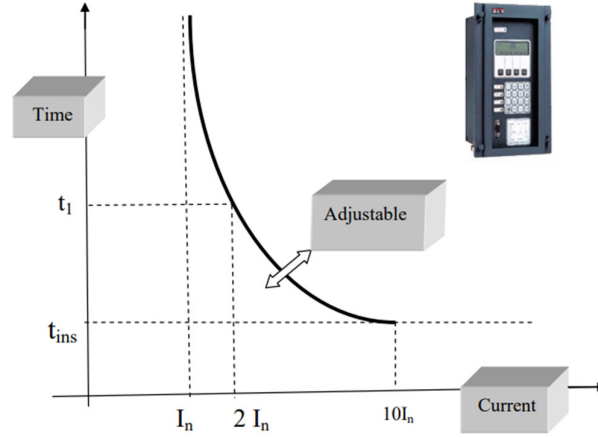
الحاكمة من أجل تيار الحمل أو تيار إقلاع المحركات أو الأخطاء الناجمة عن محولات التيار أو أية عوامل أخرى.

- زمن تشغيل الحاكمة (Time Dial Setting).

3- الحماية من التيار الزائد العكسية الزمنية (Inverse Time – 51 Element):

يطلق عليها أحياناً IDMT Over Current Relay (Inverse Definite Minimum Time).

يحقق هذا النوع من الحواكم انتقائية أكبر نتيجة استجابة الحاكمة عند زمن تشغيل متناسب عكساً مع تيارات العطل كما هو موضح في الشكل (2-5).



الشكل (2-5): منحنى التشغيل زمن - تيار لحاكمة الحماية الزمنية العكسية [12]

تصنف وفقاً لسرعة عملها وميل المنحني إلى:

- عكسي عادي Normal Inverse
- عكسي جداً Very Inverse
- عكسي حاد Extremely Inverse
- عكسي بزمن طويل Long Time Inverse

يوضح الجدول (2-1) اختلاف تسمية محددات حواكم الحماية الزمنية بين الكود الأمريكي ANSI-IEEE والكود البريطاني IEC-BS:

الجدول (2-1): تسمية محددات حواكم الحماية الزمنية في الكود الأمريكي والبريطاني [11]

IEC & BS standard	American Standard
Plug Setting (PS)	Current Tap Setting (CTS)
Time Multiplier Setting (TMS)	Time Dial Setting (TDS)

ويتم حساب زمن تشغيل الحاكمة Operating Time حسب نوعها وفق المعادلة التالية:

$$t = \frac{k \beta}{(I/I_s)^{\alpha-1}} + L \quad (1-2)$$

حيث:

t [Sec]: زمن تشغيل الحاكمة Relay Operating Time.

K: منحنى زمن التأخير للحاكمة TMS or TDS.

I [A]: تيار العطل في الثانوي.

I_s [A]: تيار التعيير للحاكمة.

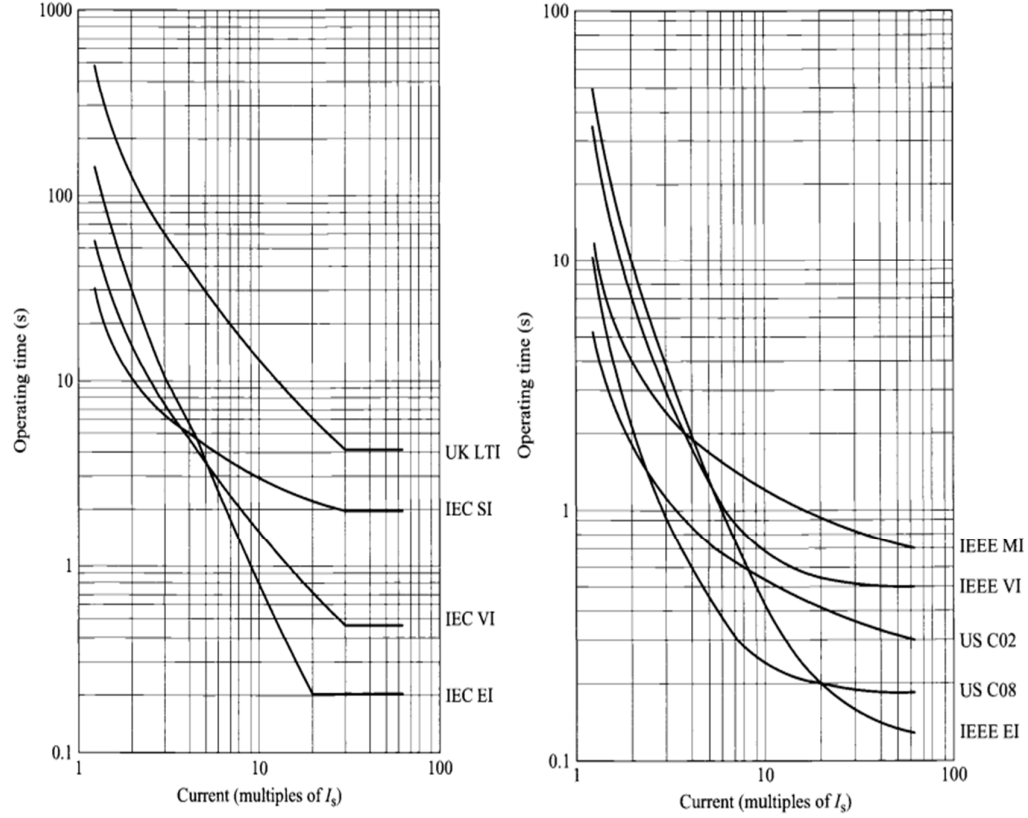
المعاملات α, β, L تتبع الشركة المصنعة للحماية، وتحدد قيمها من الجدول (2-2).

الجدول (2-2): قيم ثوابت حاكمة الحماية من التيار الزائد حسب نوعها [11]

Curve description	Standard	α	β	L
Moderately inverse	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Very inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremely inverse	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inverse	CO8	2.0	5.95	0.18
Short-time inverse	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Standard inverse	IEC	0.02	0.14	0
Very inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extremely inverse	IEC	2.0	80.0	0
Long-time inverse	UK	1.0	120	0

يوضح الشكل (2-6) منحنيات التشغيل T-I Curve لحاكمة زيادة التيار الزمنية العكسية باختلاف نوع الحماية

والنظم القياسية.



الشكل (2-6): المنحنيات الزمنية العكسية لحاكمة الحماية من التيار الزائد [11]

ضبط محددات الحماية من التيار الزائد الزمنية العكسية:

تمتلك الحواكم الحديثة معالجات صغيرة تضم وحدة حماية من التيار الزائد ثلاثية الطور ووحدة حماية من التيار الزائد الناتج عن العطل الأرضي، وبالتالي يجب تعيير قيم استجابة الحماية مرتين الأولى باستخدام تيار العطل ثلاثي الطور والثانية باستخدام تيار العطل الأرضي.

تزود عادة وحدات الحماية من التيار الزائد بعنصر لحظي وعنصر تأخير زمني بنفس الوقت، ويتم تعيير كل منهما كما يلي:

- ضبط قيمة العنصر اللحظي Setting Instantaneous Unit:

يتم ضبط العنصر اللحظي بناء على نوع التجهيزة الكهربائية المراد حمايتها سواء المحولات أو خطوط التوزيع، حيث يتم تفعيل عنصر الفصل اللحظي الموجود في حمايات خطوط التوزيع عندما تبلغ قيمة التيار 50% التوزيع،

من تيار القصر الأعظمي عند نقطة وصل الحاكمة، بينما يتم تفعيل عنصر الفصل اللحظي الموجود في حواكم الحماية من التيار الزائد الموضوعة في الطرف الأولي للمحولة عندما تبلغ قيمة التيار % 125-150 من تيار القصر الحاصل في جانب التوتر المنخفض منسوب إلى طرف التوتر العالي، مع الأخذ بعين الاعتبار التنسيق بين حمايات التيار الزائد للخطوط والمحولات معاً بحيث يمكن تعطيل عنصر الفصل اللحظي الخاص بحماية المحولة للأعطال المكتشفة عن طريق حمايات الخطوط.

إن تفعيل العنصر اللحظي في الحواكم يكون أكثر فعالية عندما تكون ممانعة العنصر المراد حمايته كبيرة مقارنة بممانعة المنبع، وهذا يقلل زمن تشغيل الحاكمة لأعطال النظام الكبيرة ويجنب فقدان الانتقائية في النظام الكهربائي الذي يتكون من عدة حمايات تمتلك خصائص مختلفة بحيث يتم ضبط العنصر اللحظي ليعمل قبل تقاطع خصائص الحماية.

- ضبط القيم الخاصة بعنصر التأخير الزمني، وهي:

1- تيار الحاكمة Pick-up or Plug Setting: يتم حساب تيار عمل الحاكمة وفق العلاقة الآتية، ثم اختيار أعلى قيمة موجودة ضمن مواصفات الحاكمة.

$$I_{Pick-up Relay} = (OLF \times I_{nom}) \div CTR \quad [A] \quad (2-2)$$

حيث:

OLF Over Load Factor: يتم تحديد قيمة هذا العامل على العنصر المراد حمايته، فيكون 1.05 للمحركات، و1.25-1.5 للخطوط والمحولات والمولدات، ويمكن أن تصل قيمته إلى 2 في الحالات الطارئة، أما من أجل الأعطال الأرضية فتعطى قيمته 0.2.

$I_{nom} [A]$: التيار الاسمي.

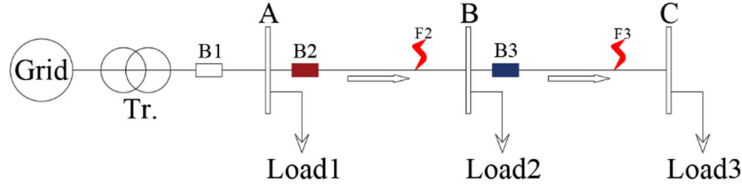
CTR: نسبة محولة التيار المحددة.

ثم يتم التعبير عن تيار العطل الذي تراه الحاكمة كنسبة من هذا التيار $I_{Pick-up}$ وفق العلاقة الآتية:

$$PSM (Plug Setting Multiplier) = \frac{I_{f,sec}}{I_{Pick-up Relay}} \quad (3-2)$$

حيث: $I_{f,sec}$ تيار العطل في ثانوي المحولة.

2- منحنى التأخير الزمني TDS: يتم اختيار منحنيات التأخير الزمني للحواكم بحيث يفتح أقرب قاطع لمكان العطل فيما تبقى القواطع الأبعد ذات التأخير الزمني الأكبر تبقى مغلقة، ويتم بيان خطوات ذلك من خلال الاستعانة بالشبكة الشعاعية المبينة في الشكل (2-7):



الشكل (2-7): مخطط الخط الواحد لشبكة توزيع شعاعية

بفرض حدوث عطل $F3$ عند الباسبار C عندها يجب أن يفتح القاطع $B3$ مع بقاء $B2$ و $B1$ في حالة إغلاق، ما يعني انقطاع التغذية عن الحمولة $Load3$ فقط، ولتحقيق ذلك نختار منحنى تأخير زمني أطول للحاكمة في $B2$ ، فيؤدي ذلك إلى أن تعمل $B3$ أولاً كحماية أساسية وإذا فشلت يفتح $B2$ بعد التأخير الزمني المختار وبذلك تؤلف $B2$ حماية احتياطية للعطل $F3$.

لتحقيق ذلك نتبع الخطوات التالية:

- تحديد زمن استجابة الحاكمة $B3$ الأبعد عن المنبع t_1 باعتبارها حاكمة أساسية لفصل العطل $F3$ ، وذلك باختيار أقل منحنى زمني TDS_1 لعمل الحاكمة $B3$ ، ومقاطعة النسبة PSM_1 مع منحنى الزمن المختار TDS_1 .

$$PSM_1 = \frac{I_{f3,sec.}}{I_{Pick-up_{B3}}} \quad (4-2)$$

حيث: $I_{f3,sec}$ تيار العطل في ثانوي محولة التيار المختارة لهذه الحاكمة CT3.

$I_{Pick-up_B3}$: تيار تعيين الحاكمة B3.

• تحديد منحنى الزمن TDS_2 للحاكمة الثانية B2 باعتبارها حاكمة احتياطية لفصل العطل F3 المكتشف

عبر الحاكمة الأساسية B3، وفق الآتي:

أولاً يجب أن لا يقل زمن استجابة الحاكمة الاحتياطية B2 لهذا النوع من الأعطال عن القيمة الآتية t_{2a} :

$$t_{2a} = t_1 + t_{CB} + CTI \quad (5-2)$$

حيث: t_1 : زمن استجابة الحاكمة الأساسية B3.

t_{CB} : زمن عمل القاطع الآلي ويؤخذ [Sec] 0.1.

CTI: فترة التنسيق وهي الفترة الزمنية بين استجابة الحماية الأساسية واستجابة الحماية الاحتياطية، يصعب تحديدها

بدقة نتيجة أخطاء محولات التيار CT وأخطاء الحسابات التقريبية، لذلك تؤخذ عادة ضمن المجال 0.2-0.5 [Sec].

ثانياً حساب النسبة PSM_a وفق ما يلي:

$$PSM_a = \frac{I_{f3,sec}}{I_{Pick-up_B2}} \quad (6-2)$$

حيث: $I_{f3,sec}$ تيار العطل السابق F3 في ثانوي محولة التيار المختارة للحاكمة الثانية CT2.

$I_{Pick-up_B2}$: تيار تعيين الحاكمة B2.

ثم مقاطعة النسبة PSM_a مع زمن استجابة الحاكمة الثانية كحاكمة احتياطية t_{2a} لنحصل على منحنى الزمن

الخاص بعمل الحاكمة الثانية TDS_2 .

• تحديد زمن استجابة الحاكمة B2 وهو t_2 باعتبارها حاكمة أساسية لفصل العطل F2، وذلك بمقاطعة

النسبة PSM_2 مع منحنى الزمن المختار في الخطوة السابقة TDS_2 .

$$PSM_2 = \frac{I_{f2,sec}}{I_{Pick-up_B2}} \quad : (7-2)$$

حيث: $I_{f2,sec}$ تيار العطل F2 في ثانوي محولة التيار المختارة للحاكمة الثانية CT2.

$I_{Pick-up_B2}$: تيار تعيير الحاكمة B2.

وتتم إعادة الخطوات بحيث يتحقق التنسيق بين جميع الحماية باتجاه المنبع.

العوامل المؤثرة على اختيار الحماية:

- تيار القصر الأصغري (Minimum short circuit levels):

تضبط الحماية عادة باستخدام تيار القصر الأعظمي، وللتأكد من عملها بالتنسيق الصحيح عند تيارات قصر أقل يجب أن يتحقق الشرط الآتي [11]:

$$PSM = \frac{I_{f,sec}}{I_{Pick-up\ Relay}} > 1.5 \quad : (8-2)$$

- الحد الحراري (Thermal limits):

يجب عند ضبط الحماية التأكد من أن منحنى الزمن المختار لتعمل عليه الحماية متوافق مع المنحنيات الحرارية للتجهيزات المحمية سواء كابلات أو آلات، ففي حالة الكابلات تشير منحنيات الشركة الصانعة إلى فترة التشغيل التي يمكن أن يتحملها مقطع الكبل عند أعطال مختلفة، وفي حالة المحولات تعطي الشركات الصانعة استطاعة القصر بناء على الاستطاعة الاسمية للمحولة.

- قيمة تيار التعيير (Pick-up value):

يجب الأخذ بعين الاعتبار عند تعيير الحماية حالات إقلاع المحولات والمحركات والأحمال الأخرى حيث يتم استرجار تيارات كبيرة لفترة زمنية صغيرة، لذلك يتم تعييرها استناداً إلى منحنى تيار الإقلاع لهذا الحمل.

2-4- التأثيرات الفنية للتوليد الموزع على نظام حمايات شبكة التوزيع المضيفة:

تفترض معظم أنظمة حماية شبكات التوزيع التقليدية أن جريان الاستطاعة يتم من جهة التوتر الأعلى باتجاه شبكة التوتر المنخفض، وبالتالي يتم تصميم حواكم الحماية وتعييرها ليتم فصل الحماية الأقرب إلى العطل دوناً عن غيرها لتحقيق الانتقائية والثوقية وجودة التغذية الكهربائية.

أما في حال إضافة توليد موزع إلى شبكة التوزيع فإن تيار العطل الذي تراه الحاكمة قد ينقص أو يزداد وذلك حسب موقعها ومكان حدوث العطل، وحتى يتم تحقيق تنسيق مناسب بين الحماية، يجب الأخذ بعين الاعتبار التيار المقدم من جميع المولدات الموزعة ومن نقاط تغذية الشبكة، وقد يخلق هذا مشاكل متتابة بسبب الطبيعة المتقطعة لمعظم تيارات المولدات الموزعة [13].

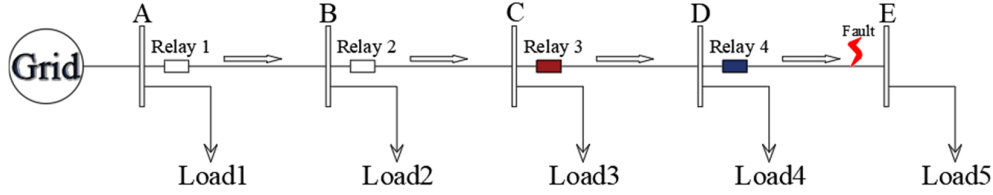
نذكر فيما يلي معظم المشاكل المرتبطة بنظام الحماية نتيجة تضمين التوليد الموزع ضمن شبكة التوزيع الكهربائية وهي [15], [14]:

1- التغير في جريان الحمل (The Changing Of The Power Flow): إن تضمين التوليد الموزع في الشبكة الكهربائية يغير من اتجاه جريان الحمل المفروض ضمنها، مما يسبب خلل في أنظمة الحماية العادية غير الاتجاهية Non-Directional ويؤثر على الانتقائية والحساسية لنظام الحماية.

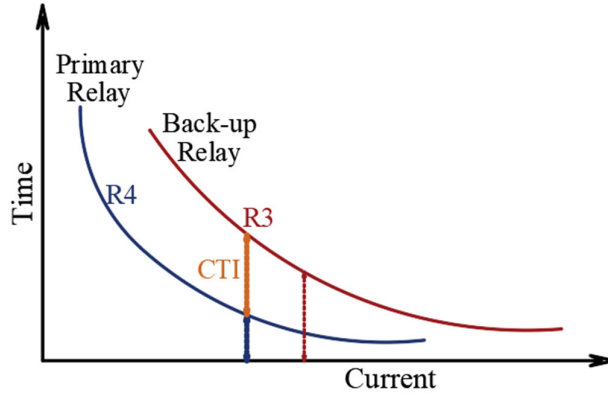
2- زيادة في تيارات القصر (level Increase in Short Circuit): إن تأثير التوليد الموزع على قيم تيارات القصر يتبع حجم وموقع هذه المولدات، وبالتالي فقدان في تنسيق نظام الحماية المصمم سابقاً نتيجة الزيادة أو النقصان في تيار العطل الذي تراه الحاكمة.

يبين الشكل (2-8) شبكة توزيع شعاعية تقليدية بدون وجود التوليد الموزع متضمنة مجموعة من حواكم الحماية من التيار الزائد Relay 1,2,3,4، يتم ضبط بارامترات هذه الحواكم بحيث تفصل الحماية الأقرب للعطل بأسرع وقت ممكن وبحيث تمتلك كل منطقة حاكمة حماية أساسية وحاكمة احتياطية ليتم التنسيق بين الحواكم وفق منحنيات أزمنة التشغيل والموضحة في الشكل (2-9)، فمثلاً في حال حدوث عطل في المنطقة DE يجب أن تعمل

الحاكمة الأساسية Relay 4 وفي حال عدم استجابتها تعمل الحاكمة الاحتياطية Relay 3 بعد زمن التنسيق المفروض بين الحماية CTI وهكذا يتم تعيير جميع الحماية ضمن الشبكة.



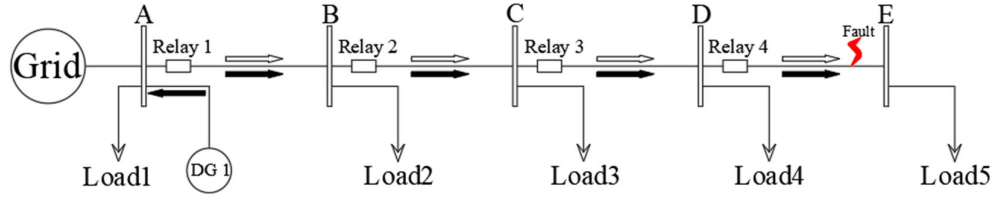
الشكل (2-8): شبكة توزيع شعاعية تقليدية



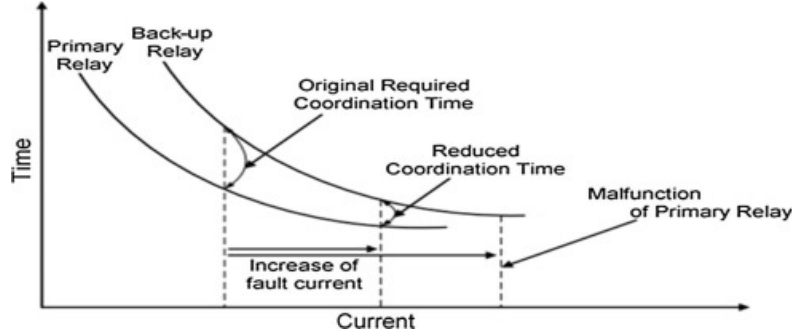
الشكل (2-9): التنسيق بين حواكم الحماية من التيار الزائد [16]

أما في حال دمج التوليد الموزع مع هذه الشبكة فإن ذلك سيغير من جريان الحمولة قيمة واتجاهاً وبالتالي يؤثر على تنسيق الحماية (Coordination Of Relays) تبعاً لعدد وموقع واستطاعة وحدات التوليد الموزع المدمجة ومساهمتها بتيار العطل [17].

يبين الشكل (2-10) الشبكة الكهربائية السابقة بعد ربط وحدة التوليد الموزع DG 1 إلى الباسبار A وحدوث عطل في نفس المنطقة السابقة DE، نلاحظ ونتيجة مساهمة التوليد الموزع بتيار العطل ازدياد حساسية جميع حواكم الحماية من التيار الزائد وصغر زمن التنسيق بين الحاكمتين CTI، وبالتالي قد يحدث فقدان تنسيق بين الحاكمتين الأساسية التي يجب أن تفصل العطل Relay 4 والحاكمة الاحتياطية Relay 3، وهذا يؤدي إلى التداخل بعمل الحاكمتين وفصل أجزاء سليمة من الشبكة كما هو موضح في الشكل (2-11).

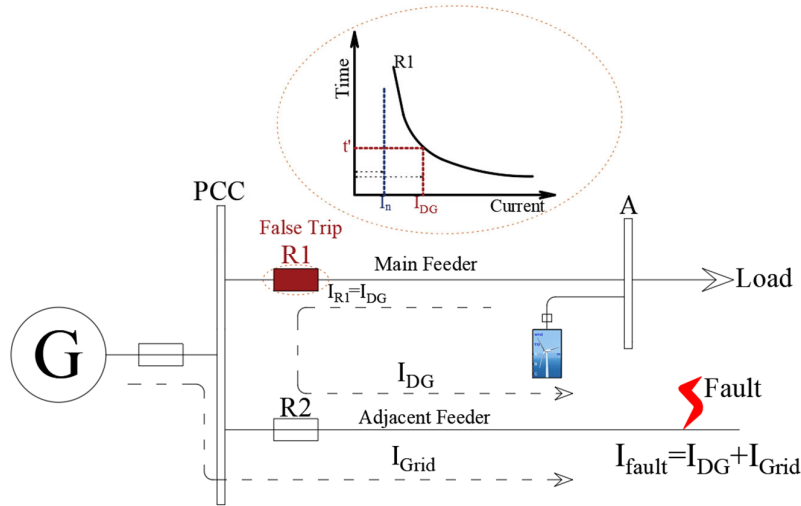


الشكل (2-10): شبكة توزيع شعاعية بعد ربط التوليد الموزع



الشكل (2-11): تأثير ربط التوليد الموزع على تنسيق حواكم الحماية من التيار الزائد [16]

3- الفصل الخاطئ للمغذيات (Faults Tripping of feeders): يمكن أن يؤدي تضمين التوليد الموزع في الشبكة الكهربائية إلى فصل الأجزاء السليمة من الشبكة نتيجة العمل الخاطئ للحمايات، مثلاً عند حدوث عطل في النقطة الموضحة في الشكل (2-12)، من الممكن أن تساهم وحدة التوليد الموزع المربوطة إلى المغذي الآخر Bus A بتيار عطل كبير يفوق التيار المعيرة عليه الحماية R1، مما يؤدي إلى استجابتها وفصل الجزء السليم من الشبكة قبل فصل الجزء المعطل وتحسس الحماية الخاصة به R2.



الشكل (2-12): استجابة الحمايات بشكل خاطئ نتيجة دخول التوليد الموزع إلى الشبكة [18]

6- حالات الجزيرة غير المقصودة (Unintentional Islanding): تحدث حالات الجزيرة إما بسبب فصل قاطع معين بسبب عطل واستمرارية التغذية من التوليد الموزع لوحده، أو بسبب أعمال الصيانة لأحد المغذيات وبالتالي خروج التوليد الموزع من الشبكة المضيفة وفقدان تنسيق الحماية.

2-5- أنماط الربط الكهربائي الشائعة للعنفات الريحية مع الشبكة [19]:

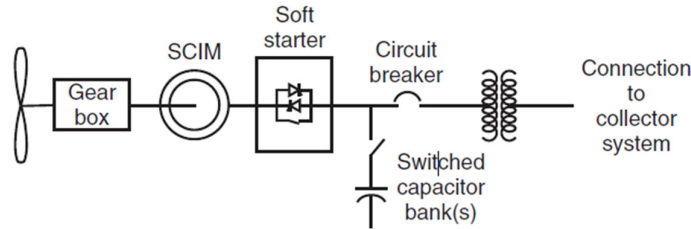
تقسم المزارع الريحية إلى قسمين يتحدد من خلالها سلوك العنفات الريحية خلال تغير سرعة الرياح:

- عنفات ريحية ذات سرعة ثابتة: يتم وصل المولد مباشرة إلى الشبكة.

- عنفات ريحية ذات سرعة متغيرة: يتم وصل المولد إلى الشبكة عبر مقوم الكتروني.

وبناء على ذلك صنف العنفات الكهروريحية إلى خمسة أنواع أساسية:

- النوع الأول Type 1: عبارة عن مولد تحريضي ذو قفص سنجابي (SCIG) يربط مباشرة إلى الشبكة لذلك فإن سرعة دوران المولد ثابتة (في الواقع العملي تتغير قليلاً بنسبة انزلاق مسموحة من 2-3%) وكذلك سرعة دوران الجزء الدائر للعنفة، ويوضح الشكل (2-14) طريقة ربط النوع الأول مع الشبكة الكهربائية.

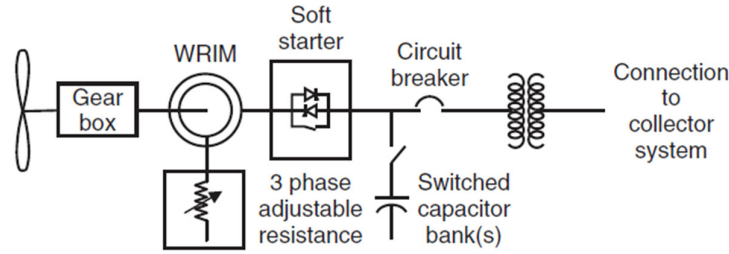


الشكل (2-14): توضيح ربط النوع الأول من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]

تمتاز هذه المولدات بسهولة التركيب والتصنيع، بينما يمتلك العديد من السيئات أهمها أنها تستجر طاقة ردية من الشبكة، وكذلك نحتاج إلى استعمال مقلعات الكترونية لتخفيف تيارات الإقلاع العالية، وكذلك نظراً لعدم إمكانية التحكم بالسرعة فإن حدوث أي تغيرات في سرعة الرياح تسبب تغيرات في الطاقة الميكانيكية المغذية لدائر العنفة ومنه تغير في عزم الدائر، ومع حدوث أية عاصفة ريحية سيزداد عزم الدائر بشكل كبير مع تغير قليل جداً في

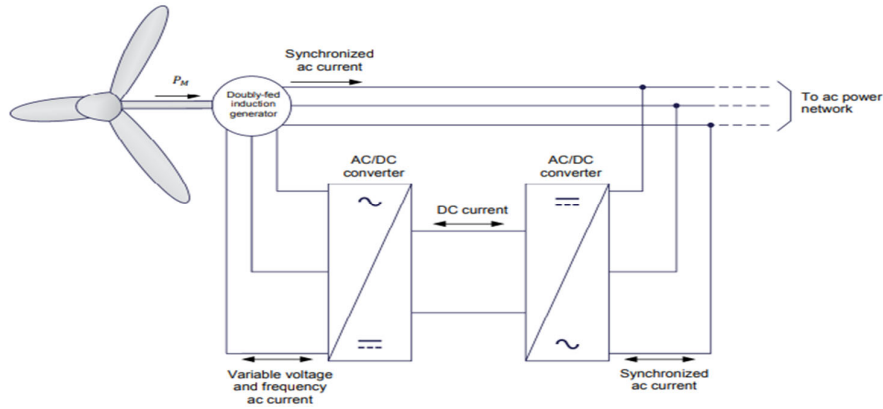
سرعة الدائر مما سيؤثر بشكل سلبي على المكونات الميكانيكية للعنفة خاصة علبة السرعة ويسبب ازدياد مفاجئ في عزم الدائر وبالتالي في طاقة خرج المولد الريحي مما يسبب عدم استقرار الشبكة المربوط إليها المولد الريحي.

- النوع الثاني Type 2: عبارة عن مولد تحريضي ذو دائر ملفوف WRIG مجهز بمقاومة خارجية متغيرة يربط مباشرة إلى الشبكة، يمتاز عن النوع الأول بزيادة إمكانية التحكم بالعزم وتخفيض الإجهاد الميكانيكي وتذبذب الاستطاعة كما هو موضح في الشكل (2-15)، في هذا النوع يصل مجال التحكم بالسرعة حوالي 10%.



الشكل (2-15): توضيح ربط النوع الثاني من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]

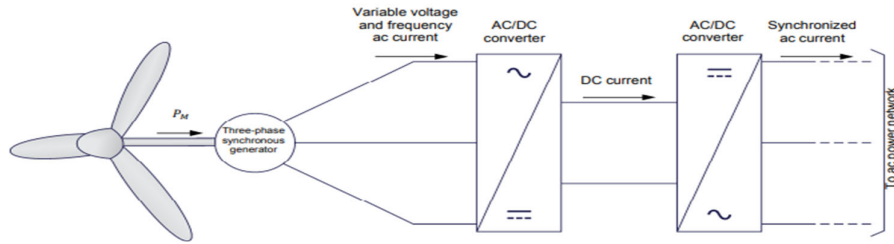
- النوع الثالث Type 3: عبارة عن مولد تحريضي مضاعف التغذية كما هو موضح في الشكل (2-16)، يربط فيه الجزء الثابت بشكل مباشر مع الشبكة، بينما يربط الدائر مع الشبكة عن طريق مبدل الكتروني يتم من خلاله التحكم بالتردد المغذي لملفات الدائر، وبالتالي التحكم بالاستطاعتين الفعلية والردية التي يقدمها الثابت للشبكة بشكل مستقل عن سرعة دوران العنفة، وسيتم شرح مبدأ عمله بالتفصيل لاحقاً كونه الأكثر انتشاراً في الآونة الأخيرة والنوع المستخدم في البحث.



الشكل (2-16): توضيح ربط النوع الثالث من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]

النوع الرابع Type 4: وهنا يمكن أن يكون مولد تحريضي IG أو مولد تزامني ذو مغناط دائمة PMSG، يرتبط هذا النوع بالشبكة عن طريق مبدل الكتروني لكامل الاستطاعة كما هو موضح في الشكل (2-17)، يكتسب هذا التصميم أهمية متزايدة كونه يتيح درجة كبيرة من المرونة في تلبية المتطلبات المختلفة لكود الشبكة.

في هذا النوع يجب أن يتحمل المبدل الالكتروني كامل استطاعة الآلة مما يؤثر على استطاعته وحجمه، أما في النوع السابق فإن المبدلات الالكترونية تستخدم لربط الجزء الدائر فقط مع الشبكة، وبالتالي فإن طاقة الخرج من أو إلى دائر المولد حوالي 30% فقط من طاقة خرج المولد كاملة مما يوفر في كلفة وضيعات المبدل الالكتروني المستعمل.



الشكل (2-17): توضيح ربط النوع الرابع من العنفات الريحية مع الشبكة الكهربائية [19]

2-5-1- مبدأ عمل العنفة الريحية مضاعفة التغذية DFIG [20]:

2-5-1-1- مقدمة:

شاع استخدام الآلات مضاعفة التغذية مؤخراً في تكنولوجيا توليد الكهرباء من الطاقة الريحية، وهي في أغلبها آلات تحريضية ذو دوائر ملفوف ثلاثية الطور يتم فيها تغذية ملفات الثابت والدوائر بالتيار المتناوب لذلك سميت بالآلة مضاعفة التغذية.

تعد المولدات التحريضية مضاعفة التغذية النمط الأشهر من المولدات المستخدمة في توليد الكهرباء من الطاقة الريحية لامتلاكها مزايا كبيرة تفوق مختلف الأنواع الأخرى، أولها الحفاظ على قيمة ثابتة تقريباً لمطال وتردد توتر الخرج الناتج وبالتالي لن تؤثر سرعة الرياح المختلفة على محرك العنفة الريحية، مما يجعل أمر ربط المولدات

الريحية مضاعفة التغذية مع شبكة التيار المتناوب بشكل مباشر والمحافظة على التزامن طيلة الوقت أمراً سهلاً، كما أنها تتميز بقدرتها على التحكم بعامل الاستطاعة (المحافظة على عامل استطاعة واحد).

2-5-1-2- مبدأ عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية DFIG Operation [21]:

يتشابه المولد التحريضي مضاعف التغذية في بنيته وآلية عمله مع كل من المولد التزامني ثلاثي الطور (من ناحية التحكم بالتوتر والتردد الذي يغذي ملفات التهيج) وكذلك يتشابه مع المولد التحريضي التقليدي (من ناحية تغذية ملفات الجزء الثابت بمنبع متناوب) لذلك لا بد من التذكير بمبدأ عملهما، ومن هنا جاءت تسمية التغذية المضاعفة للآلة من أن الدائر والثابت لهذه الأنظمة مرتبط بالشبكة.

سيتم التذكير أولاً بمبدأ عمل المولد التزامني ثلاثي الطور، حيث بتطبيق منبع تيار مستمر على ملف التحريض (ملف الدائر) يسري تيار مستمر يؤدي لتوليد سيالة مغناطيسية ثابتة ليست لها علاقة بالزمن لأنها تولدت من تيار مستمر، لذلك لا تتولد ولا تتعرض عند السكون أية قوة محرّكة كهربائية في أي من ملفات الثابت (المتحرض) أو ملفات الجزء الدائر على حد سواء، الآن إذا تم تغذية الجزء الدائر بطاقة ميكانيكية عبر مصدر خارجي أدت لدورانه بسرعة $n_1 = n$ أدى لدوران هذه السيالة بالسرعة نفسها، فيحدث معدل قطع بينها وبين ملفات المتحرض الساكنة لتتولد قوة محرّكة كهربائية لحظية، وبالتالي تم تحويل الطاقة الميكانيكية إلى طاقة كهربائية تؤخذ من ملفات الثابت.

وأيضاً نعلم مبدأ عمل المحرك التحريضي Single Fed Induction Generator، حيث بتطبيق جهد متناوب ثلاثي الطور تردده f_1 على ملفات الجزء الثابت تتشكل ساحة مغناطيسية دوارة تدور بالسرعة التزامنية n_1 ، تتقاطع هذه الساحة المغناطيسية الدوارة مع ملفات كل من الثابت والدائر وتحرض فيهما قوة محرّكة كهربائية متناوبة، وبما أن ملفات الجزء الدائر مقصورة يسري تيار كهربائية فيها فتتشكل في نواقل الجزء الدائر قوى ميكانيكية تشكل عزوماً دورانية تقوم بتدوير الآلة باتجاه دوران الساحة المغناطيسية وبسرعة n أقل من السرعة التزامنية n_1 .

الآن إذا أردنا تشغيل المحرك التحريضي كمولد تحريضي نتبع نفس مبدأ العمل مع تغذية الدائر بواسطة محرك خارجي وبسرعة n أعلى من السرعة التزامنية n_1 ، وهذا يعني أن الساحة المغناطيسية الدوارة أصبحت تدور باتجاه

معاكس لاتجاه دورانها السابق، مما يؤدي إلى عكس إشارة القوة المحركة الكهربائية المستنتجة في أطوار الجزء الدائر والتالي التيار المار فيها، هذا يعني عكس اتجاه القدرة بالنسبة للشبكة فبعد أن كانت هذه القدرة مستجرة من الشبكة أصبحت محقونة فيها.

بالنظر إلى مبدأ عمل المحرك التحريضي تم التفكير في السنوات الأخيرة بعدم السماح بضياح القدرة في الدائر كفاقد جول ومحاولة استرداد القدرة المصروفة وإعادة حقنها في الشبكة، وذلك بالاستعانة بالمقومات الالكترونية AC-DC-AC، بحيث يمكن لهذا الجسر أن يعمل في الاتجاهين، أي عند تشغيل الآلة كمحرك يأخذ التوتر المتناوب من الدائر ويقومه ثم يعمل على تحويله إلى توتر متناوب يحقن في الشبكة، بالمقابل يمكن أيضاً بواسطة هذا الجسر الالكتروني أخذ التوتر المتناوب من الشبكة وتحويلها إلى توتر مستمر يطبق على الجسر المعرج المرتبط بملفات الدائر، وبالتالي أصبح بإمكاننا التحكم بالتوتر والتردد المطبقين على ملفات الدائر، وهو وجه الشبه مع المولد التزامني حيث أن ملفات الدائر أصبحت مماثلة لملفات التحريض للمولد التزامني، بخلاف أن الحقل المغناطيسي الناشئ في دائر المولد التحريضي مضاعف التغذية ليس ثابتاً (غير مولد من منبع تيار مستمر كما في المولد التزامني) وإنما تم تغذية ملفات الدائر بمنبع متناوب أدى لنشوء ساحة مغناطيسية دوارة تتشابك مع ملفات الثابت.

هنا لابد من الإشارة أن الحقل في الثغرة الهوائية يدور بسرعة ناتجة عن العاملين التاليين، الأول سرعة الدائر القادمة من عزم ميكانيكي خارجي n_{rotor} ، والثاني تردد المنبع المتناوب f_{rotor} الذي يغذي ملفات الدائر ويؤدي لنشوء ساحة مغناطيسية دوارة، هذان العاملان يحددان سرعة الساحة المغناطيسية الدوارة المتشابكة مع ملفات الثابت $n_{\emptyset/stator}$ ، وبالتالي يحددان تردد الطاقة الكهربائية المأخوذة من الثابت f_{stator} .

وهنا نناقش حالتين في الآلة مضاعفة التغذية:

- حالة التشغيل تحت التزامن (Sub Synchronous) الموضحة في الشكل (2-18-a):

يكون فيها اتجاه الساحة المغناطيسية الدوارة الناشئة نتيجة تغذية ملفات الدائر من منبع تيار متناوب نفس اتجاه دوران محور المولد نتيجة تغذيته بالطاقة الميكانيكية من مصدر خارجي، بالتالي يعطى تردد توتر الجزء الثابت بالعلاقة الآتية:

$$f_{Stator} = \frac{n_{Rotor} \times N_{Poles}}{120} + f_{Rotor} \quad : (9-2)$$

- حالة التشغيل فوق التزامن (Super Synchronous) الموضحة في الشكل (2-18-b):

يكون فيها اتجاه الساحة المغناطيسية الدوارة الناشئة نتيجة تغذية ملفات الدائر من منبع تيار متناوب عكس اتجاه دوران محور المولد نتيجة تغذيته بالطاقة الميكانيكية من مصدر خارجي، بالتالي يعطى تردد توتر الجزء الثابت بالعلاقة الآتية:

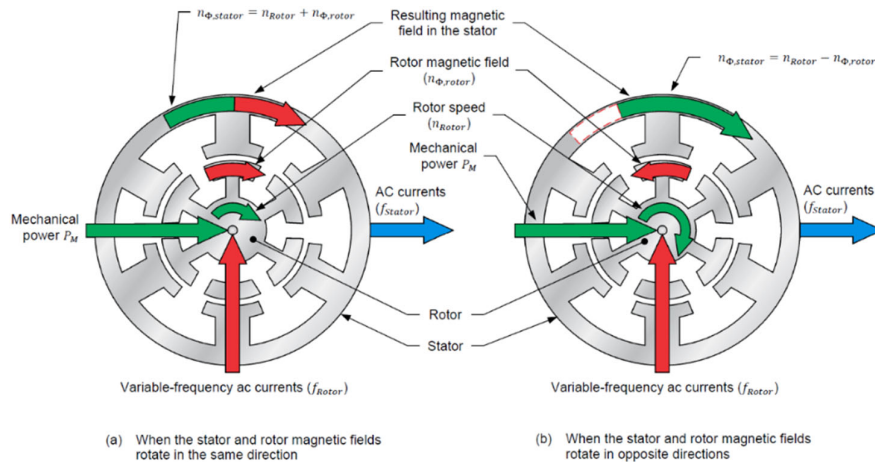
$$f_{Stator} = \frac{n_{Rotor} \times N_{Poles}}{120} - f_{Rotor} \quad : (10-2)$$

حيث: f_{Rotor} : تردد التوتر المطبق على الدائر [Hz].

f_{Stator} : تردد توتر الجزء الثابت [Hz].

n_{Rotor} : سرعة دوران الجزء الدائر [r/min].

N_{Poles} : عدد الأقطاب.



الشكل (2-18): مبدأ عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية [20]

وبالتالي ونتيجة عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية ضمن حالتي التشغيل المذكورتين أعلاه نستطيع الحصول دائماً على توتر ذو تردد ثابت متوافق مع تردد الشبكة المربوط إليها المولد، بحيث يتم تجاوز جميع التغيرات الحاصلة في سرعة دوران الجزء الدائر للمولد والتي سببها تقلبات الطاقة الميكانيكية المقدمة (مثل سرعة الرياح مثلاً)، وذلك من خلال التحكم وبشكل مستمر بقيمة تردد التوتر المطبق على الدائر بحيث تتحقق العلاقة الآتية:

$$f_{Rotor} = f_{Network} - \frac{n_{Rotor} \times N_{Poles}}{120} \quad : (11-2)$$

بالتالي نلاحظ من هذه العلاقة أنه عندما يدور الدائر بالسرعة التزامنية n_s ويكون التردد f_{Rotor} مساوياً للصفر (منبع DC) ينتج لدينا حالة المولد التزامني.

عندما تنقص سرعة الدائر n_{rotor} عن السرعة التزامنية الاسمية n_s ، يزداد وفقاً لذلك تردد المنبع المغذي لملفات الدائر ويكون ذو قطبية موجبة، أي أن المنبع المغذي لملفات الدائر يحقق تتابع أطوار ينشأ نتيجتها ساحة مغناطيسية دوارة تدور بنفس اتجاه دوران المولد كما في الشكل (2-18-a).

أما عندما تزداد سرعة الدائر n_{rotor} عن السرعة التزامنية الاسمية n_s ، يزداد وفقاً لذلك تردد المنبع المغذي لملفات الدائر ويكون ذو قطبية سالبة، أي أن المنبع المغذي لملفات الدائر يحقق تتابع أطوار ينشأ نتيجتها ساحة مغناطيسية تدور بعكس اتجاه دوران المولد كما في الشكل (2-18-b).

خلاصة القول بما أن الهدف الحصول على سرعة ساحة مغناطيسية في الثابت $n_{\phi/stator}$ تنشأ معها قوة محرك كهربائية متناسبة مع تردد وتوتر الشبكة المربوط إليها المولد، وجب الحفاظ على قيمة تدفق مغناطيسي معينة في الآلة وخاصة بملفات الجزء الثابت ويتم ذلك عن طريق التحكم بالمنبع المغذي لملفات الدائر بحيث يحقق نسبة V/f يتحقق فيها أن تكون قيمة الاستطاعة الردية في الجزء الثابت مساوية للصفر، وهو ما يشبه المولد التزامني حيث يتم التحكم بمنبع التيار المستمر المغذي لملفات الدائر لتكون قيمة الاستطاعة الردية مساوية للصفر في الجزء الثابت [20].

ويوضح الشكل (2- 19) مثال مرجعي يلخص فكرة عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية وقيمة الاستطاعة

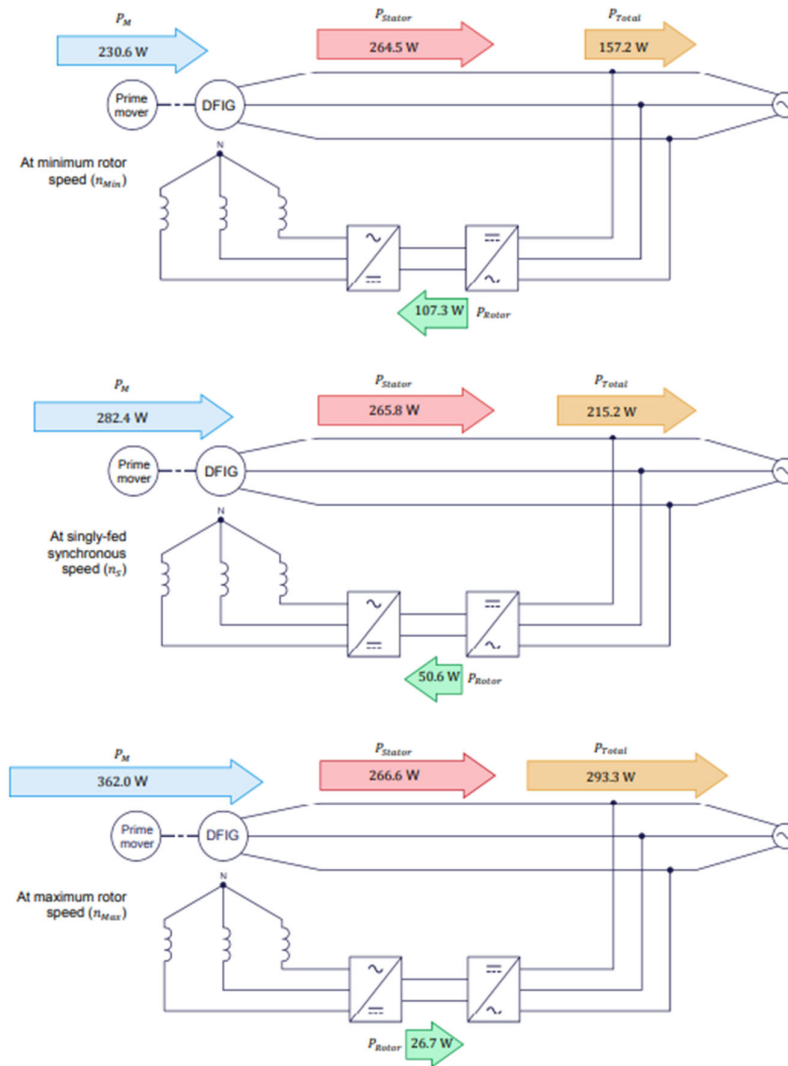
المحقونة في الشبكة عند دوران الدائر بالسرعة التزامنية وأقل من السرعة التزامنية وأعلى من السرعة التزامنية.

نلاحظ من الشكل أنه عند دوران المولد بالسرعة التزامنية فإن مقدار الاستطاعة التي يستهلكها الجزء الدائر قليل

مقارنة بمقدار الاستطاعة المعوضة عندما تكون سرعة الرياح منخفضة والدائر يدور بسرعة أقل بكثير من التزامنية،

أما عند دوران الدائر بسرعة أعلى من السرعة التزامنية فإن الاستطاعة الكلية المحقونة في الشبكة تكون من الجزأين

الثابت والدائر معاً.



الشكل (2- 19): توضيح آلية عمل المولد التحريضي مضاعف التغذية [20]

2-5-1-3- مزايا استخدام المولد التحريضي مضاعف التغذية في العنفات الريحية [20]:

- تعد المولدات التحريضية مضاعفة التغذية الأكثر انتشاراً اليوم في العنفات الريحية لامتلاكها العديد من المزايا تجعلها تتفوق على باقي أنواع العنفات الأخرى متغيرة السرعة، من أهم المزايا:
- التشغيل عند سرعة رياح مختلفة مع المحافظة على توتر وتردد خرج ثابت.
- الحصول على أكبر طاقة خرج ممكنة كتابع لتغيرات الرياح (الأمثلة).
- التخلص من التغيرات المفاجئة في عزم الدائر وبالتالي في طاقة الخرج المولدة.
- توليد الكهرباء عند سرعات رياح منخفضة.
- التحكم بعامل الاستطاعة والمحافظة عليه عند قيمة واحد تقريباً.
- نظراً لأن المبدل يتحكم بدارة الدائر، يستطيع المولد القيام باسترجار أو حقن استطاعة ردية من وإلى الشبكة المضيفة، لهذه الميزة انعكاسات هامة على استقرار التوتر للشبكة المضيفة إذ تسمح للمولد بدعم الشبكة خلال اضطرابات التوتر الشديدة لها بما يدعى LVRT.

الفصل الثالث

النمذجة والمحاكاة لشبكة مرجعية

Modeling & Simulation of
a Reference Network

3-1- مقدمة:

تم في هذا الفصل فرض شبكة كهربائية شعاعية مرجعية والعمل عليها وفق جزأين رئيسيين:

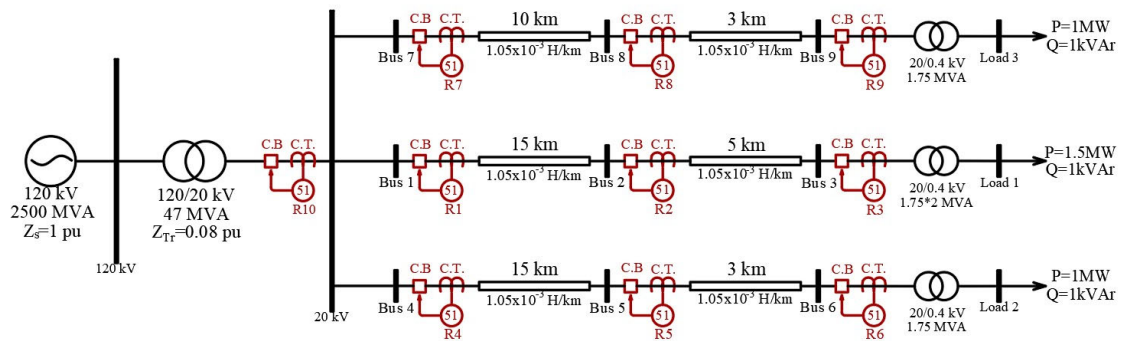
قدم الجزء الأول النموذج الرياضي لحواكم الحماية من التيار الزائد، إضافة إلى الأسس الحسابية اللازمة لإيجاد قيم تيارات الأعطال ثلاثية الطور المتوازن.

كما تضمن الجزء الثاني إيجاد نموذج المحاكاة للشبكة الكهربائية المدروسة، وكذلك نموذج حواكم الحماية من التيار الزائد بالاستعانة بـ MATLAB-SIMULINK.

ثم قمنا بربط نموذج العنفة الريحية مضاعفة التغذية إلى مواقع مختلفة من الشبكة المفروضة وذلك ضمن حالة عمل طبيعية وبفرض حدوث عطل ثلاثي متوازن، لمعرفة أثر إضافة العنفة الريحية على شبكة التوزيع المدروسة من حيث التغيير في جريان الاستطاعة واستجابة نظام الحماية الموجود مسبقاً ضمن شبكة التوزيع، وملاحظة الفوائد التي يمكن الحصول عليها نتيجة إضافة هذه المزارع الريحية.

3-2- تعيير حواكم الحماية للشبكة المرجعية:

يوضح الشكل (3-1) شبكة توزيع شعاعية كهربائية تتألف من ثلاثة مغذيات رئيسية تعمل عند توتر $[20 \text{ kV}]$ ، تحتوي حاكمة حماية من التيار الزائد في بداية كل خط نوع CO-8، المعطيات الخاصة بالمولد والمحولات والأحمال مبينة على الشكل.



الشكل (3-1): مخطط شبكة التوزيع الكهربائية المرجعية المدروسة [11]

تحسب ممانعة خط النقل وفق الآتي:

$$X_{Line} = 2\pi * f * L \quad [\Omega/km] \quad : (1-3)$$

$$X_{Line} = 2\pi * 50 * 1.05 * 10^{-3} = 0.329 \quad [\Omega/km]$$

حيث: L: مفاعلة الخط $[H/km]$.

f: التردد $[HZ]$.

بناء عليه يوضح الجدول الآتي بيانات خطوط النقل للشبكة المرجعية.

الجدول (1-3): بيانات خطوط النقل للشبكة المرجعية [11]

رقم الخط	بداية الخط	نهاية الخط	طول الخط [km]	ممانعة الخط $x \quad [\Omega/km]$
1	1	2	15	0.329
2	2	3	5	0.329
3	4	5	15	0.329
4	5	6	3	0.329
5	7	8	10	0.329
6	8	9	3	0.329

نقوم بحساب كافة الممانعات بالأوم لرسم الدارة المكافئة للشبكة المرجعية المذكورة وفق الآتي:

تحسب ممانعة المنبع اعتماداً على العلاقة الآتية:

$$Z_{source} = \frac{V^2}{S_{SC}} \quad [\Omega] \quad : (2-3)$$

حيث: V: التوتر $[kV]$.

S_{SC} : استطاعة القصر للشبكة $[MVA]$.

$$Z_{source} = \frac{(120 * 10^3)^2}{2500 * 10^6} = 5.76 \quad [\Omega]$$

كما تحسب ممانعة المحولة كما يلي:

$$Z = Z_{pu} * Z_{Base} = Z_{pu} * \frac{U^2}{S} \quad [\Omega] \quad : (3-3)$$

حيث: Z_{pu} : ممانعة العنصر مقدرة بالقيمة الواحدة.

U : توتر الأساس [kV].

S : استطاعة الأساس [MVA].

$$Z_{Tr} = 0.08 * \frac{(120 * 10^3)^2}{47 * 10^6} = 24.5 [\Omega]$$

توضح النتائج الآتية ممانعات خطوط النقل بالأوم اعتماداً على العلاقة (3-1) بعد الأخذ بعين الاعتبار طول

كل خط نقل وبإهمال مقاومة الخط، وبعد نسب ممانعة خط النقل إلى الطرف الأولي من المحولة وفق العلاقة

الآتية:

$$Z_{\Omega, new} = Z_{\Omega, old} \times \left(\frac{V_{base, new}}{V_{base, old}} \right)^2 \quad : (4-3)$$

$$Z_{Line(1-2/4-5)} = X_{Line} * l = 0.329 * 15 = 4.95 [\Omega] : 20 [kV]$$

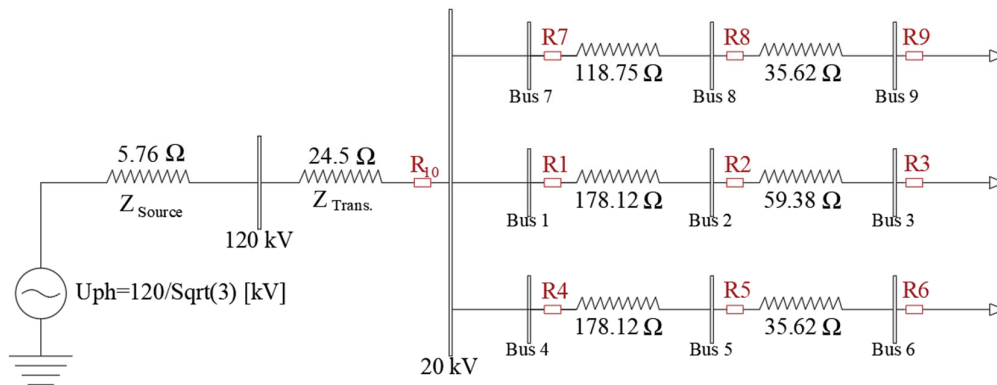
$$\Rightarrow Z_{Line(1-2/4-5)} = 4.95 \times \left(\frac{120}{20} \right)^2 = 178.12 [\Omega] : 120 [kV]$$

$$Z_{Line(2-3)} = 0.329 * 5 = 1.64 [\Omega] : 20 [kV] = 59.38 [\Omega] : 120 [kV]$$

$$Z_{Line(7-8)} = 0.329 * 10 = 3.29 [\Omega] : 20 [kV] = 118.75 [\Omega] : 120 [kV]$$

$$Z_{Line(5-6/8-9)} = 0.329 * 3 = 0.989 [\Omega] : 20 [kV] = 35.62 [\Omega] : 120 [kV]$$

ومنه يوضح الشكل (3-2) الدارة المكافئة للشبكة المرجعية بناء على قيم الممانعات المحسوبة سابقاً بالأوم.



الشكل (3-2): الدارة المكافئة للشبكة المرجعية المذكورة

ثم ننتقل لتصميم نظام الحماية الذي يعتمد على الحسابات الدقيقة لتيارات الخطوط قبل وأثناء حدوث الأعطال لكافة الباسبارات.

- حساب التيارات الاسمية لكافة الباسبارات وفق العلاقة الآتية:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [A] \quad : (5-3)$$

$$I_{n1,2,3} = \frac{1.5 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^3 j}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 43.3 + 0.028j = 43.3 < 0.038[A]$$

$$I_{n4,5,6,7,8,9} = \frac{1 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^3 j}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 28.86 + 0.028j = 28.86 < 0.057[A]$$

$$I_{n20kV} = \frac{3.5 \cdot 10^6 + 3 \cdot 10^3 j}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 101 + 0.08j = 101 < 0.049[A]$$

- حساب تيارات القصر للعطل ثلاثي الطور المتوازن وفق العلاقة الآتية:

$$I_f = \frac{U}{Z_{total}} \quad [A] \quad : (6-3)$$

$$I_{fBus9} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5 + 118.75 + 35.62)} = 375.24[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus9} = 375.24 \left(\frac{120}{20} \right) = 2251.48 [A]: 20 [kV]$$

$$I_{fBus8} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5 + 118.75)} = 464.95[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus8} = 464.95 \left(\frac{120}{20} \right) = 2789.69 [A]: 20 [kV]$$

$$I_{fBus3} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5 + 178.12 + 59.38)} = 258.75[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus3} = 258.75 \left(\frac{120}{20} \right) = 1552.48 [A]: 20 [kV]$$

$$I_{fBus2,Bus5} = \frac{120 * 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5 + 178.12)} = 332.5[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus2,Bus5} = 332.5 \left(\frac{120}{20} \right) = 1995.06 [A]: 20 [kV]$$

$$I_{fBus6} = \frac{120 * 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5 + 178.12 + 35.62)} = 283.95[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus6} = 283.94 \left(\frac{120}{20} \right) = 1703.65 [A]: 20 [kV]$$

$$I_{fBus1,Bus4,Bus7,20kV} = \frac{120 * 10^3}{\sqrt{3}(5.76 + 24.5)} = 2289.55[A]: 120 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus1,Bus4,Bus7,20kV} = 2289.55 \left(\frac{120}{20} \right) = 13737.35 [A]: 20 [kV]$$

يتم اختيار قيم نسب محولات التيار CT الواجب استخدامها عند حواكم الحماية بالمقارنة بين التيار الاسمي وتيار

القصر الأعظمي واختيار القيمة الأعلى بينهما، بحيث تتحقق النسبة الآتية:

$$I_{sc}(5/X) \leq 100 [A] \quad : (7-3)$$

باعتبار أن صنف محولة التيار المختار هو C100، تعني هذه النسبة أن التيار في ثانوي المحول يجب أن لا يتجاوز قيمة 100 [A] عند القصر وهي القيمة الحدية التي تصل المحولة عندها إلى الإشباع، بينما التيار المار في المحولة بالحالة الطبيعية يجب أن لا يتجاوز 5 أمبير.

بناء عليه يوضح الجدول (3-2) قيم محولات التيار المختارة لكل حاكمة حماية من التيار الزائد في الشبكة المرجعية المذكورة.

ثم نقوم بضبط تيار التعيير واختيار منحنى الزمن المناسب لكافة حمايات الشبكة المرجعية المذكورة، وسيتم ذكر الحسابات بالتفصيل لحواكم الحماية الموجودة ضمن المخرج الأوسط من الشبكة المرجعية Relay 1,2,3,10، ليتم تعيير بقية حواكم الشبكة بنفس الطريقة.

الجدول (3-2): ملخص حسابات نسب محولات التيار لكل حاكمة ضمن الشبكة المرجعية

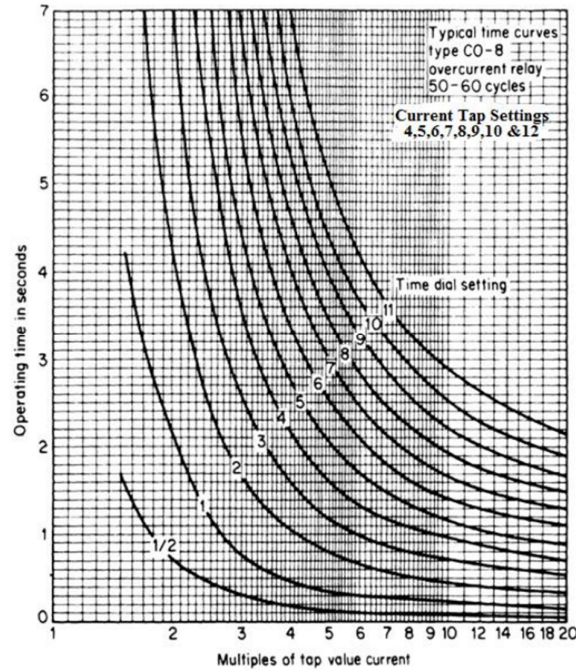
Relay No.	Bus ID.	S [MVA]	I_{sc} [A]	$0.05 \cdot I_{sc}$	I_n [A]	CT Ratio
R10	20 kV	3.5+3j	13737.35	686.86	101 [A]	700/5
R01	Bus 01	1.5+1j	13737.35	686.86	43.3 [A]	700/5
R02	Bus 02	1.5+1j	1995.06	99.753	43.3 [A]	100/5
R03	Bus 03	1.5+1j	1552.48	77.624	43.3 [A]	100/5
R04	Bus 04	1+1j	13737.35	686.86	28.86 [A]	700/5
R05	Bus 05	1+1j	1995.06	99.753	28.86 [A]	100/5
R06	Bus 06	1+1j	1703.65	85.182	28.86 [A]	100/5
R07	Bus 07	1+1j	13737.35	686.86	28.86 [A]	700/5
R08	Bus 08	1+1j	2789.69	139.48	28.86 [A]	200/5
R09	Bus 09	1+1j	2251.48	112.57	28.86 [A]	200/5

مواصفات حاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة CO-8:

CTS or Pick-up Setting: 4 to 12 [A] in Steps of 1 [A]

Time Dial Setting: As in Figure (3-3)

Instantaneous: 6 to 144 [A] In Steps of 1 [A]



الشكل (3-3): المنحنيات الزمنية العكسية لحاكمة الحماية من زيادة التيار CO-8 [11]

- ضبط قيمة تيار فصل العنصر اللحظي Instantaneous Unit:

سيتم ضبط العنصر اللحظي لحواكم الحماية Relay 3,2 وفق القانون الآتي:

$$Setting\ of\ Inst.\ Element = \frac{0.5 \times I_{Sc}}{CTR} \quad : (8-3)$$

حيث: I_{Sc} : تيار القصر [A].

CTR : نسبة تحويل محولة التيار.

Relay 3:

$$I_{inst.R3} = \frac{0.5 \times I_{fBus3}}{CTR_3} = 0.5 \times 1552.48 \times (5/100) = 38.81 [A]$$

$$\Rightarrow Set\ 39 [A] \text{ Secondary of } R3$$

ومنه قيمة تيار فصل العنصر اللحظي عند أولي محولة التيار الموجودة على طرفي الحاكمة R3:

$$I_{inst.R3} = 39 \times \frac{100}{5} = 780 [A] \text{ Primary of } R3$$

Relay 2:

$$I_{inst.R2} = \frac{0.5 \times I_{fBus3}}{CTR_2} = 0.5 \times 1552.48 \times (5/100) = 38.81 [A]$$

$$\Rightarrow Set\ 39 [A] \text{ Secondary of } R2$$

ومنه قيمة تيار فصل العنصر اللحظي عند أولي محولة التيار الموجودة على طرفي الحاكمة R2:

$$I_{inst.R2} = 39 \times \frac{100}{5} = 780 [A] \text{ Primary of } R2$$

مع ملاحظة عدم ضبط العنصر اللحظي الخاص بالحماية الأولى لضمان عدم الوصول إلى حالة فقدان التنسيق

بين حمايات خطوط التوزيع وحمايات المحولة.

- ضبط تيار التعيير للحاكمة Pick-up or Plug Setting:

يتم ضبط تيار التعيير لحواكم الحماية من التيار الزائد اعتماداً على العلاقة (2-2) وفق الآتي:

$$I_{\text{Pick-up Relay}} = (OLF \times I_{\text{nom}}) / CTR \quad [A]$$

$$\text{Relay 2, Relay 3 : } I_{\text{Pick-up R2,3}} = (1.5 \times 43.3) \times \frac{5}{100} = 3.2 \text{ [A]}$$

$$\Rightarrow \text{Pick - up Set @ 4[A]}$$

$$\text{Relay 1: } I_{\text{Pick-up R1}} = (1.5 \times 43.3) \times \frac{5}{700} = 0.46 \text{ [A]}$$

$$\Rightarrow \text{Pick - up Set @ 4[A]}$$

$$\text{Relay 10: } I_{\text{Pick-up R10}} = (1.5 \times 101) \times \frac{5}{700} = 1.1 \text{ [A]}$$

$$\Rightarrow \text{Pick - up Set @ 4[A]}$$

- تحديد منحنى الزمن الخاص بكل حاكمة TDS:

سوف نقوم بالتنسيق بين الحماية مستخدمين تيار العطل ثلاثي الطور المتوازن باعتباره تيار العطل الأعظمي، ولرغبنا بفصل الأعطال بأسرع ما يمكن نختار أقل منحنى زمن للحواكم الأبعد عن المنبع.

$$\text{Relay 3: } TDS_3 = 1/2$$

اعتماداً على العلاقات (2-4) و (2-5) سنقوم بتحديد منحنى الزمن الخاص بكل حاكمة وبالتالي معرفة زمن استجابة هذه الحواكم.

لمعرفة زمن استجابة الحاكمة R3 نقوم بحساب النسبة PSM_{3b} :

$$PSM_{3b} = \frac{I_{\text{inst.R3}} / CTR_3}{I_{\text{Pick-up R3}}} = \frac{39}{4} = 9.75 \text{ times}$$

وبتقاطع نسبة أمثال تيار التعيير PSM_{3b} مع منحنى الزمن المختار TDS_3 يكون زمن تشغيل الحاكمة R3:

$$t_{3b} = 0.12 \text{ [Sec]}$$

يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة الثانية R2 عن زمن عمل الحاكمة الثالثة t_{3b} وأخطاء الحسابات التقريبية وذلك للتنسيق مع الحاكمة R3، ومنه يكون:

$$t_{2a} = 0.12 + 0.1 + 0.3 = 0.52 \text{ [Sec]}$$

إذن يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة الثانية عن القيمة t_{2a} من أجل عطل ثلاثي الطور بعد الحاكمة R3 لتكون الحاكمة R2 احتياطية لهذه الأعطال في حال عدم استجابة الحاكمة الأساسية R3، وبناء عليه يتم تحديد منحنى الزمن للحاكمة الثانية بالأخذ بعين الاعتبار نسبة التيار المار في الحاكمة R3 أثناء القصر إلى تيار التعيير وفق ما يلي:

$$PSM_{2a} = \frac{I_{inst.R3}/CTR_2}{I_{Pick-up R2}} = \frac{39}{4} = 9.75 \text{ times}$$

بتقاطع النسبة PSM_{2a} مع زمن تشغيل الحاكمة الثانية t_{2a} نختار منحنى زمن الحاكمة R2:

$$\text{Relay 2: } TDS_2 = 1$$

الآن لتحديد زمن استجابة الحاكمة الثانية R2 كونها حاكمة أساسية لفصل الأعطال الحاصلة عند قضيب التجميع Bus 3 نقوم بحساب النسبة:

$$PSM_{2b} = \frac{I_{inst.R3}/CTR_2}{I_{Pick-up R2}} = \frac{39}{4} = 9.75 \text{ times}$$

بتقاطع النسبة PSM_{2b} مع منحنى الزمن المختار TDS_2 ، يكون زمن استجابة الحاكمة R2 هو:

$$t_{2b} = 0.36 \text{ [Sec]}$$

يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة R1 عن زمن عمل الحاكمة الثانية t_{2b} وأخطاء الحسابات التقريبية وذلك للتنسيق مع الحاكمة R2، ومنه يكون:

$$t_{1a} = 0.36 + 0.1 + 0.3 = 0.76 \text{ [Sec]}$$

إذن يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة الأولى عن القيمة t_{1a} من أجل عطل ثلاثي الطور بعد الحاكمة R2 لتكون الحاكمة R1 احتياطية لهذه الأعطال في حال عدم استجابة الحاكمة الأساسية R2، وبناء عليه يتم تحديد منحنى الزمن للحاكمة الثانية بالأخذ بعين الاعتبار نسبة التيار المار في الحاكمة R2 أثناء القصر إلى تيار التعيير وفق ما يلي:

$$PSM_{1a} = \frac{I_{fBus R3}/CTR_1}{I_{Pick-up R1}} = \frac{11.08}{4} = 2.77 \text{ times}$$

بتقاطع النسبة PSM_{1a} مع زمن تشغيل الحاكمة الأولى t_{1a} نختار منحنى زمن الحاكمة R1:

$$\text{Relay 1: } TDS_1 = 1$$

الآن لتحديد زمن استجابة الحاكمة الأولى R1 كونها حاكمة أساسية لفصل الأعطال الحاصلة عند قضيب التجميع Bus 2 نقوم بحساب النسبة:

$$PSM_{1b} = \frac{I_{fBus R2}/CTR_1}{I_{Pick-up R1}} = \frac{14.25}{4} = 3.5 \text{ times}$$

بتقاطع النسبة PSM_{1b} مع منحنى الزمن المختار TDS_1 ، يكون زمن استجابة الحاكمة R1 هو:

$$t_{1b} = 0.5 \text{ [Sec]}$$

يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة R10 عن زمن عمل الحاكمة الأولى t_{1b} وأخطاء الحسابات التقريبية وذلك للتنسيق مع الحاكمة R1، ومنه يكون:

$$t_{10a} = 0.5 + 0.1 + 0.3 = 0.9 \text{ [Sec]}$$

إذن يجب أن لا يقل زمن عمل الحاكمة R10 عن القيمة t_{10a} وبناء عليه يتم تحديد منحنى الزمن للحاكمة R10 بالأخذ بعين الاعتبار نسبة التيار المار في الحاكمة التاسعة أثناء القصر إلى تيار التعيير وفق ما يلي:

$$PSM_{10a} = \frac{I_{fBus R9}/CTR_{10}}{I_{Pick-up R10}} = \frac{16.08}{4} = 4.02 \text{ times}$$

بتقاطع النسبة PSM_{10a} مع زمن تشغيل الحاكمة العاشرة t_{10a} نخنار منحني زمن الحاكمة R10:

$$\text{Relay 10: } TDS_{10} = 2$$

وعليه تم حساب منحنيات الزمن وقيم التعيير للحواكم ضمن المغذي الأوسط من الشبكة، ويتم تكرار ذلك لجميع حواكم الحماية الموجودة ضمن الشبكة، حيث يوضح الجدول الآتي القيم المضبوطة لجميع الحواكم.

الجدول (3-3): القيم المحسوبة لحواكم الحماية من التيار الزائد ضمن الشبكة المرجعية

Relay No.	I_n [A]	$I_{pick-up}$ [A]	TDS
R10	101 [A]	4	2
R01	43.3 [A]	4	1
R02	43.3 [A]	4	1
R03	43.3 [A]	4	1/2
R04	28.86 [A]	4	1
R05	28.86 [A]	4	1
R06	28.86 [A]	4	1/2
R07	28.86 [A]	4	1
R08	28.86 [A]	4	1
R09	28.86 [A]	4	1/2

3-3- النمذجة والمحاكاة للشبكة المرجعية:

سيتم نمذجة حاكمة الحماية من التيار الزائد ثم نمذجة الشبكة المرجعية المذكورة متضمنة كافة حواكم الحماية وفق القيم التصميمية المحسوبة سابقاً التي تضمن تحقيق التنسيق بين الحماية وكذلك الانتقائية المطلوبة بفصل الجزء المعطل من الشبكة فقط، وذلك بالاستعانة بـ MATLAB-SIMULINK .

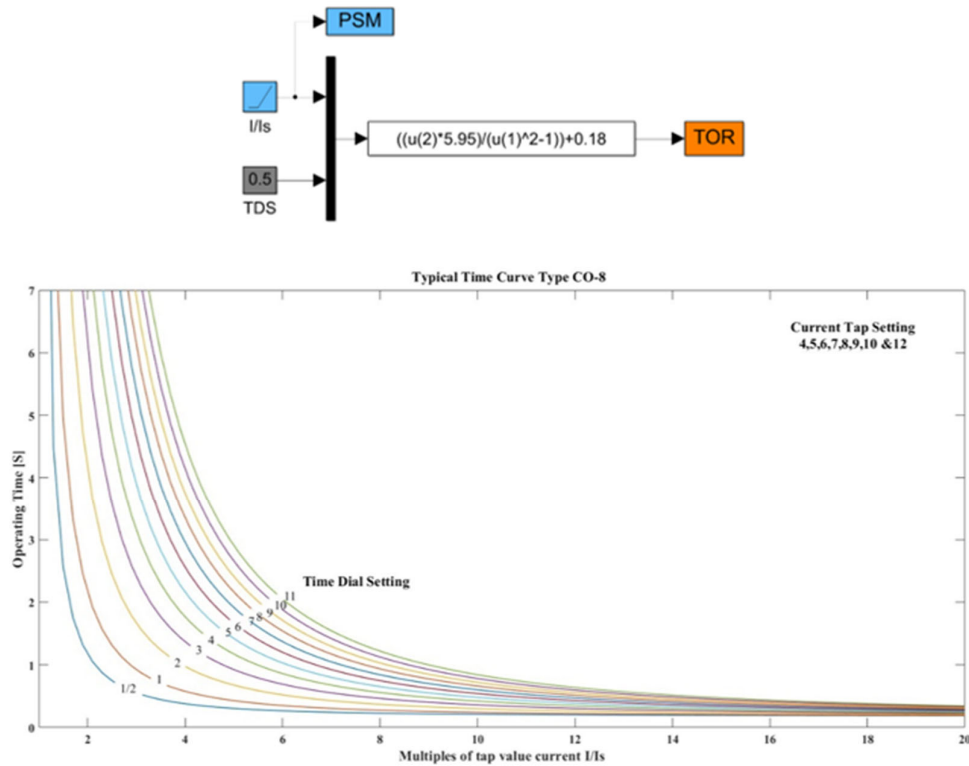
ثم سنقوم بإدخال العنفة الريحية مضاعفة التغذية DFIG والنمذجة ضمن بيئة MATLAB-SIMULINK إلى مواقع مختلفة من الشبكة وباستطاعات مختلفة، وتحليل جريان الحمولة قبل وبعد إضافة العنفة الريحية ومعرفة أثرها على بارامترات الشبكة سواء التوتر أو التيار في حالة التشغيل النظامية وبعد حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن، كما سيتم مراقبة استجابة الحواكم من التيار الزائد قبل وبعد دخول التوليد الموزع في مختلف الحالات المدروسة.

3-3-1- نموذج المحاكاة لحاكمة الحماية من التيار الزائد Over Current Relay Simulink:

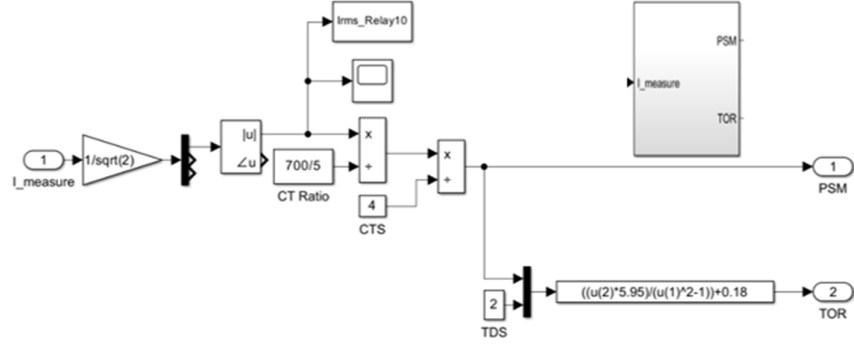
ذكر سابقاً أن حاكمة الحماية المستخدمة ضمن الشبكة المرجعية هي نوع CO-8، وبالتالي بناءً على الجدول (2-2) والمعادلة (1-2) المذكورين أعلاه يحدد زمن استجابة هذه الحماية بعد تعويض الثوابت المناسبة ضمنها بالعلاقة الآتية:

$$t = \frac{TDS * 5.95}{(I/I_s)^2 - 1} + 0.18 \quad : (3-9)$$

يوضح الشكل (3-4) نمذجة معادلة زمن الاستجابة ومنه منحنيات الخواص T-I Curve الخاصة بها. بالتالي بإدخال التيار الذي تراه الحاكمة وهو تيار الباسبار المربوطة إليه مقسوماً على تيار التعيير الذي تم ضبطه تحليلياً نحصل على النسبة PSM الذي تستخدم ضمن نموذج معادلة زمن الاستجابة، كما هو موضح في الشكل (3-5).



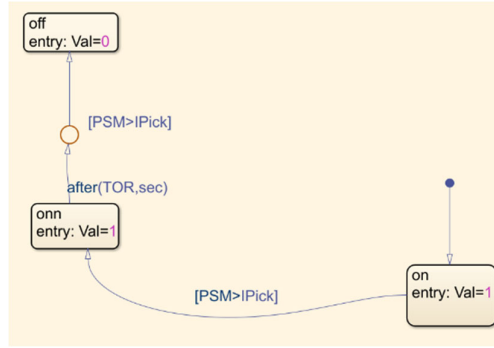
الشكل (3-4): نموذج زمن الاستجابة ومنحنيات الخواص التابعة للحماية CO-8



الشكل (3-5): جزء من نموذج حاكمة الحماية من التيار الزائد ضمن بيئة الـ MATLAB

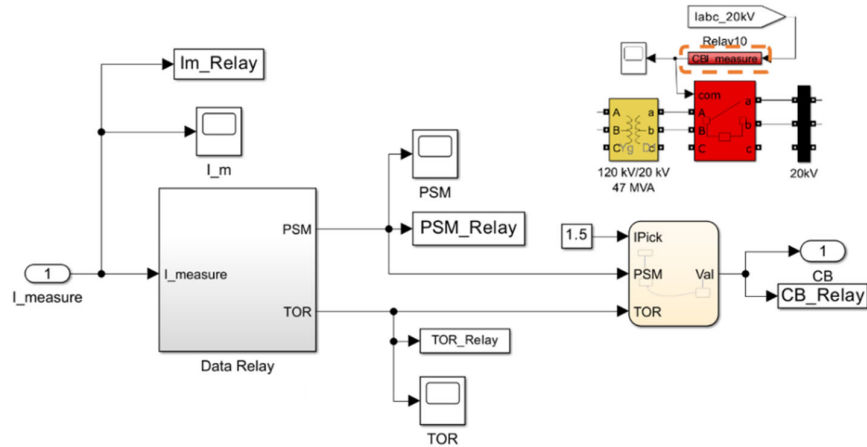
بالاستعانة بمكتبة State Flow ضمن بيئة الـ Matlab يتم نمذجة الحاكمة لتعطي أمر الفصل للمقاطع الآلي بعد

زمن فصل معين، كما هو موضح في الشكل (3-6):



الشكل (3-6): نموذج MATLAB-Stat Flow لحاكمة الحماية من التيار الزائد

ومنه يوضح الشكل (3-7) نموذج حاكمة الحماية من التيار الزائد.

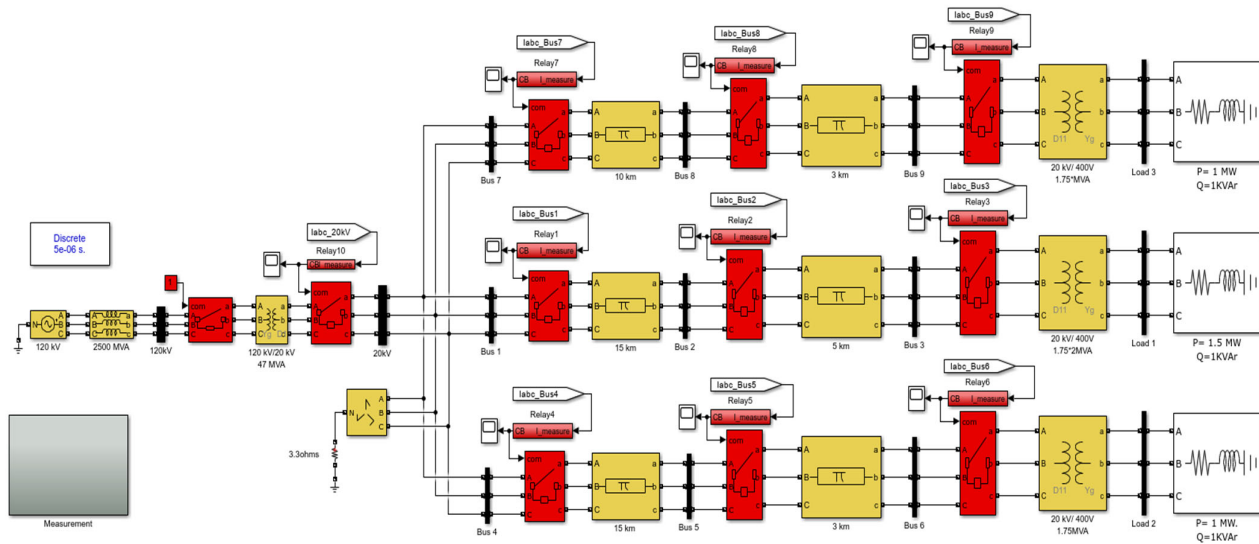


الشكل (3-7): النموذج المقترح لحاكمة الحماية من التيار الزائد ضمن بيئة الـ MATLAB

2-3-3 نموذج شبكة التوزيع الكهربائية المدروسة:

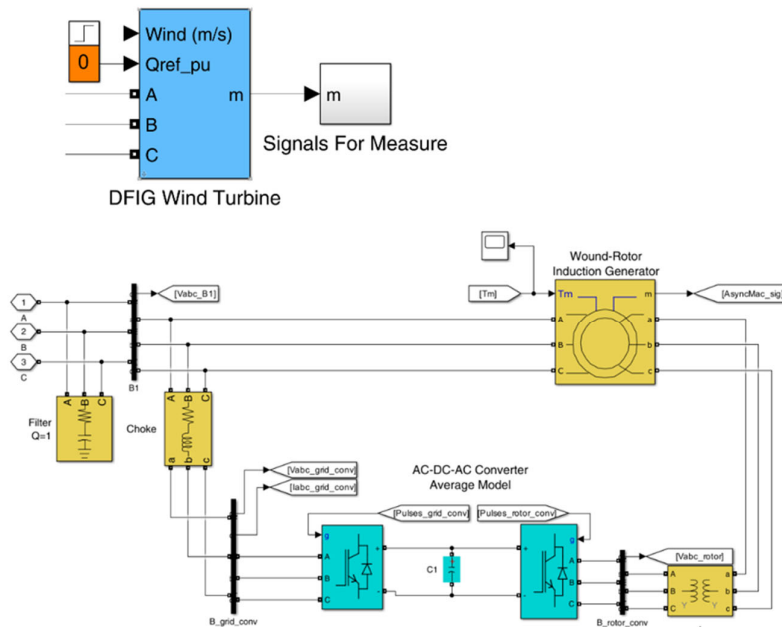
يوضح الشكل (3-8) نموذج الشبكة المرجعية متضمنة حواكم الحماية من التيار الزائد التي تمت نمذجتها في

الفقرة السابقة، وذلك قبل إدخال التوليد الموزع.



الشكل (3-8): نموذج الشبكة المرجعية ضمن بيئة الـ MATLAB

كما يوضح الشكل نموذج العنفة الريحية مضاعفة التغذية المدرج ضمن بيئة الـ MATLAB-SIMULINK.



الشكل (3-9): نموذج العنفة الريحية مضاعفة التغذية ضمن بيئة الـ MATLAB

يبين الجدول الآتي معطيات المولد الريحي المستخدم.

الجدول (3-4): معطيات المولد الريحي DFIG [22]

Parameters	DFIG
Nominal Power [MW]	1.5
Power Factor	0.9
Rated Voltage [V]	575
Rated Frequency [Hz]	50
Stator Leakage Impedance L_{ls} [pu]	0.18
Rotor Leakage Impedance L_{lr} [pu]	0.16
Magnetizing Inductance L_m [pu]	2.9
Number of Pole Pairs	3
Nominal DC Bus Voltage [V]	1150
DC Bus Capacitor [F]	0.01

3-4- الحالات المدروسة:

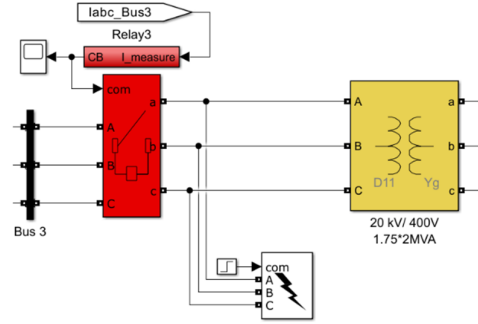
سيتم دراسة مجموعة من حالات التشغيل المختلفة ومقارنة النتائج قبل وبعد إضافة التوليد الموزع لتحليل أثر إضافة العنفة الريحية على شبكة التوزيع الكهربائية المذكورة.

تم إجراء تحليل جريان الحمولة للشبكة المرجعية بالاستعانة ببيئة الـ MATLAB واستخدام أداة Load Flow Analysis، ويبين الجدول (3-5) قيم التوترات والتيارات الاسمية وقيم تيارات الأعطال ثلاثية الطور المتوازنة.

الجدول (3-5): قيم التيارات والتوترات والتيارات الأعطال من برنامج الـ MATLAB

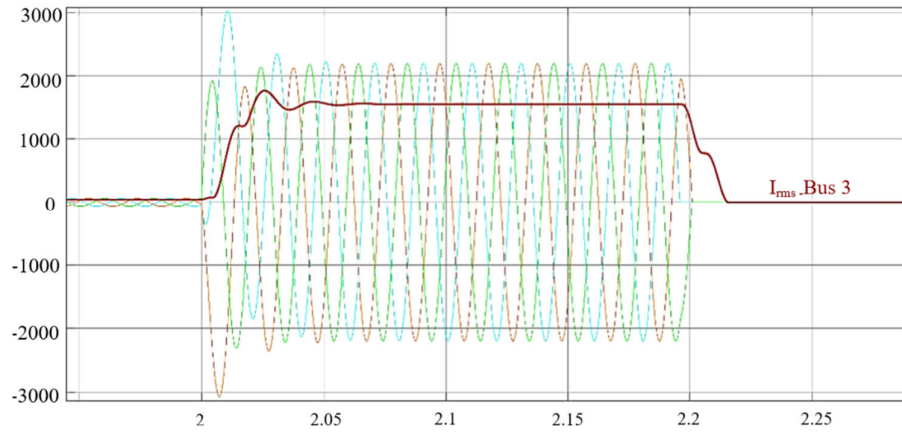
Bus ID.	Voltage Amp. [kV]	Bus Current [A]	3ph Fault Current [A]
20 kV	19.947	100.6 [A]	7581
Bus 01	19.947	42.54 [A]	7581
Bus 02	19.770	42.63 [A]	1717
Bus 03	19.711	42.66 [A]	1363
Bus 04	19.947	28.71 [A]	7581
Bus 05	19.828	28.79 [A]	1716
Bus 06	19.803	28.81 [A]	1485
Bus 07	19.947	28.71 [A]	7581
Bus 08	19.870	28.79 [A]	2318
Bus 09	19.847	28.81 [A]	1485

- الحالة الأولى: استجابة الحماية ضمن الشبكة المرجعية بالشكل الصحيح وذلك عند حدوث عطل ثلاثي الطور قريب من Bus 3.



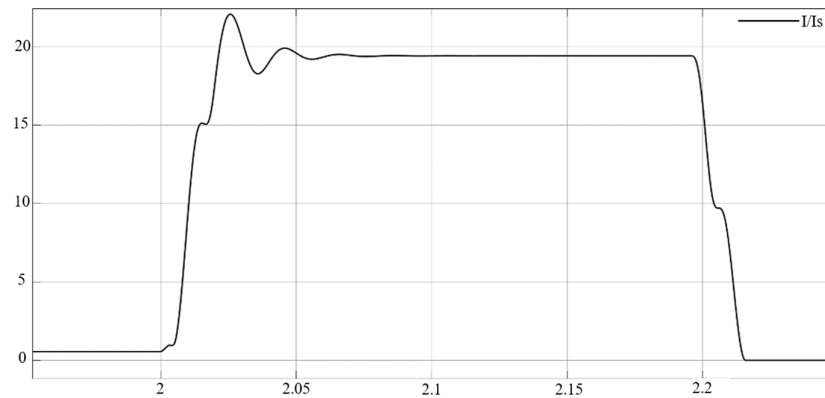
الشكل (3-10): حدوث عطل ثلاثي الطور عند Bus 3

يوضح الشكل تيار العطل ثلاثي الطور بقيمته العظمى والفعالة:



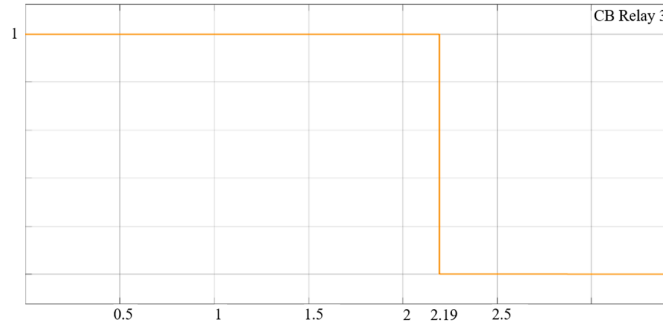
الشكل (3-11): تيار العطل المتوازن لـ Bus3 واستجابة الحاكمة R3 لفصل العطل

ويوضح الشكل النسبة PSM أو ما يسمى I/I_s :



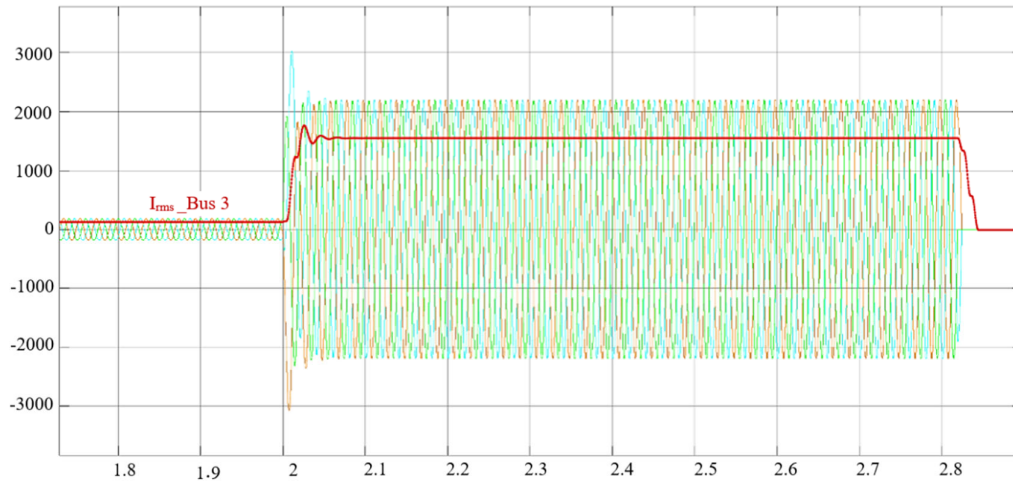
الشكل (3-12): النسبة PSM عند حدوث عطل متوازن قريب من Bus 3

بناءً عليه استجابت الحاكمة R3 لهذا العطل باعتبارها حاكمة أساسية بعد زمن فصل قيمته 0.19 [Sec] ليتم فصل الجزء المعطل فقط من الشبكة كما هو موضح في الشكل الآتي.



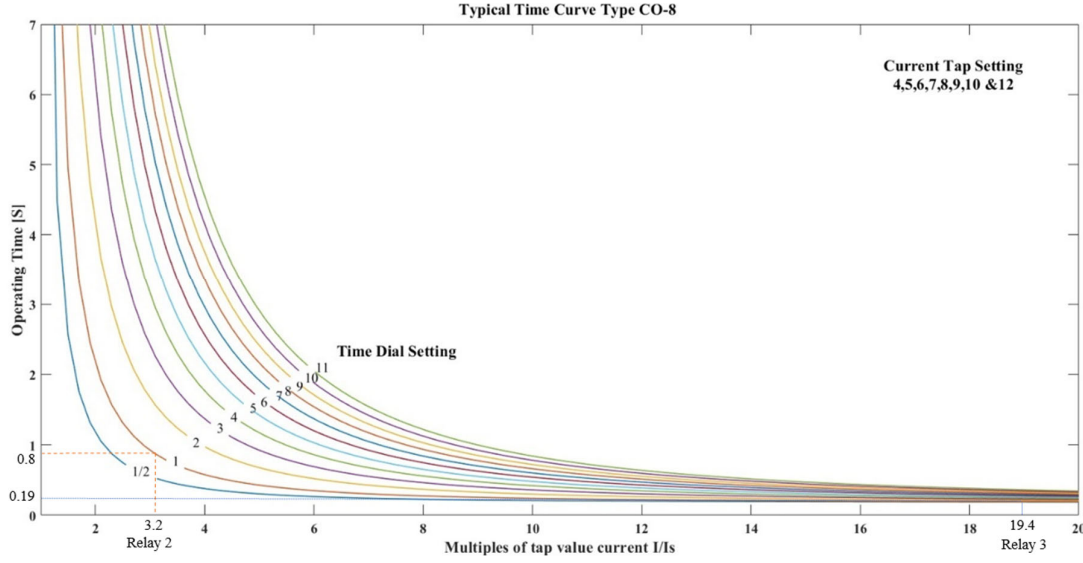
الشكل (3-13): استجابة الحاكمة R3 عند حدوث عطل متوازن عند Bus 3

وفي حال عدم استجابة الحاكمة الأساسية R3 لأي سبب كان، يجب عندها أن تستجيب الحاكمة الاحتياطية R2 لفصل هذا العطل، حيث يوضح الشكل تيار العطل الثلاثي المتوازن السابق بقيمته العظمى والفعالة في حال عدم استجابة الحاكمة R3 لفصل العطل.



الشكل (3-14): تيار العطل المتوازن ل Bus3 واستجابة الحاكمة R2 لفصل العطل

بالنظر إلى منحنيات الخواص لحاكمة الحماية من التيار الزائد، يوضح الشكل منحنيات الزمن العكسية المعيرة عليها كل من الحواكم مع زمن الاستجابة لفصل العطل للحاكمة الأساسية R3 والحاكمة الاحتياطية R2.

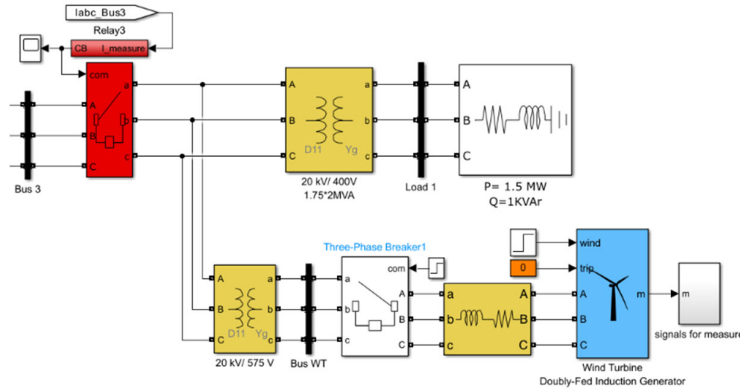


الشكل (3-15): توضيح التنسيق بين عمل الحاكمتين R2,R3 لفصل العطل المتوازن عند Bus 3

- الحالة الثانية: إضافة العنفة الريحية إلى Bus 3 باستطاعات مختلفة وضمن حالة تشغيل نظامية دون وجود عطل.

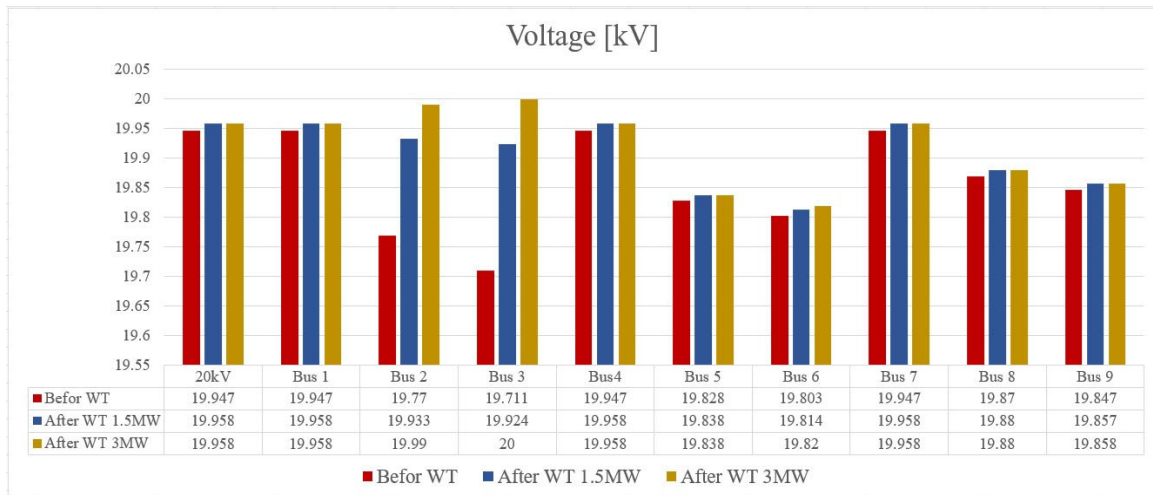
يوضح الشكل نموذج الشبكة بعد إضافة عنفة ريحية واحدة باستطاعة [MW] 1.5 عند Bus 3 ثم إضافة عنفتين باستطاعة [MW] 2x1.5 في نفس النقطة.

0.8

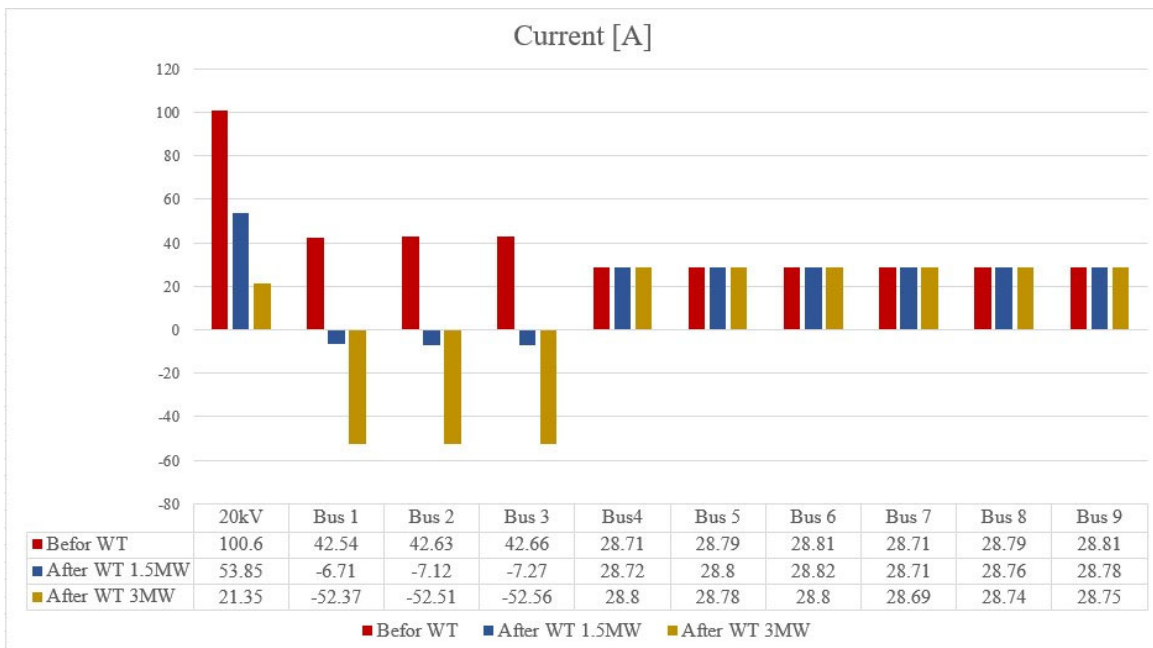


الشكل (3-16): نموذج الشبكة بعد ربط العنفة الريحية ضمن بيئة الـ MATLAB

بعد إجراء عملية النمذجة تظهر المخططات البيانية الآتية قيم التوترات والتيارات عند جميع الباسبارات قبل وبعد إدخال العنفات الريحية بهدف بيان أثر الربط على أداء الشبكة الكهربائية.

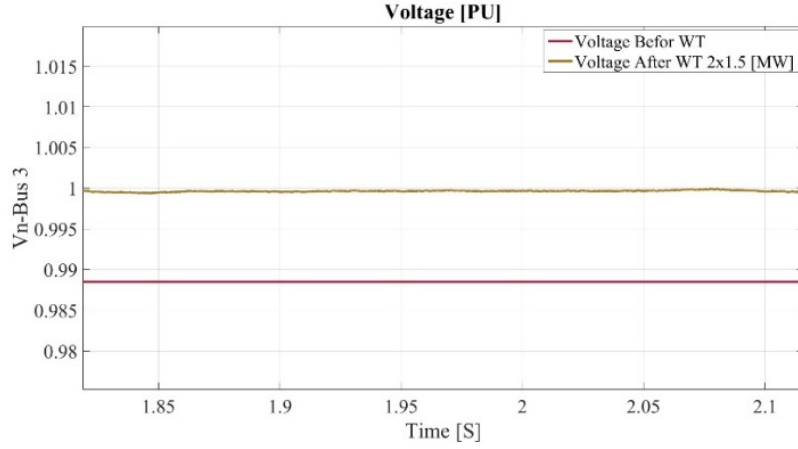


الشكل (3-17): قيم توترات الباسبارات قبل وبعد إدخال العنفات الريحية عند Bus 3



الشكل (3-18): قيم تيارات الباسبارات قبل وبعد إدخال العنفات الريحية عند Bus 3

نلاحظ من الشكل (3-17) تحسن في قيم التوترات عند جميع الباسبارات وخاصة الباسبار القريب من نقطة ربط العنفة Bus 3، وهي إحدى أهم ميزات ربط العنفات الريحية بالشبكات الكهربائية حيث تساعد على تحسين مستوى التوتر، ويوضح الشكل (3-19) شكل التوتر عند باسبار الربط Bus 3 قبل وبعد ربط عنفتين باستطاعة 1.5 [MW].

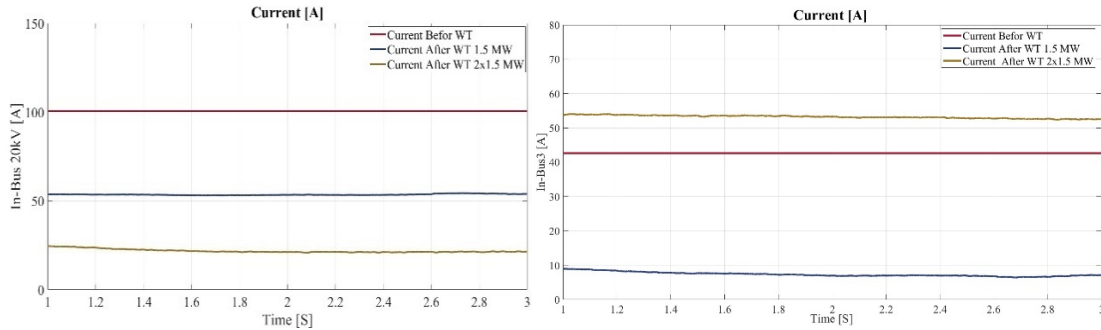


الشكل (3- 19): توتر باسبار ربط العنفة Bus 3 قبل وبعد ربط عنفة ريحية [MW] 3

كما يوضح الشكل (3- 18) أن ربط عنفة ريحية باستطاعة [MW] 1.5 أدى إلى تغذية الحمل Load 1 مباشرة من العنفة، وحقن الاستطاعة الإضافية في الشبكة باتجاه معاكس لاتجاه جريانها قبل وصل العنفة حيث بلغت قيمة التيار المعكوس في الباسبار Bus 3 [A] 7.27.

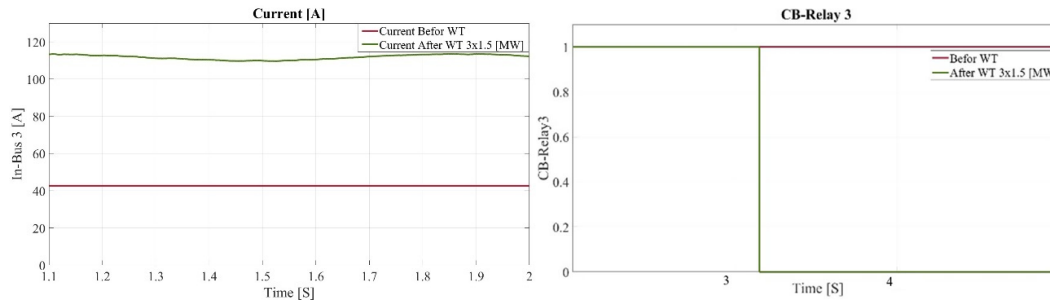
أما عند زيادة استطاعة العنفة الريحية المتصلة بالشبكة إلى [MW] 2x1.5 ازدادت الاستطاعة المحقونة في الشبكة وبلغت قيمة التيار المعكوس المار في الباسبار Bus 3 إلى [A] 52.56، كما نقص التيار المساهم به من قبل المنبع لتبلغ قيمته [A] 21.35.

يظهر الشكل (3- 20) التيارات الاسمية لباسبار ربط العنفة وباسبار المنبع وبالتالي مساهمة العنفة بتغذية الحمل وانخفاض مساهمة المنبع نتيجة دخول العنفة الريحية.



الشكل (3- 20): التيارات الاسمية لـ Bus 3 وباسبار [kV] 20 قبل وبعد إدخال العنفات الريحية

بناء على ما سبق فإن زيادة استطاعة العنفة الريحية المربوطة إلى Bus 3 ولكن إضافة عنفة أخرى لتصبح الاستطاعة المضافة [4.5 MW] سيؤدي ذلك إلى زيادة قيمة التيار المار في الحاكمة R3 بحيث تتجاوز قيمة تيار التعبير الاسمي الخاصة بها، وسيؤدي إلى استجابة الحاكمة وفصل هذا الجزء من الشبكة دون وجود أي عطل، كما هو موضح في الشكل الآتي.

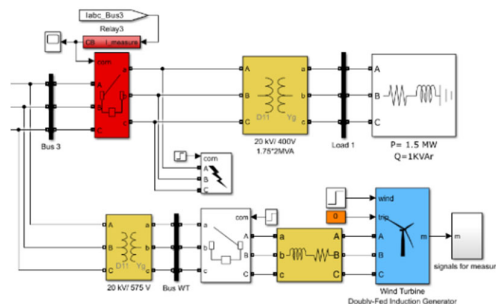


الشكل (3- 21): استجابة الحاكمة R3 عند ربط ثلاث عنفات في هذه النقطة وبدون وجود عطل

ولتجنب مثل حالات الفصل الخاطئة هذه لا بد من دراسة مساهمة العنفة بالتيار عند دخولها باستطاعتها الاسمية وتأثير ذلك على قيم الحماية، لذلك هناك قوانين تنص على القيم المسموح بها لربط التوليد الموزع إلى شبكات التوزيع الكهربائية دون أن يؤثر على عمل الحماية في الحالات الطبيعية.

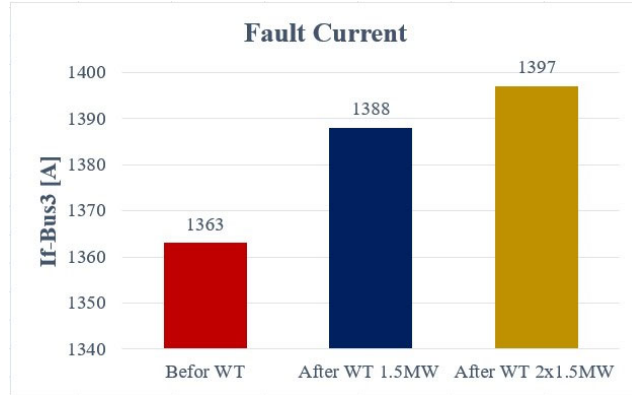
- الحالة الثالثة: إضافة العنفة الريحية إلى Bus 3 باستطاعات مختلفة وعند حدوث عطل ثلاثي الطور قريب من نقطة ربط العنفة.

يوضح الشكل نموذج الشبكة بعد إضافة عنفة ريحية واحدة باستطاعة [MW] 1.5 عند Bus 3 ثم إضافة عنفتين باستطاعة [MW] 2x1.5 في نفس النقطة، وعند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن.



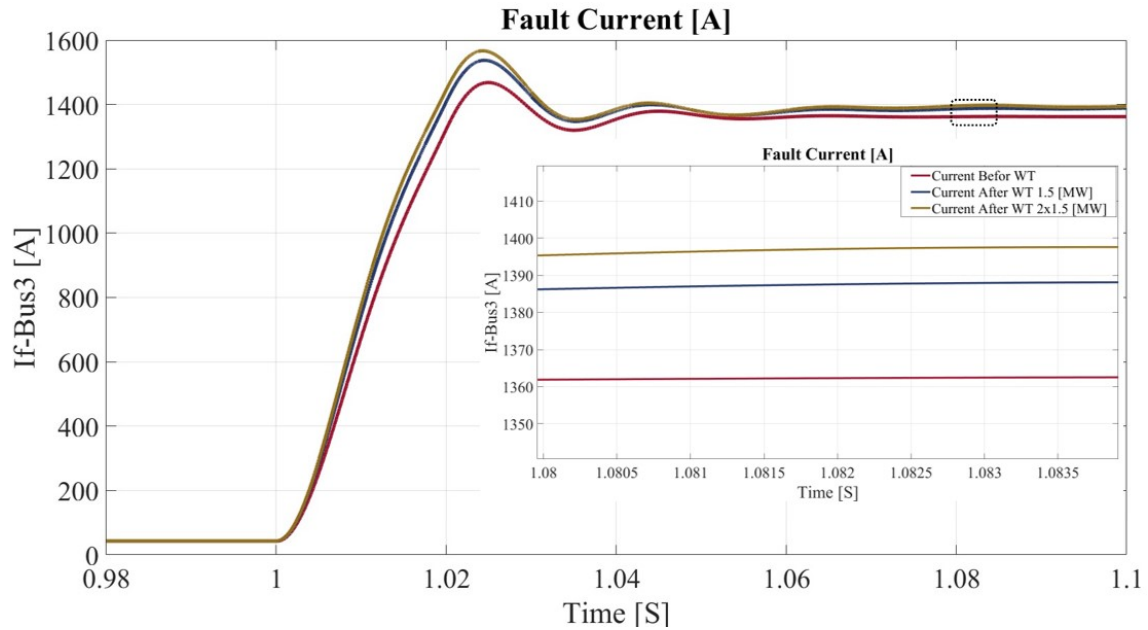
الشكل (3-22): نموذج الشبكة عند حالة الاختبار الثالثة ضمن بيئة الـ MATLAB

يظهر الشكل (3- 23) قيم تيار العطل قبل وبعد إدخال العنفات الريحية، حيث نلاحظ زيادة في تيار العطل بنسبة 1.83% عند ربط عنفة ريحية نوع DFIG باستطاعة [MW] 1.5 في نقطة الربط المذكورة، وعند زيادة استطاعة العنفة إلى الضعف بلغت قيمة الزيادة في تيار العطل 2.5 %.



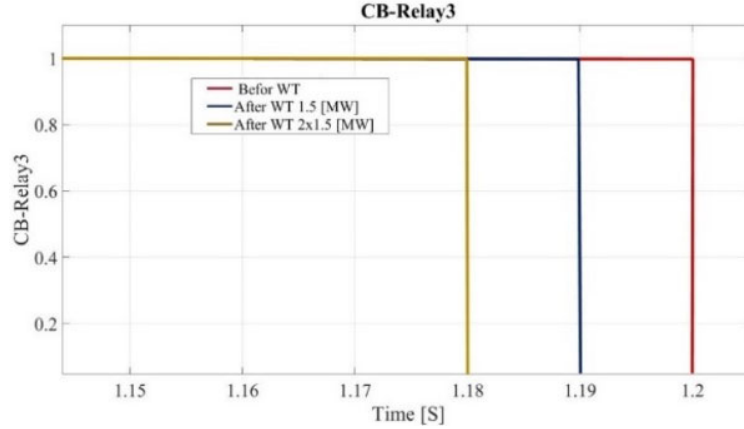
الشكل (3- 23): قيم تيار العطل لباستطاعات الربط قبل وبعد إدخال العنفات الريحية

بعد إجراء النمذجة لوحظ أن مساهمة العنفة بتيار العطل بسيطة جداً في هذه الحالة كما هو موضح في الشكل (3- 24).



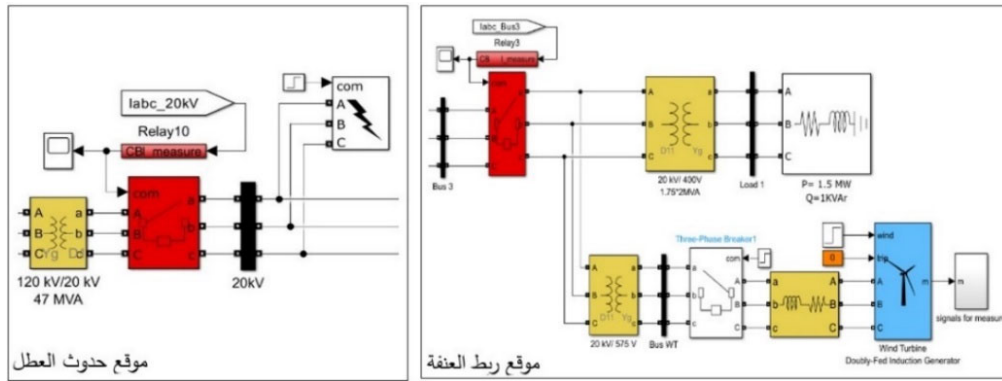
الشكل (3- 24): شكل تيار العطل ضمن بيئة الـ MATLAB-SIMULINK

تؤدي هذه الزيادة في قيمة تيار العطل نتيجة إدخال العنفة إلى شبكة التوزيع إلى اختلاف زمن استجابة حاكمة الحماية R3، حيث زادت سرعة الفصل للحاكمة نتيجة زيادة قيمة تيار العطل، ولكن نتيجة صغر قيمة التأثر يمكن القول أن أداء حاكمة الحماية حققت الغاية المطلوبة عند حالة التشغيل الحالية.



الشكل (3-25): استجابة حاكمة الحماية R3 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

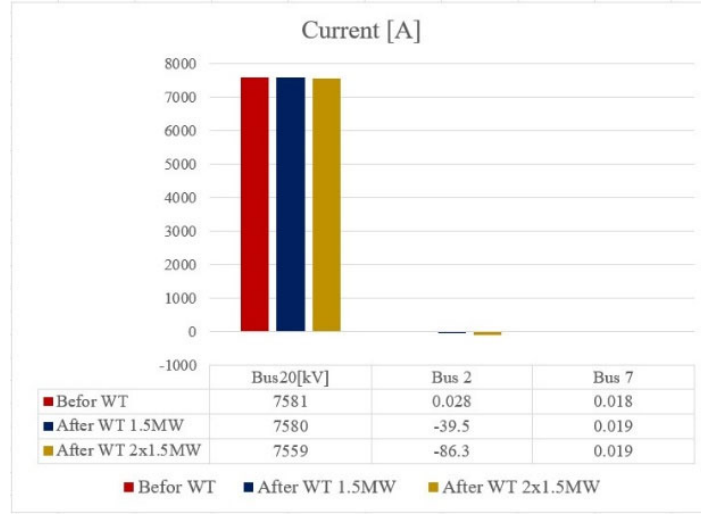
- **الحالة الرابعة:** إضافة العنفة الريحية إلى Bus 3 باستطاعات مختلفة وعند حدوث عطل ثلاثي الطور قريب من المنبع [20 kV]، أي تغيير موقع حدوث العطل واقتربه من المنبع مع ربط العنفة بنفس المكان السابق. يوضح الشكل نموذج الشبكة بعد إضافة عنفة ريحية واحدة باستطاعة [1.5 MW] عند Bus 3 ثم إضافة عنفتين باستطاعة [2x1.5 MW] في نفس النقطة، وعند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن.



الشكل (3-26): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار الرابعة

بعد إجراء النمذجة يوضح الشكل (3-27) قيمة تيارات العطل لعينة من الباسبارات (Bus 2, Bus 20[kV], Bus7) قبل وبعد ربط العنفات الريحية.

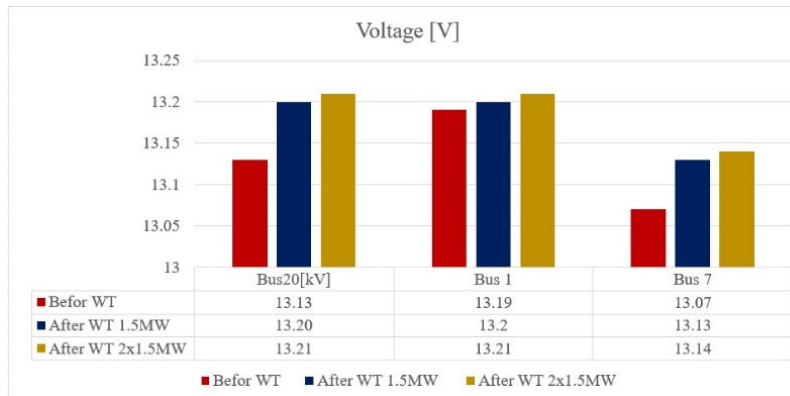
نلاحظ أن قيمة تيار العطل المساهم به من قبل المنبع انخفضت بعد ربط التوليد الموزع وذلك نتيجة مساهمة العنفة الريحية حسب استطاعتها بتيار العطل، ولكن كانت مشاركة العنفة بتيار العطل صغيرة نسبياً مقارنة بقيمة تيار العطل حيث لم تتجاوز نسبة انخفاض التيار المساهم به من قبل المنبع قيمة 0.2%، ويعود ذلك إلى بعد موقع حدوث العطل عن موقع ربط العنفة.



الشكل (3-27): تيارات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الرابعة

كما لوحظ أن حاكمة الحماية Relay 10 لم تتأثر بعد ربط العنفة الريحية حيث استجابت لفصل العطل المتوازن بعد زمن 0.234 [Sec] وذلك قبل ربط العنفة وبعد ربط عنفة ريحية باستطاعة 2×1.5 [MW].

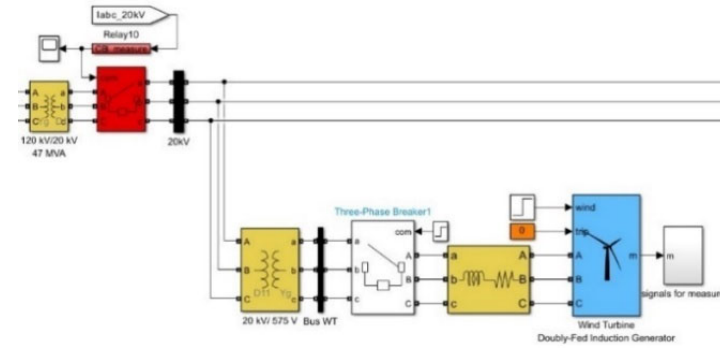
ويوضح الشكل (3-28) التوترات لعينات من الباسبارات أثناء حدوث العطل وقبل استجابة حاكمة الحماية Relay 10.



الشكل (3-28): توترات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الرابعة

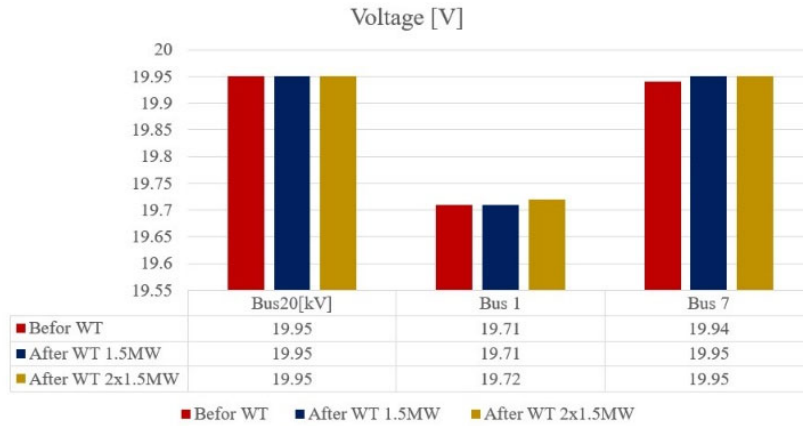
- الحالة الخامسة: إضافة العنفة الريحية إلى 20 [kV] باستطاعات مختلفة ضمن حالة تشغيل طبيعية دون وجود أي عطل.

يوضح الشكل نموذج الشبكة بعد إضافة عنفة ريحية واحدة باستطاعة 1.5 [MW] قريبة من المنبع ثم إضافة عنفتين باستطاعة 2x1.5 [MW] في نفس النقطة، ودون حدوث عطل.



الشكل (3-29): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار الخامسة

بعد إجراء النمذجة يوضح الشكل (3-30) قيمة التوترات لعينة من الباسبارات (Bus 20[kV], Bus 3, Bus7) قبل وبعد ربط العنفات الريحية.

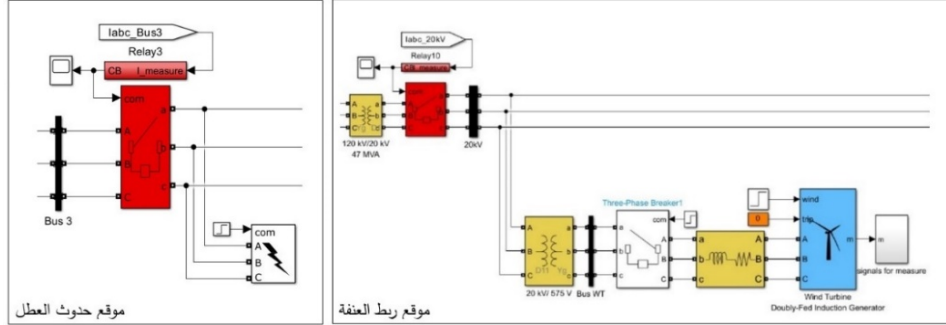


الشكل (3-30): التوترات لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة الخامسة

لوحظ أنه عند ربط العنفة إلى باسبار قريب جداً من المنبع فإن التحسن في قيم التوترات نتيجة إدخال العنفة كانت صغيرة نسبياً بالمقارنة بقيم التوترات بالحالة الأولى عند ربط العنفة في نهاية الشبكة الشعاعية.

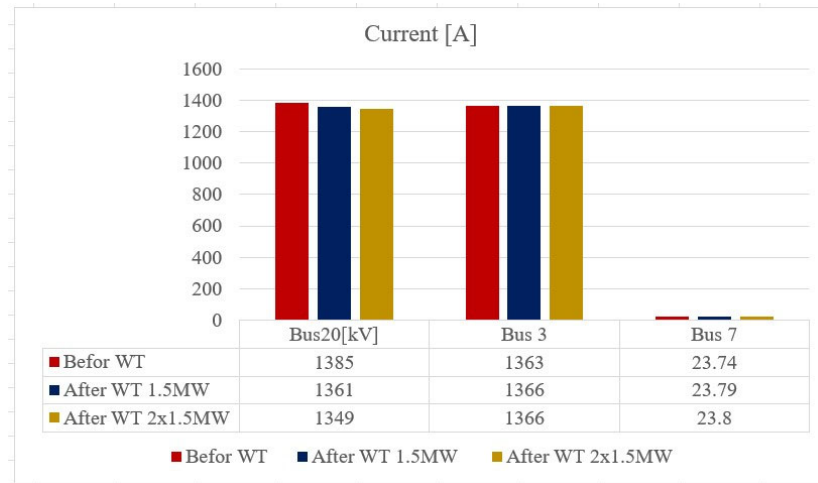
- الحالة السادسة: إضافة العنفة الريحية إلى باسبار 20 [kV] باستطاعات مختلفة وعند حدوث عطل ثلاثي الطور عند الباسبار 3 Bus.

يوضح الشكل نموذج الشبكة بعد إضافة عنفة ريفية واحدة باستطاعة 1.5 [MW] عند 20 [kV] ثم إضافة عنفتين باستطاعة 2x1.5 [MW] في نفس النقطة، وعند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن بعيد عن المنبع.



الشكل (3- 31): نموذج الشبكة ضمن بيئة الـ MATLAB عند حالة الاختبار السادسة

بعد إجراء النمذجة يوضح الشكل (3- 32) قيمة تيارات العطل لعينة من الباسبارات (Bus 20[kV], Bus 3, Bus 7) قبل وبعد ربط العنفات الريحية.

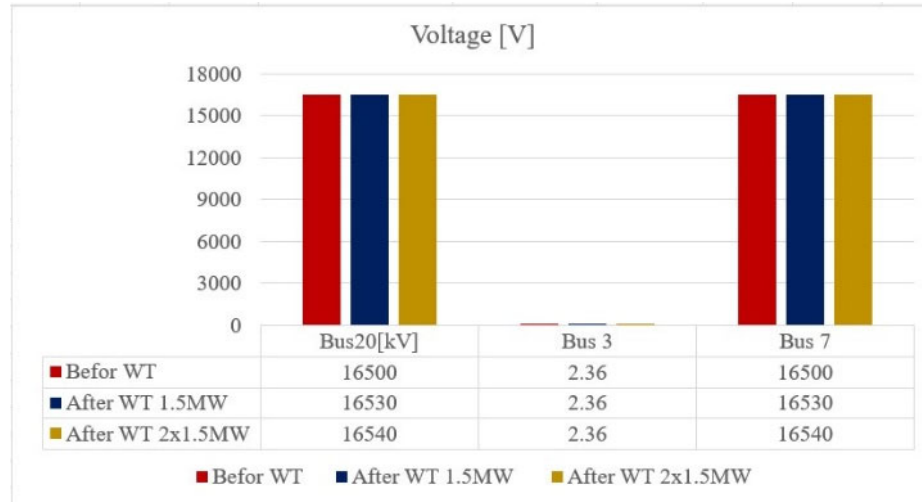


الشكل (3- 32): تيارات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة السادسة

نلاحظ زيادة طفيفة في قيمة تيار العطل بعد إدخال العنفات الريحية حيث لم تتجاوز نسبة الزيادة 0.2 % وذلك بسبب بعد موقع ربط العنفة عن موقع حدوث العطل، كما لوحظ أن حاكمة الحماية 3 Relay لم تتأثر بعد ربط

العنفة الريحية حيث استجابت لفصل العطل المتوازن بعد زمن 0.2 [Sec].

كما يوضح الشكل (3- 33) التوترات لعينات من الباسبارات خلال مرحلة الاختبار السادسة قبل استجابة حاكمة الحماية 3 Relay لفصل العطل.



الشكل (3- 33): توترات العطل لعينة من الباسبارات المدروسة خلال الحالة السادسة

3-5- النتائج:

بعد إجراء الاختبارات السابقة ضمن ظروف تشغيل مختلفة سواء بإدخال العنفات الريحية إلى عدة مواقع من شبكة التوزيع الكهربائية وبعدها استطاعات، أو بتغيير موقع العطل بحدوثه بمكان قريب من ربط العنفة أو بعيداً عن مكان ربط العنفة، تم التوصل إلى مجموعة من النتائج هي كالآتي:

- لوحظ اختلاف بقيم التيارات الاسمية بعد إضافة المولد الريحي إلى الشبكة.
- لوحظ زيادة بقيم تيارات الأعطال بعد إضافة المولد الريحي إلى الشبكة، وبالتالي يجب أخذ هذه الزيادة في التيار بعين الاعتبار عند تصميم نظام الحماية والعمل على تنسيقها.
- لوحظ زيادة بتيار العطل عند زيادة استطاعة المولد الريحي المضاف.
- اختلاف زمن استجابة الحواكم قبل وبعد إضافة المولد الريحي.

- في بعض الحالات أدى إضافة المولد الريحي باستطاعة عالية مقارنة مع الشبكة المربوط إليها إلى العمل الخاطئ للحمايات وفصل المغذيات السليمة بدل المغذيات المعطلة.

بالتالي يجب إعادة النظر بانتقائية وتنسيق الحمايات بعد إضافة المولدات الريحية للمحافظة على وثوقية وجودة التغذية الكهربائية، كما يلي:

- استبدال الحمايات من التيار الزائد العادية بحواكم حماية اتجاهية قادرة على تحديد جهة التيار والاستجابة بالشكل الصحيح.

- إيجاد حل بديل عن الخواص القياسية يعتمد مميزات تشغيل غير تقليدية لحواكم الحماية من التيار الأعظمي Non-Standard Current Time Characteristic ويؤمن مرونة أكثر فيما يخص تنسيق نظام الحماية وأدائه بالشكل الصحيح بعد إدخال التوليد الموزع، وذلك باختيار منحنيات أزمنة مناسبة وتخفيف زمن الفصل لأنماط تشغيل مختلفة، عن طريق استخدام الخوارزمية الجينية [23].

الفصل الرابع

الجزء العملي (دراسة حالة)

Practical Part

Case Study

4-1 - مقدمة:

سيتم في هذا الفصل إجراء مجموعة من الاختبارات على جزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية توترها [kV] 20 بعد إضافة العنفات الريحية نوع DFIG باستطاعات مختلفة ضمن حالة تشغيل طبيعية وكذلك عند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن بنقاط مختلفة من الشبكة، وبيان أثر ذلك على استجابة نظام الحماية الواقعي الموجود ضمن الشبكة السورية المدروسة.

4-2 - شبكة التوزيع الكهربائية السورية المدروسة:

شبكة التوزيع السورية الواقعية التي تمت دراستها هي جزء من شبكة التوزيع في محافظة ريف دمشق - شبكة توزيع أشرفية صحنايا - مخرج الفطم المنطلق من محطة تحويل أشرفية صحنايا 1 على توتر [kV] 20. وهي عبارة عن شبكة شعاعية مؤلفة من 34 باسبار (عقدة) و 33 خط (فرع)، يتم تغذية هذا المخرج من محطة تحويل واحدة وهي محطة تحويل أشرفية صحنايا 1 كما هو موضح في الشكل (4-1).

- بيانات شبكة التوزيع المدروسة:

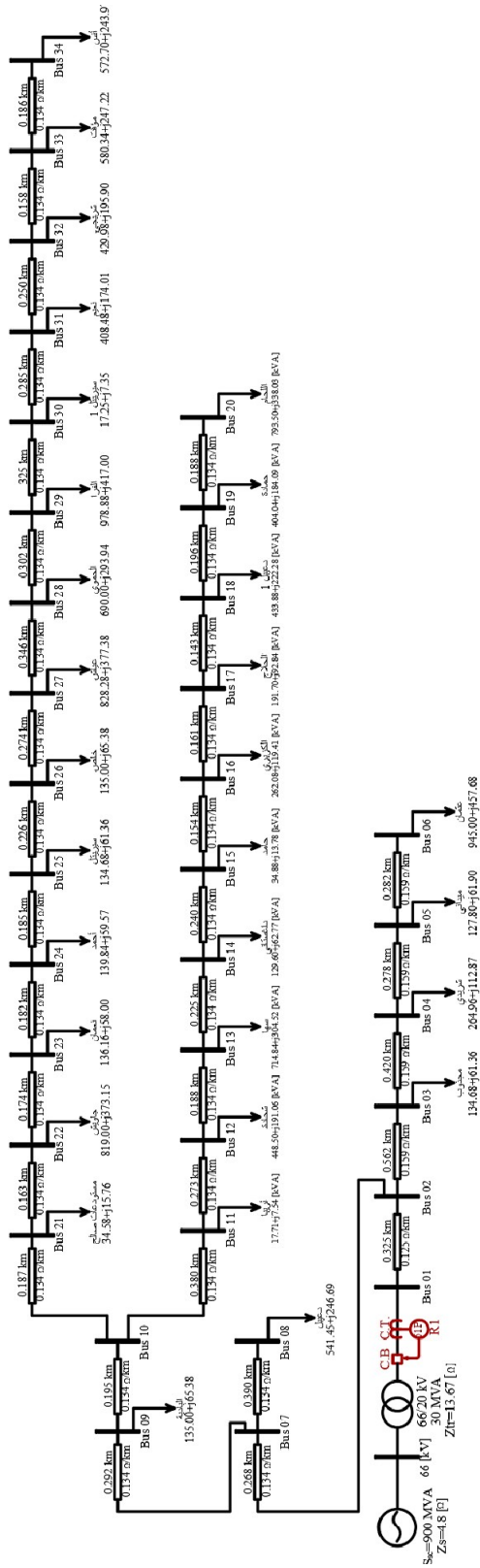
الاستطاعة الأعظمية لمخرج الفطم: $S_{max} = 10$ [MVA].

عامل الاستطاعة الوسطي للمخرج: 0.92

الاستطاعة الأعظمية الحقيقية: $P_{max} = 9.2$ [MW]

الاستطاعة الأعظمية الردية: $Q_{max} = 3.92$ [MVar]

ويعطي الجدول (4-1) بيانات خطوط الشبكة بحسب رقم كل من عقدتي البداية والنهاية لكل خط ونوع الخط ومقطعه وطوله بالإضافة إلى المقاومة والمفاعلة مقدرة ب (Ω/km) مأخوذة من الجداول الفنية لكل نوع من أنواع الخطوط [24].



الشكل (4-1): جزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية - مخرج القطم -

الجدول (4- 1): بيانات خطوط مخرج الفطم في أشرفية صحنيا [24]

رقم الخط	بداية الخط	نهاية الخط	نوع الخط	مقطع الخط [mm ²]	طول الخط [km]	مقاومة الخط R[Ω/km]	ممانعة الخط X[Ω/km]
1	1	2	كبل أرضي	3x(1x185)	0.325	0.181	0.125
2	2	3	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.562	0.279	0.159
3	3	4	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x50)	0.420	0.706	0.159
4	4	5	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x50)	0.278	0.706	0.159
5	5	6	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x50)	0.282	0.706	0.159
6	2	7	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.268	0.279	0.134
7	7	8	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.390	0.279	0.134
8	7	9	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.292	0.279	0.134
9	9	10	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.195	0.279	0.134
10	10	11	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.380	0.279	0.134
11	11	12	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.273	0.279	0.134
12	12	13	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.188	0.279	0.134
13	13	14	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.225	0.279	0.134
14	14	15	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.240	0.279	0.134
15	15	16	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.154	0.279	0.134
16	16	17	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.161	0.279	0.134
17	17	18	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.143	0.279	0.134
18	18	19	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.196	0.279	0.134
19	19	20	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.188	0.279	0.134
20	10	21	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.187	0.279	0.134
21	21	22	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.163	0.279	0.134
22	22	23	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.174	0.279	0.134
23	23	24	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.182	0.279	0.134
24	24	25	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.185	0.279	0.134
25	25	26	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.226	0.279	0.134
26	26	27	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.274	0.279	0.134
27	27	28	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.346	0.279	0.134
28	28	29	كبل هوائي ألومنيوم	3x(1x120)	0.302	0.279	0.134

0.134	0.279	0.325	3x(1x120)	كبل هوائي ألمنيوم	30	29	29
0.134	0.279	0.285	3x(1x120)	كبل هوائي ألمنيوم	31	30	30
0.134	0.279	0.250	3x(1x120)	كبل هوائي ألمنيوم	32	31	31
0.134	0.279	0.158	3x(1x120)	كبل هوائي ألمنيوم	33	32	32
0.134	0.279	0.186	3x(1x120)	كبل هوائي ألمنيوم	34	33	33

ويعطي الجدول (4-2) بيانات مركز التحويل وقضبان التجميع لمخرج الفطم بحيث يبين اسم المحطة المتعارف عليه ورقم العقدة إضافة إلى الاستطاعة الاسمية لها ونسبة التحميل وعامل الاستطاعة مأخوذة في يوم محدد كما وردت في المعطيات المأخوذة من شبكة كهرباء توزيع ريف دمشق، واعتماداً على ذلك تم إيجاد الحمل في كل عقدة من الشبكة المذكورة [25].

الجدول (4-2): بيانات باسبارات مخرج الفطم [25]

رقم الباسبار	اسم الباسبار	الاستطاعة الاسمية [kVA]	نسبة التحميل	عامل الاستطاعة	الاستطاعة الحقيقية [kW]	الاستطاعة الردية [kVAr]
3	مجنوب	200	74	0.91	134.68	61.36
4	شريدي	400	72	0.92	264.96	112.87
5	ميداني	200	71	0.9	127.80	61.90
6	عثمان	1400	75	0.9	945.00	457.68
8	دعيل	850	70	0.91	541.45	246.69
9	البادية	200	75	0.9	135.00	65.38
11	أربيا	25	77	0.92	17.71	7.54
12	شحادة	650	75	0.92	448.50	191.06
13	سها	1050	74	0.92	714.84	304.52
14	داغستاني	200	72	0.9	129.60	62.77
15	حامد	50	75	0.93	34.88	13.78
16	الكزبري	400	72	0.91	262.08	119.41
17	الحلاج	300	71	0.9	191.70	92.84
18	دعيل 1	650	75	0.89	433.88	222.28
19	حمادة	600	74	0.91	404.04	184.09
20	اللحام	1150	75	0.92	793.50	338.03

15.76	34.58	0.91	76	50	مستودعات صالح	21
373.15	819.00	0.91	75	1200	جاويش	22
58.00	136.16	0.92	74	200	نعمان	23
59.57	139.84	0.92	76	200	أحمد	24
61.36	134.68	0.91	74	200	سيريتل	25
65.38	135.00	0.9	75	200	خاص	26
377.38	828.28	0.91	74	1230	عياش	27
293.94	690.00	0.92	75	1000	الحموي	28
417.00	978.88	0.92	76	1400	الفرا	29
7.35	17.25	0.92	75	25	سيريتل 1	30
174.01	408.48	0.92	74	600	نعيم	31
195.90	429.98	0.91	75	630	شرجي	32
247.22	580.34	0.92	76	830	مؤقت	33
243.97	572.70	0.92	75	830	أنس	34

يتم تغذية مخرج الفطم المذكور من محطة تحويل واحدة موضحة مواصفاتها في الشكل (4- 2).

Phase		30000 kVA		Rated power		30000 kVA					
Rated voltage and tap range		(66 ± 9x1.78%)/20 kV		Rated frequency		50 Hz					
Cooling system		ONAN/ONAF		25/30MVA		Vector group		YNd11			
Service		Outdoor		Insulation		HV Terminal		LI/AC 325/140kV			
				HV Neutral		LI/AC 325/140kV					
				LV Terminal		LI/AC 125/50kV					
No-load loss		13.5 kW		Max		13.5 %		Short circuit impedance			
Load loss		13.5 kW		Normal		15.1 %		Zero sequence impedance			
				Min		13.1 %		12.25 Ω			
No-load current		1.1 %		Core and coils		28000 kg		Shipping with oil		39100 kg	
				Oil weight		11800 kg		Tank and fittings		14200 kg	
Total weight		54000 kg									

Specification of current transformer					
Phase	Current transformer		Lead	Ratio(A)	Rated secondary load
	Type	Qty			Accuracy VA
B	LR-66(WT)	1	S1-S2	300/1	1.0 15

1. Current transformer is not allowed to operate in open circuit					
2. The ground bushing of the core must be earthed when functioning					

MADE IN CHINA					
---------------	--	--	--	--	--

HV side									
Voltage(V)		Current(A)		Selector switch position		Change over switch position		Indicate position	
+16.02%		76573		226.2		X1-Y1-Z1		K—+	1
+14.24%		75398		229.7		X2-Y2-Z2			2
+12.46%		74224		233.4		X3-Y3-Z3			3
+10.68%		73049		237.1		X4-Y4-Z4			4
+8.9%		71874		241.0		X5-Y5-Z5			5
+7.12%		70699		245.0		X6-Y6-Z6			6
+5.34%		69524		249.1		X7-Y7-Z7			7
+3.56%		68350		253.4		X8-Y8-Z8			8
+1.78%		67175		257.8		X9-Y9-Z9			9
Principle		66000		262.4		K-K-K		K—+ K—-	10
-1.78%		64825		267.2		X1-Y1-Z1		K—-	11
-3.56%		63650		272.1		X2-Y2-Z2			12
-5.34%		62476		277.2		X3-Y3-Z3			13
-7.12%		61301		282.5		X4-Y4-Z4			14
-8.9%		60126		288.1		X5-Y5-Z5			15
-10.68%		58951		293.8		X6-Y6-Z6			16
-12.46%		57776		299.8		X7-Y7-Z7			17
-14.24%		56602		306.0		X8-Y8-Z8			18
-16.02%		55427		312.5		X9-Y9-Z9			19

LV side			
Voltage(V)		Current(A)	
20000		866	

الشكل (4- 2): مواصفات محطة التحويل المغذية لمخرج الفطم

من الشكل نجد بيانات المحولة المغذية لمخرج الفطم هي: $Z\% = 9.42\%$, $P_{Tr} = 30$ [MVA]

وبالتالي تحسب ممانعة القصر للمحولة منسوبة للتوتر 66 [kV] وفق المعادلة (3-3):

$$Z[\Omega] = Z\% * \frac{U^2}{S}$$

$$Z_{Tr} = 9.42 * \frac{66^2}{30} = 13.67 [\Omega] \text{ referred to } 66 \text{ [kV]}$$

كما تحسب ممانعة المنبع اعتماداً على المعادلة (3-2) باعتبار قيمة استطاعة القصر لشبكة 66 [kV] هي 900 [MVA] - علماً أنها قيمة تقديرية لعدم التمكن من الحصول عليها بدقة من وزارة الكهرباء (مديرية النقل) لأسباب تتعلق بظروف الشبكة -.

$$Z_{Source} = \frac{U^2}{S_{SC}} = \frac{66^2 * 10^6}{900 * 10^6} = 4.84 [\Omega] \text{ referred to } 66 \text{ [kV]}$$

عند زيارة المحطة وجدنا أن كل مخرج من مخارج مركز التحويل تتم حمايته من خلال وضع حاكمة حماية من التيار الزائد وحيدة في بداية المخرج، وهي حماية رقمية Multi TM MIF II Feeder Protection نوعها .MIF IIPA55E20LOC0



الشكل (4-3): شكل حاكمة الحماية المستخدمة في بداية مخرج الفطم

فيما يلي مواصفات حاكمة الحماية المستخدمة مأخوذة من المواصفات الفنية DataSheet الخاصة بها وبما يتوافق مع النوع المستخدم MIF IIPA55E20LOC0 [26]:

P: 3PHASE+GROUND RELAY/**A:** ANSI CURVES/ PHASE **CT:** 5[A] (0.5-12)

Time Dial: 0.5 to 20 in Step of 0.1 For ANSI Curves

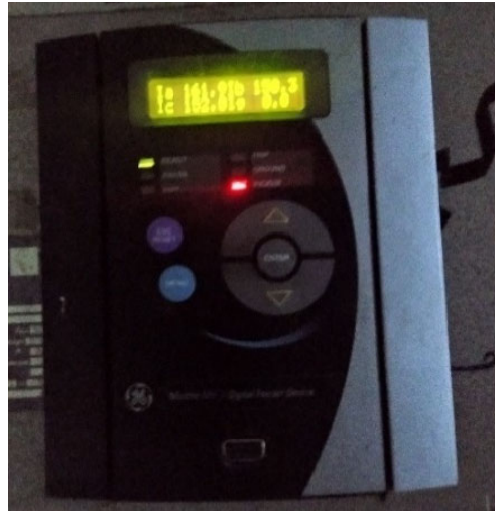
وقد تبين أثناء الزيارة أن حاكمة الحماية من التيار الزائد الخاصة بحماية مخرج الفطم معيرة على القيم التالية:

قيمة تيار التعيير للحاكمة (Pickup Setting): 5

منحني الزمن للحاكمة (Time Dial Setting): 0.5

منحني الخواص للحاكمة (Level): عكسي جداً _Very Inverse_

محولات التيار المستخدمة والموضحة في الشكل (4- 5) عيار 300/5.



الشكل (4- 4): صورة لحاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة في المحطة



الشكل (4- 5): صورة لمحولات التيار المستخدمة في المحطة

بناء عليه تعطى معادلة زمن استجابة هذه الحاكمة اعتماداً على الجدول (2-2) وفق المعادلة الآتية:

$$t = \frac{TDS * 19.61}{(I/I_s)^2 - 1} + 0.491 \quad : (1-4)$$

سوف نقوم بضبط بارامترات حاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة في المحطة تحليلياً للتأكد من القيم المعيرة عليها في الواقع، وفق الآتي:

يتم تحديد قيمة نسبة محولة التيار بالمقارنة بين التيار الاسمي والنسبة الموضحة في العلاقة (3-7)، واختيار القيمة الأعلى بينهما.

نقوم بحساب التيار الاسمي عند الباسبار الأول باستخدام العلاقة (3-5):

$$I_{nom1} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{10 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 288.68[A]$$

ونقوم بحساب تيار القصر ثلاثي الطور المتوازن باستخدام العلاقة (3-6):

$$I_{fBus1} = \frac{U}{Z_{total}} = \frac{66 * 10^3}{\sqrt{3}(13.67 + 4.84)} = 2057.7[A]: 66 [kV]$$

$$\Rightarrow I_{fBus1} = 2057.7 \left(\frac{66}{20} \right) = 6790.5 [A]: 20 [kV]$$

ومنه:

$$I_{fBus1}(5/X) \leq 100 [A]$$

$$(6790.5 * (5/100)) \leq X \Rightarrow 339.5 \leq X$$

وبالتالي فإن قيمة نسبة محولة التيار الواجب استخدامها هي: C.T 400/5

وقد ذكرنا سابقاً أن نسبة محولات التيار المستخدمة في المحطة هي 300/5 ولكن نتيجة للحسابات فمن الأفضل

استخدام محولات تيار عيارها 400/5 للمحافظة عليها من التلف، علماً أنه أثناء الزيارة للمحطة فقد وجدنا العديد

من المحولات التي تعرضت للاحتراق نتيجة مرور تيارات عالية خلالها أثناء القصر.

ضبط تيار التعيير Pick-up Setting لحاكمة الحماية من التيار الزائد وفق المعادلة (2-2):

$$I_{Pick-up Relay} = (OLF \times I_{nom}) \div CTR \quad [A]$$

$$Relay : \quad I_{Pick-up Relay} = (1.25 \times 288.68) \times \frac{5}{400} = 4.5 [A]$$

$$\Rightarrow Pick - up Set @ 5[A]$$

وهي القيمة المعيرة عليها الحماية الواقعية.

اعتماداً على هذه المعطيات أصبح بإمكاننا نمذجة شبكة التوزيع الكهربائية السورية المدروسة - مخرج الفطم - بالاستعانة بـ MATLAB-SIMULINK لإجراء تحليل جريان الحمولة وحسابات تيارات الأعطال وتحديد زمن استجابة حاكمية الحماية من التيار الزائد بمختلف حالات التشغيل.

يبين الشكل (4-6) مخطط المخرج المذكور - مخرج الفطم - من شبكة توزيع أشرفية صحنانيا لدى تمثيله في بيئة الـ MATLAB-SIMULINK.

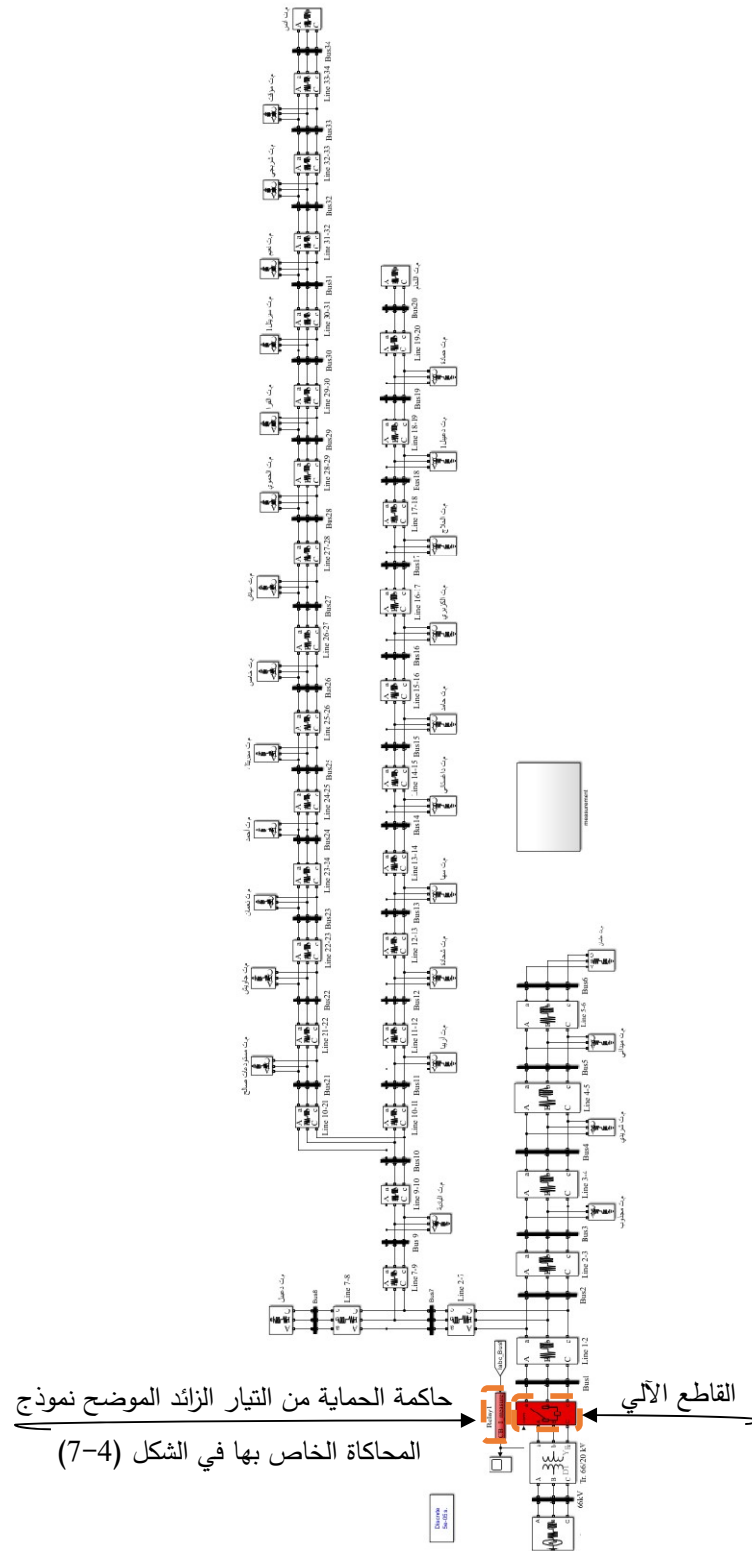
كما يوضح الشكل (4-7) نموذج حاكمية الحماية من التيار الزائد ضمن بيئة الـ MATLAB بعد نمذجة معادلة زمن الاستجابة للحماية المذكورة في العلاقة (4-1) وبالاستعانة بمكتبة الـ State Flow المدرجة ضمن بيئة الـ MATLAB.

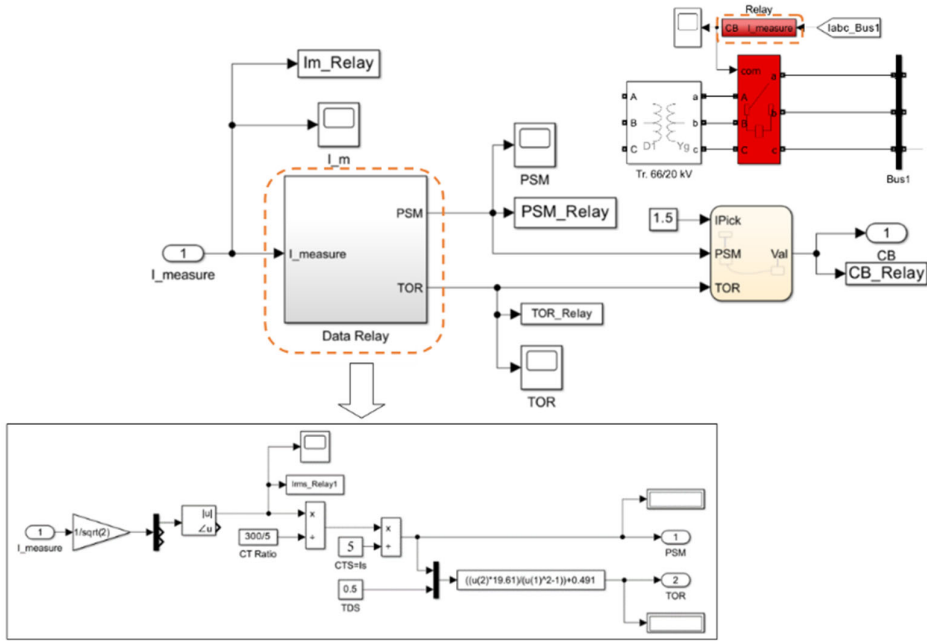
4-3- تحليل جريان الحمولة لشبكة التوزيع المقترحة - مخرج الفطم -:

بعد نمذجة الشبكة المقترحة تم تحليل جريان الحمولة لها من خلال الأداة Load Flow Analysis المدرجة في بيئة الـ MATLAB-SIMULINK، وذلك باعتماد القيم التالية:

$$استطاعة الأساس: S_B = 10[MVA], \text{ وتوتر الأساس: } V_B = 20[kV].$$

يوضح الشكل (4-8) نتيجة تحليل جريان الحمولة ضمن حالة عمل طبيعية للشبكة مأخوذة من الماتلاب.





الشكل (4-7): نموذج حاكمة الحماية من التيار الزائد المستخدمة في بداية مخرج الفطم

Load Flow Analyzer

Model Units Help

Model:

The load flow converged! The table shows the load flow solution. Click Apply to update the model with this solution.

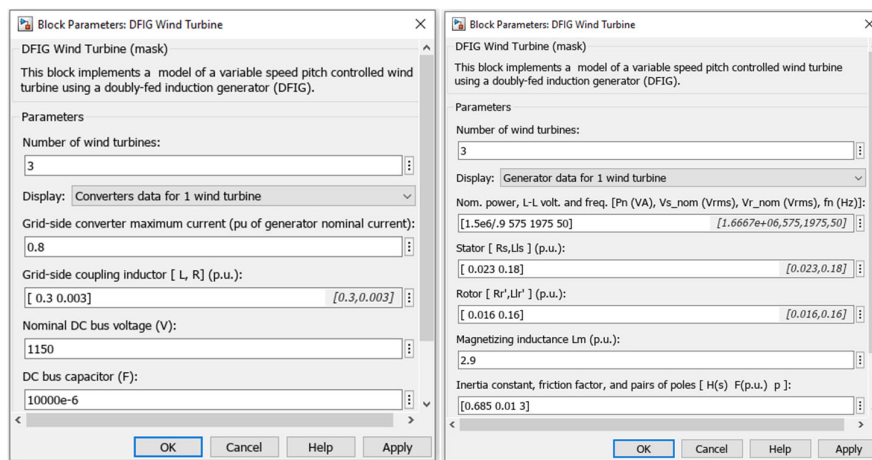
	Block name	Block type	Bus type	Bus ...	Vbase (kV)	Vref (pu)	Vangle (de...	P (MW)	Q (Mvar)	V_LF (pu)	Vangle_LF (deg)	P_LF (MW)	Q_LF (MVA)
1	Three-Phase Series RLC Load7	RLC load	PQ	"28"	20 0000	1.0000	0	0.0177	0.0075	0.9700	-33.7406	0.0177	0.0075
2	Three-Phase Series RLC Load17	RLC load	PQ	"9"	20 0000	1.0000	0	0.0346	0.0158	0.9702	-33.7331	0.0346	0.0158
3	Three-Phase Series RLC Load8	RLC load	PQ	"29"	20 0000	1.0000	0	0.4485	0.1911	0.9693	-33.7419	0.4485	0.1911
4	Three-Phase Series RLC Load9	RLC load	PQ	"30"	20 0000	1.0000	0	0.7148	0.3045	0.9687	-33.7426	0.7148	0.3045
5	Three-Phase Series RLC Load10	RLC load	PQ	"2"	20 0000	1.0000	0	0.1296	0.0628	0.9683	-33.7431	0.1296	0.0628
6	Three-Phase Series RLC Load11	RLC load	PQ	"3"	20 0000	1.0000	0	0.0349	0.0138	0.9679	-33.7436	0.0349	0.0138
7	Three-Phase Series RLC Load12	RLC load	PQ	"4"	20 0000	1.0000	0	0.2621	0.1194	0.9676	-33.7439	0.2621	0.1194
8	Three-Phase Series RLC Load13	RLC load	PQ	"5"	20 0000	1.0000	0	0.1917	0.0928	0.9673	-33.7441	0.1917	0.0928
9	Three-Phase Series RLC Load14	RLC load	PQ	"6"	20 0000	1.0000	0	0.4339	0.2223	0.9672	-33.7444	0.4339	0.2223
10	Three-Phase Series RLC Load15	RLC load	PQ	"7"	20 0000	1.0000	0	0.4040	0.1841	0.9669	-33.7448	0.4040	0.1841
11	Three-Phase Series RLC Load16	RLC load	PQ	"8"	20 0000	1.0000	0	0.7935	0.3380	0.9668	-33.7452	0.7935	0.3380
12	Three-Phase Series RLC Load1	RLC load	PQ	"1"	20 0000	1.0000	0	0.2470	0.0614	0.9761	-33.7477	0.2470	0.0614
13	Three-Phase Series RLC Load18	RLC load	PQ	"10"	20 0000	1.0000	0	0.8190	0.3731	0.9694	-33.7349	0.8190	0.3732
14	Three-Phase Series RLC Load19	RLC load	PQ	"11"	20 0000	1.0000	0	0.1362	0.0580	0.9687	-33.7376	0.1362	0.0580
15	Three-Phase Series RLC Load20	RLC load	PQ	"13"	20 0000	1.0000	0	0.1398	0.0596	0.9679	-33.7394	0.1398	0.0596
16	Three-Phase Series RLC Load21	RLC load	PQ	"14"	20 0000	1.0000	0	0.1347	0.0614	0.9672	-33.7411	0.1347	0.0614
17	Three-Phase Series RLC Load22	RLC load	PQ	"15"	20 0000	1.0000	0	0.1350	0.0654	0.9654	-33.7432	0.1350	0.0654
18	Three-Phase Series RLC Load23	RLC load	HV	"16"	20 0000	1.0000	0	0.8283	0.3714	0.9754	-33.7467	0.8283	0.3714
19	Three-Phase Series RLC Load24	RLC load	PQ	"17"	20 0000	1.0000	0	0.6900	0.2939	0.9643	-33.7486	0.6900	0.2939
20	Three-Phase Series RLC Load25	RLC load	PQ	"18"	20 0000	1.0000	0	0.9789	0.4170	0.9636	-33.7506	0.9789	0.4170
21	Three-Phase Series RLC Load26	RLC load	PQ	"19"	20 0000	1.0000	0	0.0173	0.0073	0.9630	-33.7520	0.0173	0.0073
22	Three-Phase Series RLC Load2	RLC load	PQ	"12"	20 0000	1.0000	0	0.2470	0.0614	0.9750	-33.7535	0.2470	0.0614
23	Three-Phase Series RLC Load27	RLC load	PQ	"20"	20 0000	1.0000	0	0.4085	0.1740	0.9626	-33.7532	0.4085	0.1740
24	Three-Phase Series RLC Load28	RLC load	PQ	"21"	20 0000	1.0000	0	0.4300	0.1959	0.9623	-33.7540	0.4300	0.1959
25	Three-Phase Series RLC Load29	RLC load	PQ	"22"	20 0000	1.0000	0	0.5803	0.2472	0.9621	-33.7544	0.5803	0.2472
26	Three-Phase Series RLC Load30	RLC load	PQ	"24"	20 0000	1.0000	0	0.5727	0.2440	0.9620	-33.7547	0.5727	0.2440
27	Three-Phase Series RLC Load3	RLC load	PQ	"23"	20 0000	1.0000	0	0.2470	0.0614	0.9745	-33.7460	0.2470	0.0614
28	Three-Phase Series RLC Load4	RLC load	PQ	"25"	20 0000	1.0000	0	0.9450	0.4577	0.9742	-33.7384	0.9450	0.4577
29	Three-Phase Series RLC Load5	RLC load	PQ	"26"	20 0000	1.0000	0	0.5414	0.2467	0.9747	-33.7445	0.5414	0.2467
30	Three-Phase Series RLC Load6	RLC load	PQ	"27"	20 0000	1.0000	0	0.1350	0.0654	0.9725	-33.7489	0.1350	0.0654
21	Three-Phase Transformer T/w...	Bus	-	"31"	20 0000	1.0000	0	0	0	0.9791	-33.7127	0	0

الشكل (4-8): نتائج تحليل جريان الحمولة لجميع الباسبارات من بيئة الـ MATLAB

بعد ذلك سنقوم بإدخال العنفة الريحية نوع DFIG إلى مواقع مختلفة من الشبكة السورية المدروسة، وذلك لدراسة أثر إدخال التوليد الموزع على استجابة حاكمة الحماية من التيار الزائد الموجودة في بداية المخرج.

ولكن لمعرفة نقطة الربط الأمثل لإضافة مصادر التوليد الموزع إليها في هذه الشبكة تم الاستعانة ببحث ماجستير سابق قام بدراسة هذه الشبكة وتحديد الباسبارات المرشحة لإضافة مصادر التوليد الموزع إليها باستخدام الخوارزمية الجينية من طرق الذكاء الاصطناعي، بحيث ساهم إضافة التوليد الموزع إلى هذه الباسبارات من تحسين مستوى التوتر في الشبكة وتخفيف الضياعات، وقد وجد البحث أن الباسبارات المرشحة لإضافة مصادر التوليد الموزع إليها هي (Bus 15,16,17,18,19,20,26,27,28,30,31,32,33,34) [24].

يوضح الشكل (4-9) معطيات العنفة الريحية المستخدمة.



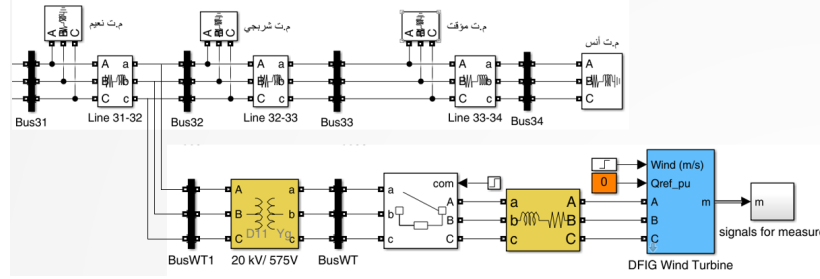
الشكل (4-9): معطيات المولد الريحي ضمن نموذج الـ MATLAB

4-4- دراسة أثر إضافة التوليد الموزع على شبكة التوزيع المقترحة:

لتحليل أثر إضافة التوليد الموزع على الشبكة سيتم إدخال عدة عنفات ريفية بالمواصفات المذكورة عند أحد الباسبارات المرشح إضافة التوليد الموزع إليها، ودراسة أثر ذلك على توترات وتيارات جميع باسبارات مخرج الفطم، وكذلك أثره على تيارات الأعطال الثلاثية وبالتالي على استجابة الحماية من التيار الزائد الموجودة في بداية المخرج.

4-4-1- الشبكة المقترحة ضمن حالة عمل طبيعية دون حدوث أعطال:

الحالة الأولى: إضافة عتفة ريحية واحدة باستطاعة [1.5 MW] عند الباسبار Bus 31، ثم إلحاقها بعتفة أخرى عند نفس النقطة لتصبح استطاعة العتفات المضافة [3 MW]، ثم إضافة عتفة ثالثة فتكون الاستطاعة المضافة [4.5 MW]، ويوضح الشكل نقطة ربط العتفات الريحية في هذه الحالة.



الشكل (4-10): نموذج جزء من مخرج الفطم بعد ربط العتفات الريحية عند Bus 31

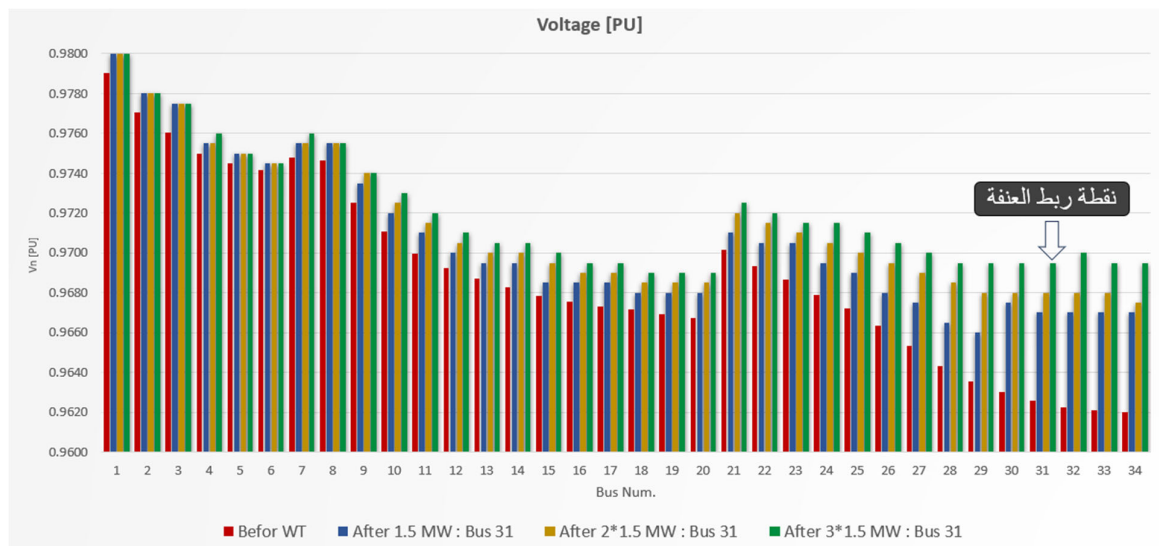
نتيجة إجراء تحليل جريان الحمولة بالاستعانة ببيئة الـ MATLAB، يظهر الجدول (4-3) قيم التوترات لجميع باسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال عتفة ريحية واحدة ثم عتفتين ثم ثلاث عتفات.

الجدول (4-3): قيم التوترات لباسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

Bus No.	Voltage without DG [PU]	Voltage with 1.5[MW] DFIG [PU]	Voltage with 3[MW] DFIG [PU]	Voltage with 4.5[MW] DFIG [PU]
1	0.9791	0.9800	0.9800	0.9800
2	0.9771	0.9780	0.9780	0.9780
3	0.9761	0.9775	0.9775	0.9775
4	0.9750	0.9775	0.9775	0.9760
5	0.9745	0.9750	0.9750	0.9750
6	0.9742	0.9745	0.9745	0.9745
7	0.9748	0.9755	0.9755	0.9760
8	0.9747	0.9755	0.9755	0.9755
9	0.9725	0.9735	0.9740	0.9740
10	0.9711	0.9720	0.9725	0.9730
11	0.9700	0.9710	0.9715	0.9720
12	0.9693	0.9700	0.9705	0.9710
13	0.9687	0.9695	0.9700	0.9705
14	0.9683	0.9695	0.9700	0.9705
15	0.9679	0.9685	0.9695	0.9700
16	0.9676	0.9685	0.9690	0.9695
17	0.9673	0.9685	0.9690	0.9695

18	0.9672	0.9680	0.9685	0.9690
19	0.9669	0.9680	0.9685	0.9690
20	0.9668	0.9680	0.9685	0.9690
21	0.9702	0.9710	0.9720	0.9725
22	0.9694	0.9705	0.9715	0.9720
23	0.9687	0.9705	0.9710	0.9715
24	0.9679	0.9695	0.9705	0.9715
25	0.9672	0.9690	0.9700	0.9710
26	0.9664	0.9680	0.9695	0.9705
27	0.9654	0.9675	0.9690	0.9700
28	0.9643	0.9665	0.9685	0.9695
29	0.9636	0.9660	0.9680	0.9695
30	0.9630	0.9675	0.9680	0.9695
31	0.9626	0.9670	0.9680	0.9695
32	0.9623	0.9670	0.9680	0.9700
33	0.9621	0.9670	0.9680	0.9695
34	0.9620	0.9670	0.9675	0.9695

ويوضح الشكل الآتي مقارنة وضع التوترات للباسبارات قبل وبعد إضافة العنفة الريحية إلى مخرج الفطم.



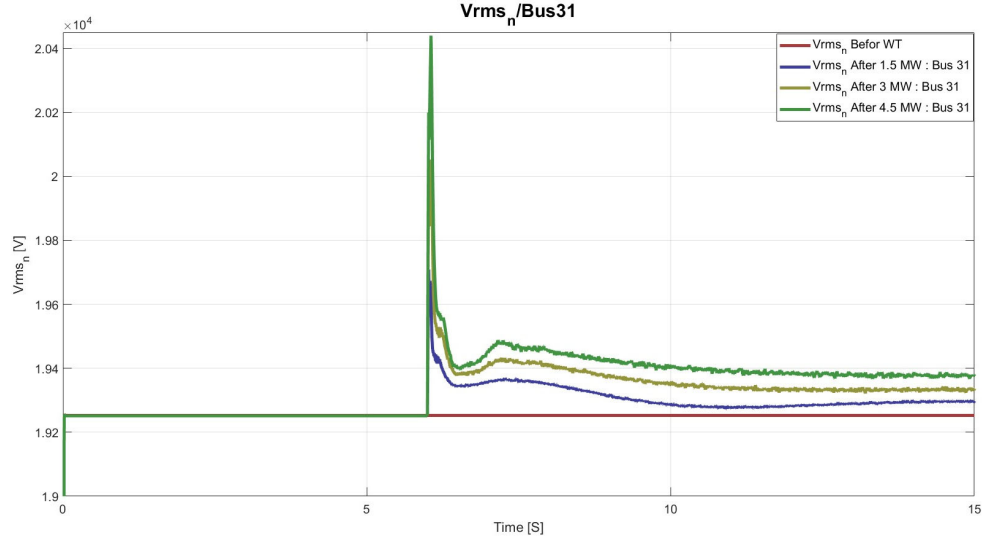
الشكل (4-11): مقارنة وضع التوترات قبل وبعد إضافة التوليد الموزع

لوحظ أن إدخال العنفة الريحية إلى شبكة التوزيع الكهربائية أدى إلى تحسن في مستوى التوتر لجميع الباسبارات

تقريباً، وخاصة الباسبارات القريبة من نقطة الربط، كما نلاحظ ازدياد مستوى التحسن مع زيادة استطاعة العنفة

المضافة.

يوضح الشكل (4- 12) القيمة الفعالة للتوتر عند باسبار ربط العنفة Bus31 قبل وبعد إدخال العنفة الريحية بمختلف الاستطاعات المذكورة أعلاه.



الشكل (4- 12): التوتر عند باسبار الربط قبل وبعد إدخال العنفة الريحية

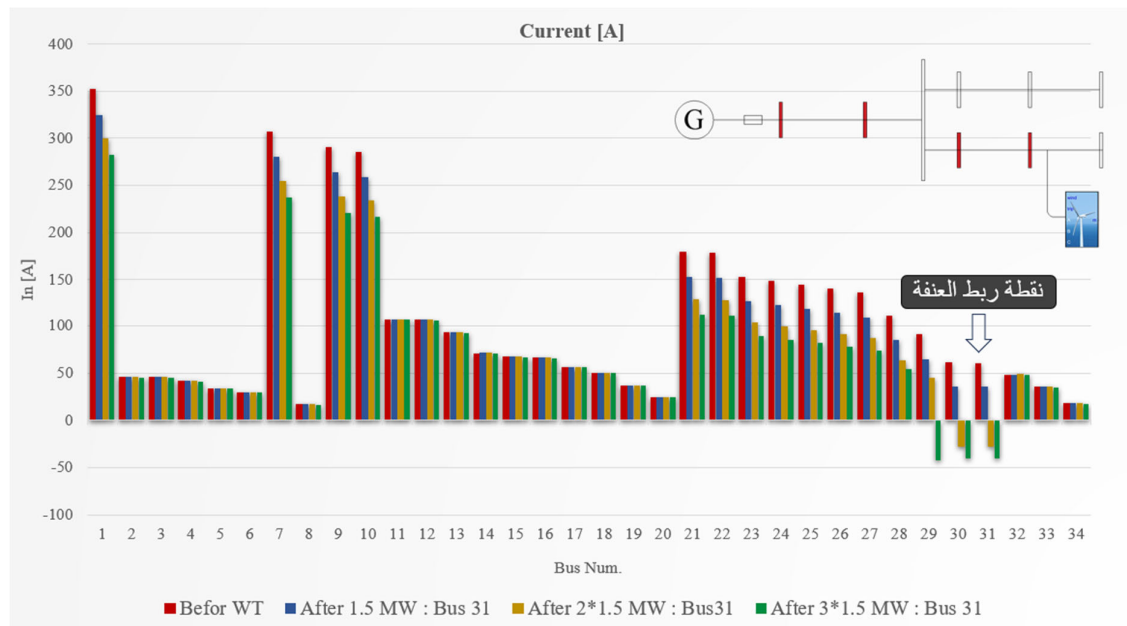
كما يظهر الجدول (4- 4) قيم التيارات لجميع باسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال عنفة ريحية واحدة ثم عنفتين ثم ثلاث عنفات.

الجدول (4- 4): قيم التيارات لباسبارات مخرج الفطم قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

Bus No.	Current without DG [A]	Current with 1.5[MW] DFIG [A]	Current with 3[MW] DFIG [A]	Current with 4.5[MW] DFIG [A]
1	351.6	324.5	299.78	282.2
2	45.25	45.25	45.23	45.22
3	45.26	45.22	45.23	45.22
4	41.01	41.06	41.06	41.06
5	33.42	33.41	33.44	33.44
6	29.43	29.45	29.45	29.45
7	306.37	279.51	254.66	237.3
8	16.69	16.71	16.71	16.71
9	289.68	263.71	238.03	220.8
10	285.45	258.42	233.84	216.7
11	106.42	106.5	106.61	106.6
12	105.88	106	106.07	106.1
13	92.285	92.37	92.45	92.47
14	70.625	70.7	70.75	70.77
15	66.615	66.68	66.73	66.57
16	66.57	65.64	65.68	65.7

17	55.836	55.89	55.93	55.9
18	49.91	49.96	49.99	50.01
19	36.355	36.39	36.42	36.43
20	24	24.03	24.04	24.05
21	179.06	152.21	128.4	113.3
22	178	151.2	127.35	112.3
23	152.89	126.67	102.78	88.92
24	148.76	122.21	98.8	85.32
25	144.52	118.36	94.72	81.48
26	140.4	113.92	90.74	77.84
27	136.24	109.41	86.71	74.15
28	110.96	84.51	62.81	53.82
29	90.4	63.95	44.71	-42
30	60.88	35.54	-27.15	-40.56
31	60.36	35.06	-27.03	-40.73
32	47.79	47.94	48.08	48.17
33	34.71	34.82	34.92	34.98
34	17.239	17.29	17.34	17.37

ويوضح الشكل الآتي مقارنة وضع التيارات للباسبارات قبل وبعد إضافة العنفات الريحية إلى القضيب Bus31 من مخرج الفطم.

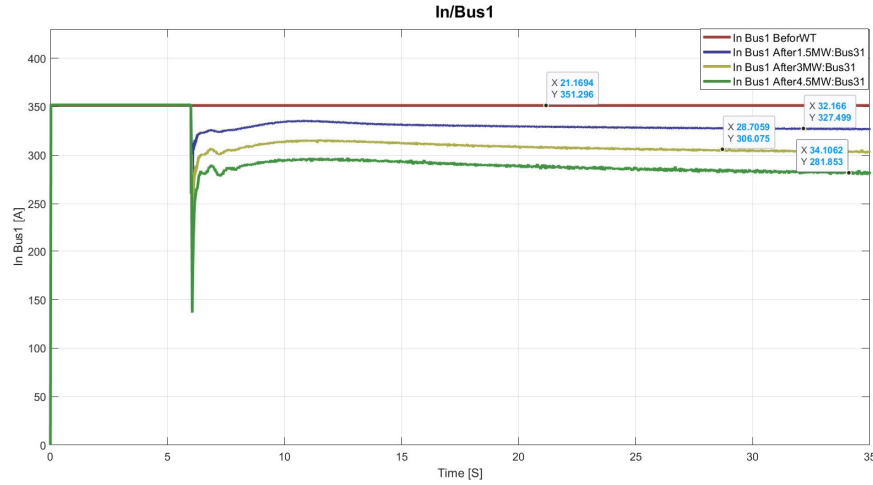


الشكل (4-13): مقارنة وضع التيارات قبل وبعد إضافة التوليد الموزع

لوحظ أن ربط عنفة ريحية باستطاعة [1.5 MW] أدى إلى تغذية الحمل القريب منها مباشرة وبالتالي انخفاض التيار المساهم به من قبل المنبع، وعند ربط عنفة باستطاعة [3 MW] أدى ذلك إلى تغذية الحمل القريب منها

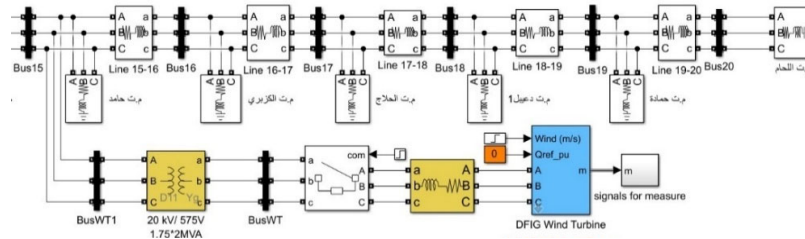
مباشرة وتوليد استطاعة إضافية ستحقن في الشبكة باتجاه معاكس لاتجاه جريانها قبل وصل العنفة لذلك نلاحظ انعكاس جهة التيار في بعض الباسبارات مع زيادة استطاعة العنفة، وزيادة انخفاض التيار المساهم به من قبل المنبع.

يبين الشكل (4-14) قيمة التيار الاسمي المار في الباسبار الأول وهو التيار المار في الحاكمة قبل وبعد إدخال العنفات الريحية بمختلف الاستطاعات المذكورة أعلاه.



الشكل (4-14): تيار الحاكمة قبل وبعد إدخال العنفة الريحية

الحالة الثانية: إضافة خمس عنفات ريحية باستطاعة 5×1.5 [MW] إلى القضيبي Bus 15 ضمن حالة عمل طبيعية، ومراقبة استجابة حاكمة الحماية من التيار الزائد في هذه الحالة.



الشكل (4-15): نموذج جزء من الشبكة بعد ربط التوليد الموزع في هذه الحالة

تم في هذه الحالة إضافة عدة عنفات ريحية باستطاعة 7.5 [MW] أي ما يعادل 75% من استطاعة المخرج وهي أقل من النسبة المسموحة لربط التوليد الموزع على مخرج التوتر المتوسط الواردة في التعميم رقم 9 الصادر عن وزارة الكهرباء والمتضمن اعتماد قواعد شبكة توزيع الكهرباء، حيث ورد في الفقرة السابعة المتعلقة بتحديد

الاستطاعة العظمى لمشاريع التوليد الموزع أنه لا يجوز أن يزيد مجموع استطاعات مشاريع توليد موزع بحسب ربطها على مخرج توتر متوسط عام أو خاص عن 80% من استطاعة المخرج، ويوضح الشكل (4- 16) صورة مرفقة من التعميم المذكور.

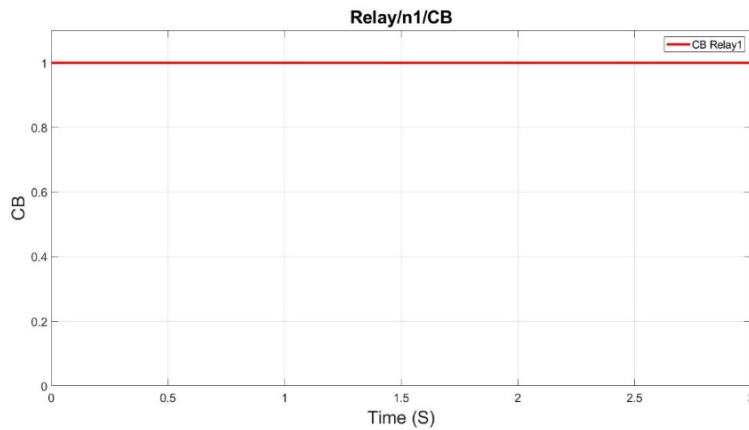
بناء عليه تم التأكد من عدم استجابة الحاكمة MIF II المستخدمة عند الالتزام بالتعميم المذكور كما هو موضح في الشكل (4- 16).

تعميم رقم /
إلى
المؤسسة العامة لتوليد الكهرباء،
المؤسسة العامة لتوزيع الكهرباء،
المؤسسة العامة لنقل الكهرباء،
الشركات والبنشآت التابعة لهم
المركز الوطني لاسيود الطاقة
بمعايير القطاع: للكهرباء، والميكانيكا، فم نقل من دمشق - القذافية - حلب.
إشارة إلى قرارنا رقم / ٨٧٨ / تاريخ ٢٠١٦/٧/١٩ المتضمن اعتماد قواعد شبكة توزيع الكهرباء .
تعلمكم بأن القرار أعلاه الذكر قد تم نشره في الجزء الأول من الجريدة الرسمية العدد / ٣٧ / تاريخ ٢٠١٦/٨/١٧ .

٧- يؤخذ بالإعتبار في تحديد الإستطاعة العظمى لمشاريع توليد موزع (لمشارك/لمرخص له بالتوليد الموزع) ما يأتي:
أ - لا يجوز أن تزيد الإستطاعة العظمى لمشروع توليد موزع لمشارك عن الإستطاعة التعاقدية لتزويد المشارك.
ب - لا يجوز أن يزيد مجموع استطاعات مشاريع توليد موزع بحسب ربطها مع شبكة التوزيع وفق الآتي :

- ١ - على مخرج التوتر المنخفض لمركز تحويل عام عن ٨٠ % من استطاعته الاسمية.
- ٢ - على مخرج توتر متوسط عام أو خاص عن ٨٠ % من استطاعة المخرج.
- ٣ - على محطة تحويل (توتر عالي/٢٠) ك ف عن ٨٠ % من استطاعة المحطة لنفس التوتر.

الشكل (4- 16): صورة مرفقة من التعميم الصادر عن وزارة الكهرباء [27]



الشكل (4- 17): استجابة الحاكمة في هذه الحالة

4-4-2- الشبكة المقترحة عند حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن:

الحالة الأولى: أثر إضافة العنفات الريحية على التوترات أثناء العطل:

عند حدوث العطل في أي نقطة من الشبكة فإن توتر قضيب التجميع المعطل يهبط إلى الصفر أو إلى قيمة قريبة من الصفر حسب ممانعة نقطة العطل، أما بقية قضبان التجميع فإن هبوط التوتر فيها يكون بنسب متفاوتة حسب بعد قضيب التجميع عن نقطة العطل، لذلك سنقوم بحساب مؤشر هبوط التوتر على قضبان التجميع السليمة عند حدوث العطل على قضيب تجميع آخر $VDI\%$ من خلال العلاقة الآتية [28]:

$$VDI \% = \frac{V_{Bus,Prefault} - V_{Bus,fault}}{V_{Bus,Prefault}} \times 100 \quad (2-4)$$

حيث:

$VDI \%$: مؤشر هبوط التوتر على قضيب تجميع ما من الشبكة.

$V_{Bus,Prefault}$: توتر قضيب التجميع قبل العطل.

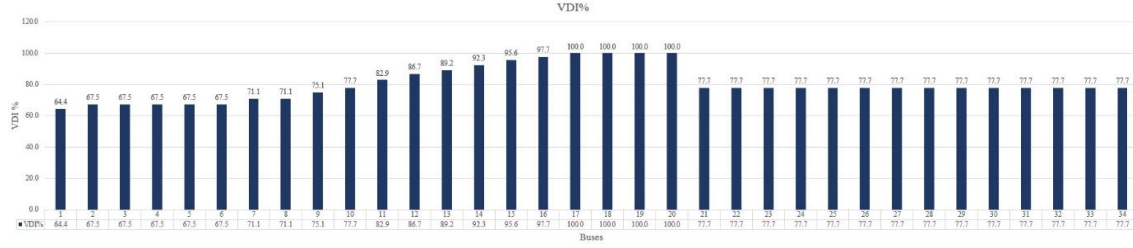
$V_{Bus,fault}$: توتر قضيب التجميع بعد العطل.

نقوم بإجراء عطل ثلاثي الطور متوازن في نقطة من الشبكة المدروسة ولتكن عند القضيب 17 Bus، وبيان قيم توترات قضبان التجميع السليمة بعد حدوث العطل في الشكل (4-19)، ثم حساب مؤشر هبوط التوتر على كافة قضبان الشبكة المدروسة اعتماداً على العلاقة السابقة وإظهار النتائج في الشكل (4-18).

مثلاً يعطى مؤشر هبوط التوتر على القضيب Bus32 باستخدام العلاقة (4-2)، بعد معرفة قيمة توتر الباسبار قبل العطل بالاستعانة بالجدول (4-3)، والاستعانة بالشكل (4-19) لمعرفة قيمة توتر الباسبار عند حدوث عطل

على Bus17، وفق الآتي:

$$VDI \% (Bus32) = \frac{0.9623 - 0.214}{0.9623} \times 100 = 77.7\%$$



الشكل (4-18): مؤشر هبوط التوتر على قضبان الشبكة عند حدوث عطل على Bus 17

بعد إضافة عناصر التوليد الموزع يحدث حالة تشغيل أفضل للشبكة من حيث هبوط التوتر الحاصل، ولبيان ذلك نقوم بإجراء نفس العطل السابق على القضيبي Bus 17 ومقارنة التوترات أثناء العطل قبل وبعد إضافة العنفات الريحية، وحساب مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل بوجود التوليد الموزع منسوباً للتوتر أثناء العطل قبل إضافة التوليد الموزع Voltage Improvement Index Due DG VII بتطبيق العلاقة الآتية [28]:

$$VII \% = \frac{V_{f,+DG} - FL_{f,-DG}}{FL_{f,-DG}} \times 100 \quad (4-3)$$

حيث:

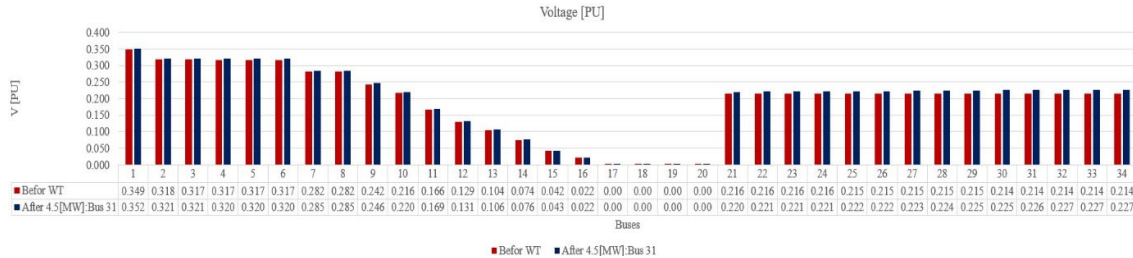
$VII \%$: مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل بوجود التوليد الموزع.

$V_{f,+DG}$: توتر قضيب التجميع أثناء العطل مع وجود التوليد الموزع.

$V_{f,-DG}$: توتر قضيب التجميع أثناء العطل دون وجود التوليد الموزع.

يبين الشكل (4-19) قيم توترات كافة قضبان الشبكة أثناء حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن عند القضيب

Bus 17 وذلك قبل وبعد إضافة ثلاث عنفات ريحية باستطاعة [1.5 MW] إلى القضيب Bus 31.

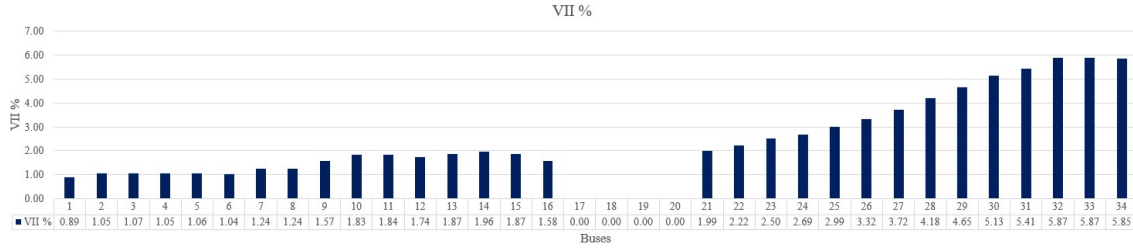


الشكل (4-19): قيم التوترات أثناء العطل قبل وبعد إضافة العنفات الريحية

مثلاً يعطى مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل بوجود العنفات الريحية على القضيبي السليم Bus 32، وذلك عند حدوث عطل على القضيبي Bus17، وربط عنفات ريحية باستطاعة [4.5 Mw] إلى القضيبي Bus 31، وفق الآتي:

$$\text{VII \% (Bus32)} = \frac{0.2267 - 0.2142}{0.2142} \times 100 = 5.87 \%$$

يظهر الشكل (4-20) قيم مؤشر تحسن التوتر لكافة قضبان الشبكة المدروسة في هذه الحالة اعتماداً على العلاقة (4-3).



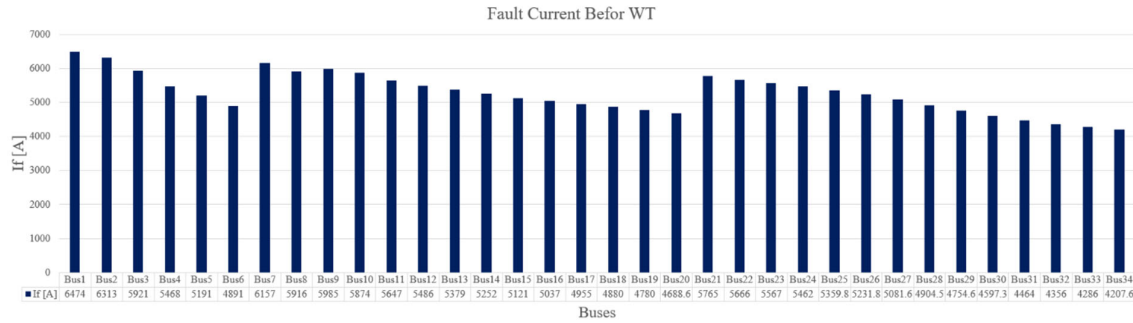
الشكل (4-20): مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل قبل وبعد إضافة العنفات الريحية

نلاحظ تحسن قيم التوترات لجميع قضبان التجميع السليمة أثناء العطل بعد إضافة التوليد الموزع، حيث بلغت قيمة التحسن في التوتر أثناء العطل للقضبان القريبة من نقطة ربط العنفات الريحية بحدود 5.8 %، أما القضبان البعيدة عن نقطة الربط فقد كان مؤشر تحسن التوتر أثناء العطل صغير نسبياً بحدود 1%.

الحالة الثانية: أثر إضافة العنفات الريحية على سوية العطل وزمن استجابة الحاكمة باختلاف موقع العطل:

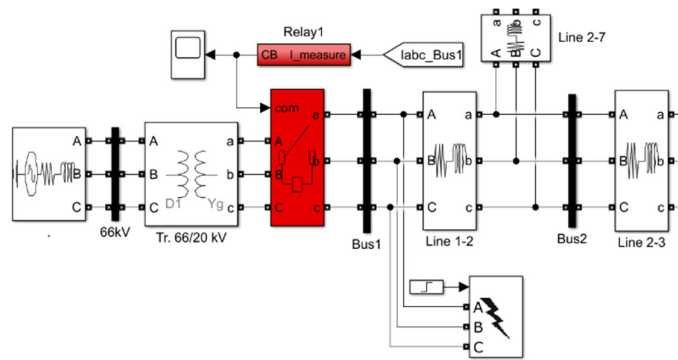
أولاً: حساب تيارات الأعطال الثلاثية على قضبان التجميع قبل إضافة التوليد الموزع:

في هذه الحالة تم إجراء عطل ثلاثي الطور متوازن في كل نقطة من نقاط مخرج الفطم، وحساب تيارات العطل المتوازن لكافة قضبان التجميع باستخدام برنامج MATLAB، ويبين الشكل (4-21) نتائج حساب سويات العطل المتوازن لكافة القضبان بيانياً.

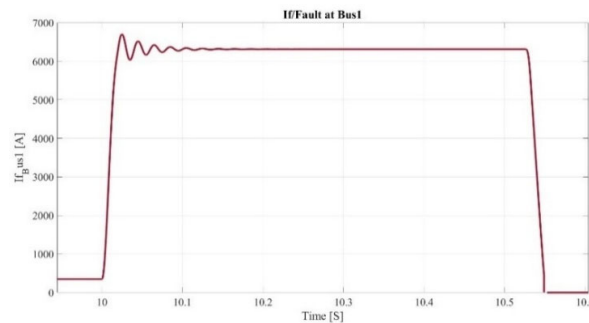


الشكل (4- 21): قيم تيارات الأعطال قبل إدخال التوليد الموزع

لبيان استجابة الحاكمة من خلال نتائج النمذجة تم أخذ حالة حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن عند Bus 1 قبل إضافة التوليد الموزع حيث بلغت القيمة الفعالة لتيار العطل ثلاثي الطور المتوازن في هذه الحالة 6474 [A] كما هو موضح في الشكل (4- 23) .

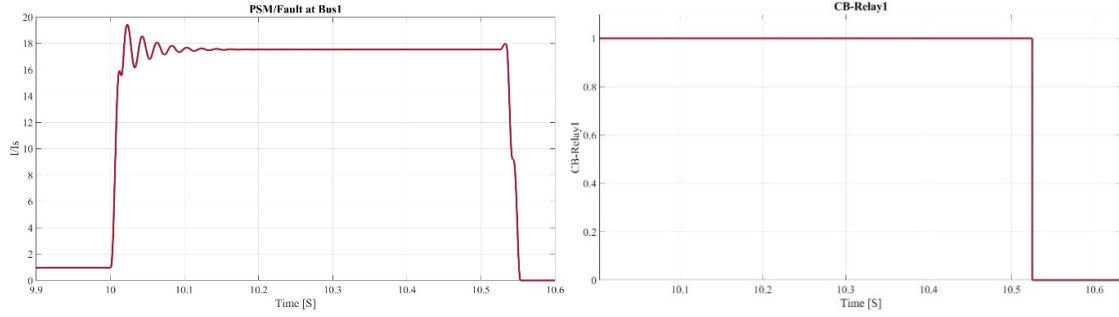


الشكل (4- 22): نموذج يوضح موقع حدوث العطل في هذه الحالة



الشكل (4- 23): تيار العطل المتوازن عند Bus1 بقيمته الفعالة بدون وجود التوليد الموزع

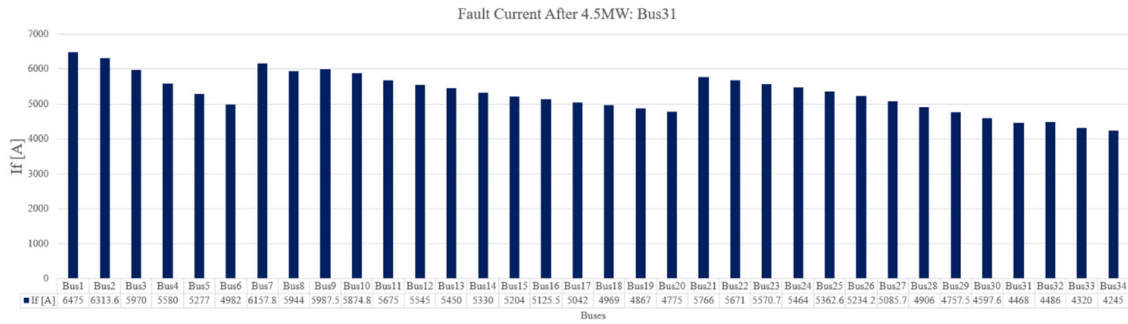
بناء عليه يوضح الشكل (4- 24) النسبة PSM أو ما يسمى I/Is بالاستعانة ببيئة الـ MATLAB، لتستجيب الحاكمة نتيجة حدوث هذا العطل بعد زمن فصل قيمته 0.5236 [Sec].



الشكل (4-24): النسبة PSM عند حدوث العطل المذكور، واستجابة الحاكمة نتيجة لذلك

ثانياً: حساب تيارات الأعطال الثلاثية على قضبان التجميع بعد إضافة التوليد الموزع:

في هذه الحالة نحسب تيارات العطل عند كل قضيب من قضبان مخرج الفطم، وذلك بعد إدخال ثلاث عنفات ريحية باستطاعة [MW] 1.5 مربوطة إلى Bus 31، ويبين الشكل (4-25) نتائج حساب سويات العطل المتوازن لكافة القضبان بيانياً بعد إدخال عنفات ريحية باستطاعة [MW] 4.5 إلى الباسبار Bus31.



الشكل (4-25): قيم تيارات الأعطال بعد ربط عنفات ريحية [MW] 4.5 إلى القضيب Bus 31

لدراسة أثر إضافة التوليد الموزع على تيارات العطل في الشبكة المدروسة نقوم بحساب مؤشر تزايد تيار العطل وفق العلاقة الآتية [28]:

$$FLRI \% = \frac{FL_{+DG} - FL_{-DG}}{FL_{-DG}} \times 100 \quad (4-4)$$

حيث:

$FLRI \%$: مؤشر تزايد تيار العطل على قضيب تجميع ما من الشبكة.

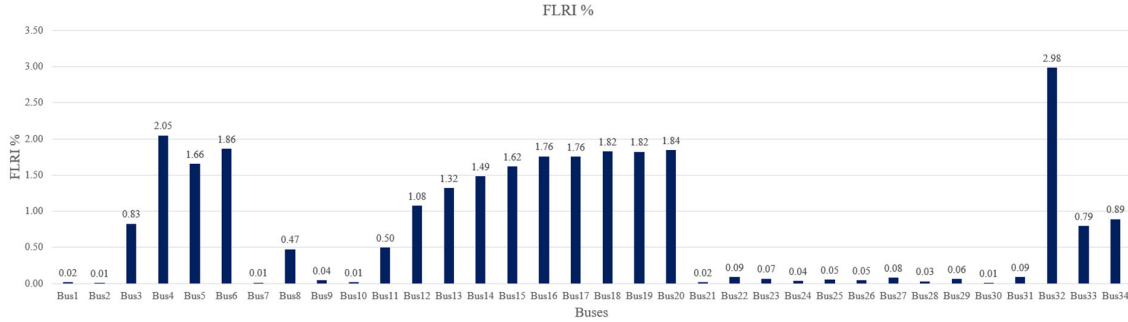
FL_{+DG} : تيار العطل على قضيب التجميع بعد إضافة التوليد الموزع.

$FL-DG$: تيار العطل على قضيب التجميع قبل إضافة التوليد الموزع.

مثلاً عند حدوث عطل ثلاثي الطور على القضيب Bus 32 واستناداً لقيم تيار العطل قبل وبعد دخول العنفات الريحية الموضحة في الشكل (4- 21) والشكل (4- 25)، فإن قيمة مؤشر تزايد تيار العطل بعد تطبيق العلاقة (4- 4) هي:

$$FLRI \%(Bus32) = \frac{4486 - 4356}{4356} \times 100 = 2.98\%$$

بتطبيق هذه العلاقة على كافة القضبان في المخرج، يوضح الشكل (4- 26) مؤشر تزايد تيار العطل لكل قضيب تجميع نتيجة دخول العنفات الريحية باستطاعة [4.5 MW] إلى القضيب Bus31.



الشكل (4- 26): مؤشر تزايد تيار العطل بعد إضافة عنفات ريحية [4.5MW] إلى القضيب Bus 31

لوحظ من الشكل (4- 26) تزايد قيم تيار العطل لجميع الباسبارات بعد ربط العنفة الريحية إلى الشبكة، وذلك بقيم متفاوتة تبعاً لموقع العطل، حيث وجد أن أقل نسبة زيادة في تيار العطل كانت عند حدوث أعطال ثلاثية على المسار الواصل بين المنبع والعنفة بقيمة لم تتجاوز 0.09% كحد أعلى، بينما كانت أعلى نسبة زيادة في تيار العطل على القضيب Bus 32 وهو القضيب القريب جداً من نقطة ربط العنفة الريحية Bus31 حيث زاد تيار العطل بنسبة 2.98% بعد ربط العنفة الريحية.

كما يوضح الجدول (4- 5) التيار المار في الحاكمة I_f وزمن فصل العطل t لكل حالة، حيث:

t_{-DG} [Sec]: زمن استجابة الحاكمة بعد حدوث عطل ثلاثي الطور عند كل قضيب قبل ربط العنفات الريحية.

t_{+DG} [Sec]: زمن استجابة الحاكمة بعد حدوث عطل ثلاثي الطور عند كل قضيب بعد ربط عنفات ريحية

بإستطاعة 4.5 [MW] إلى القضيب Bus31.

Δt [msec]: قيمة التأخر في زمن استجابة الحاكمة قبل وبعد ربط العنفات الريحية.

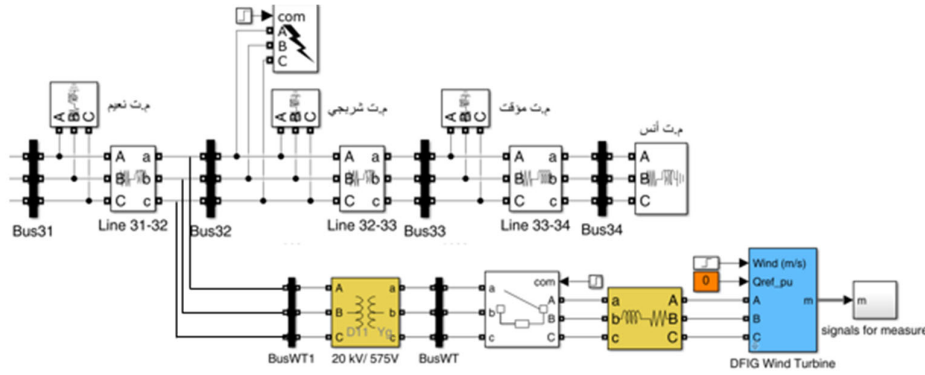
الجدول (4-5): التأخر في زمن استجابة الحاكمة بعد ربط العنفات الريحية وبإختلاف موقع العطل

Bus No.	I _f Bus1 Before DG[A]	t_{-DG} [Sec]	I _f Bus1 After 4.5[MW] WT: Bus31[A]	t_{+DG} [Sec]	$\Delta t = t_{+DG} - t_{-DG}$ [msec]
1	6475	0.5236	6474	0.5237	0.10
2	6312.55	0.5252	6312.25	0.5253	0.10
3	5950	0.5293	5940	0.5296	0.30
4	5555	0.5346	5539.5	0.5351	0.50
5	5288	0.539	5260	0.5396	0.60
6	5011	0.5442	4988	0.5449	0.70
7	6159.8	0.5268	6159	0.527	0.20
8	5939	0.5294	5929.5	0.5297	0.30
9	5993	0.5288	5992.46	0.5289	0.10
10	5882	0.5301	5881.8	0.5303	0.20
11	5665	0.5330	5661	0.5333	0.30
12	5517	0.5352	5507.8	0.5355	0.30
13	5416	0.5369	5402.6	0.5372	0.30
14	5298	0.5388	5278	0.5394	0.60
15	5176	0.5412	5154	0.5416	0.40
16	5097	0.5426	5075	0.5432	0.60
17	5020	0.5440	4996	0.5448	0.80
18	4950	0.5456	4926.5	0.5463	0.70
19	4856.9	0.5476	4831	0.5483	0.70
20	4771.8	0.5495	4744.8	0.5504	0.90
21	5776.8	0.5315	5776.5	0.5317	0.20
22	5687.7	0.5327	5682.3	0.533	0.30
23	5591	0.5342	5588	0.5343	0.10
24	5490.97	0.5357	5489.3	0.5359	0.20
25	5393.7	0.5373	5391	0.5374	0.10
26	5271.9	0.5393	5269.3	0.5396	0.30
27	5130.7	0.5419	5127.1	0.5421	0.20
28	4960	0.5454	4959.2	0.5456	0.20
29	4820	0.5485	4818.1	0.5486	0.10
30	4671	0.5521	4670.8	0.5523	0.20
31	4549.6	0.5552	4545.6	0.5556	0.40
32	4444.7	0.5583	4439	0.5586	0.30
33	4379.5	0.5602	4379	0.5603	0.10
34	4306.6	0.5625	4305	0.5627	0.20

نلاحظ انخفاض قيمة التيار المار في الحاكمة والمساهم به من قبل المنبع بعد ربط العنفات الريحية، وذلك يؤدي إلى تأخر في زمن استجابة حاكمة الحماية من التيار الزائد الموجودة في بداية مخرج الفطم، ولكن لم نلاحظ نزعة معينة للعلاقة بين موقع العطل والتأخر في زمن الاستجابة مع ثبات نقطة ربط العنفة الريحية وإنما لعبت هيكليّة الشبكة الدور الأبرز، حيث لوحظ أن قيمة التأخر في زمن استجابة الحاكمة [msec] 0.4 عند حدوث عطل على القضيبي Bus32 وهو قضيبي قريب جداً من نقطة ربط العنفة Bus31، بينما زادت قيمة التأخر في زمن استجابة الحاكمة عند بعض القضبان مثل (Bus6, Bus19) لتبلغ [msec] 0.7 وهي قضبان بعيدة عن نقطة الربط.

الحالة الثالثة: تأثير تغير استطاعة العنفات الريحية على سوية العطل وزمن استجابة الحاكمة:

نقوم بربط عنفات ريحية باستطاعات مختلفة إلى الباسبار Bus 31 من مخرج الفطم، وحدث عطل ثلاثي الطور متوازن عند الباسبار Bus 32، ويوضح الشكل (4-27) نموذج جزء من مخرج الفطم بعد ربط عنفة ريحية واحدة باستطاعة [MW] 1.5 عند الباسبار Bus 31 ثم ربط عنفتين ثم ربط ثلاث عنفات ريحية في نفس النقطة.



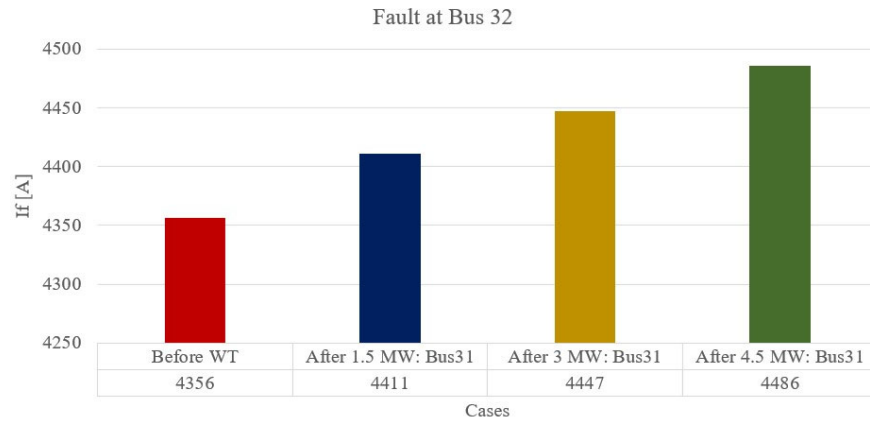
After 1.5 MW:Bus31 / After 3Ph Fault:Bus32

After 2x1.5 MW:Bus31 / After 3Ph Fault:Bus32

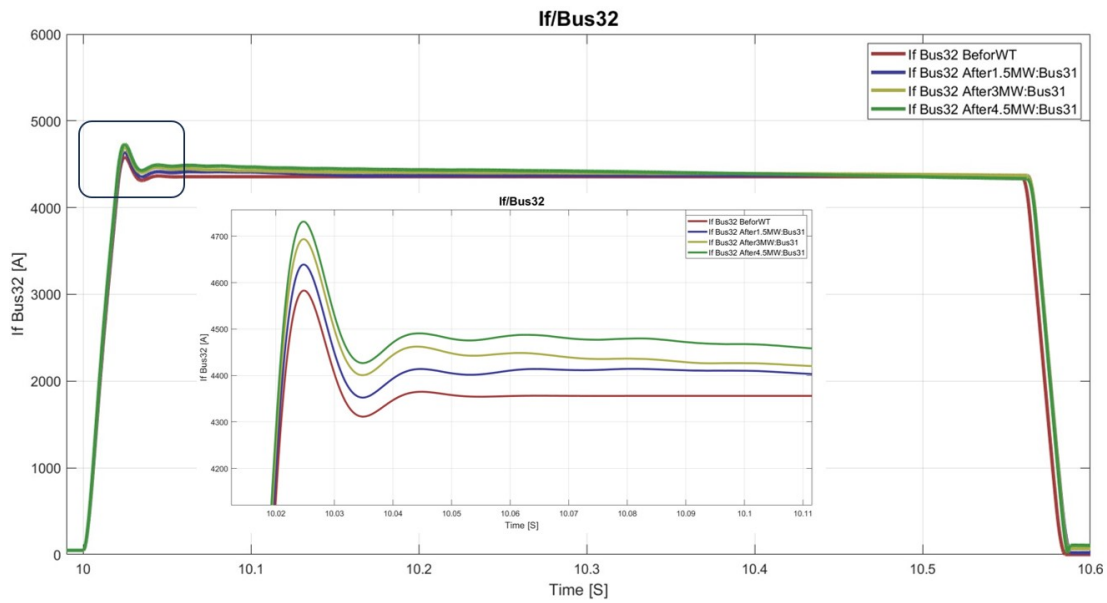
After 3x1.5 MW:Bus31 / After 3Ph Fault:Bus32

الشكل (4-27): نموذج الشبكة من بيئة الـ MATLAB مع تغيير استطاعة العنفة المضافة

يوضح الشكل (4-28) قيم تيار العطل المتوازن عند الباسبار Bus 32 قبل إدخال التوليد الموزع وبعد إدخال العنفات الريحية بالتدرج، كما يوضح الشكل (4-29) شكل تيار العطل المتوازن للقضيبي Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع بالاستعانة ببيئة الـ MATLAB.

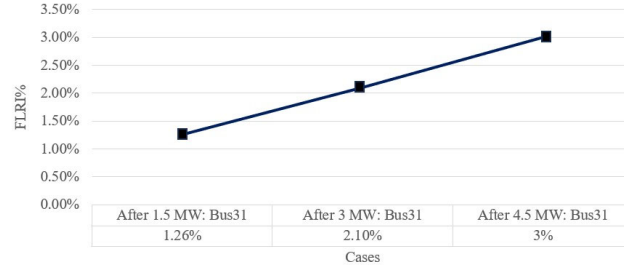


الشكل (4-28): قيم تيار العطل المتوازن للباسبار Bus 32 بزيادة استطاعة العنفة الريحية



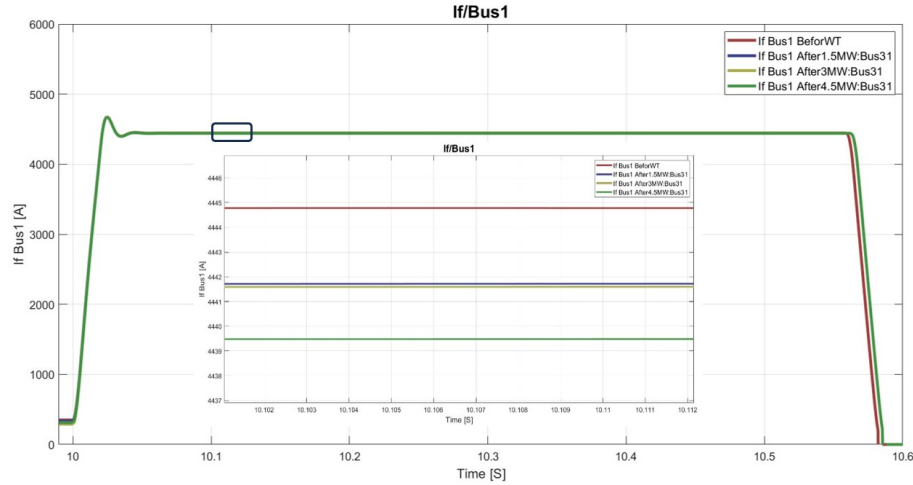
الشكل (4-29): القيمة الفعالة لتيار العطل عند Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

بحساب مؤشر تزايد تيار العطل الثلاثي على الباسبار Bus 32 باختلاف استطاعة العنفة الريحية المضافة، والحصول على النتائج المبينة في الشكل (4-30)، نلاحظ زيادة في قيمة تيار العطل مع زيادة استطاعة العنفة الريحية المضافة إلى شبكة التوزيع بنسبة 1% تقريباً.



الشكل (4-30): تغير تيار العطل كتابع لاستطاعة العنفة الريحية المضافة عند Bus 31

يؤدي تغير تيار العطل قبل وبعد إدخال العنفات الريحية إلى تأثر حاكمة الحماية من التيار الزائد الموجودة في بداية مخرج الفطم واختلاف زمن استجابتها لفصل العطل، بناء عليه يوضح الشكل (4-31) قيمة التيار الذي تراه الحاكمة وهو تيار القضيب الأول Bus 1.



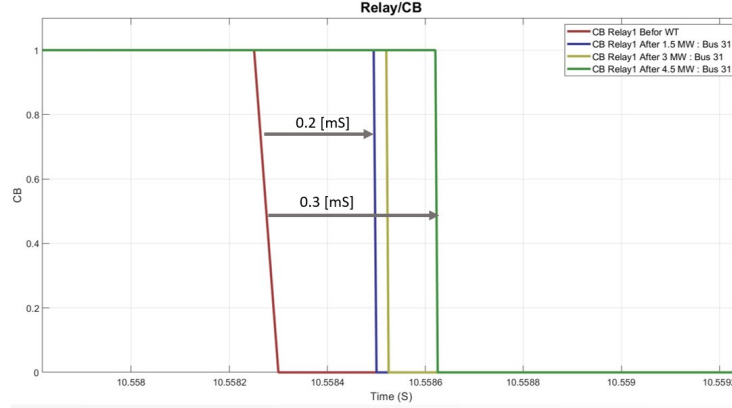
الشكل (4-31): القيمة الفعالة لتيار الحاكمة قبل وبعد إدخال التوليد الموزع وبحدوث عطل

بناء على نتائج النمذجة يظهر الجدول (4-6) قيم تيار الحاكمة I_f -Bus1 وزمن استجابتها قبل وبعد ربط عنفات ريحية بعدة استطاعات.

الجدول (4-6): زمن استجابة الحاكمة عند حدوث عطل Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

Fault on Bus 32: I Bus1	Scenario	$I_f - \text{Bus1 [A]}$	$t \text{ [Sec]}$
	Before WT	4444.7	0.5583
	After 1.5 MW: Bus31	4441.7	0.5585
	After 3 MW: Bus31	4441.6	0.5585
	After 4.5 MW: Bus31	4439	0.5586

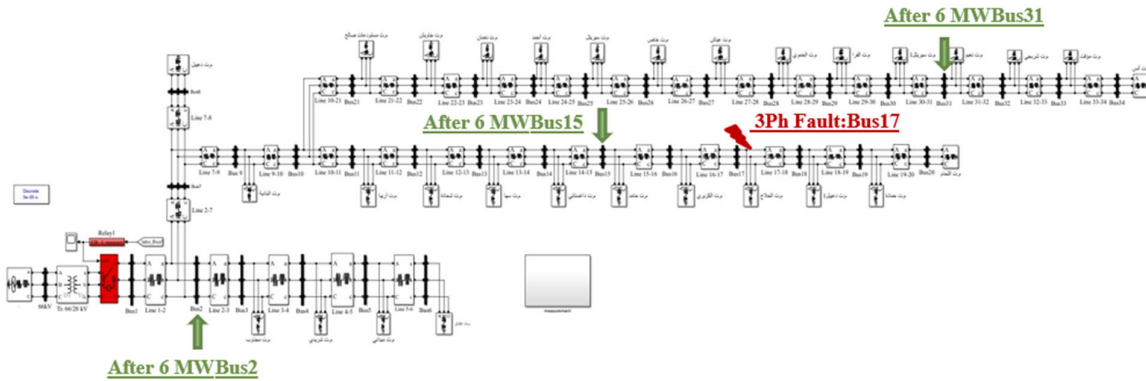
نلاحظ تأخير في زمن استجابة الحاكمة بعد إدخال عتفة ريشية باستطاعة [3 MW] بزمن قدره [0.2 ms]، بينما زاد التأخر في زمن استجابة الحاكمة بزيادة استطاعة العتفة إلى [4.5 MW] إلى القيمة [0.3 ms]، وبالتالي فإن قيمة الزيادة في زمن استجابة الحاكمة كانت بمعدل [0.1 msec] بزيادة استطاعة العتفة الريحية المضافة، كما هو مبين في الشكل (4- 32).



الشكل (4- 32): استجابة الحاكمة عند حدوث عطل عند Bus 32 قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

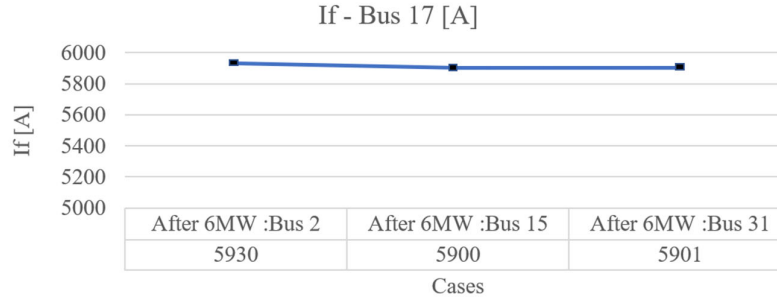
الحالة الرابعة: تأثير تغير نقطة ربط العتفات الريحية على سوية العطل وزمن استجابة الحاكمة:

سيتم في هذه الحالة ربط عتفات ريشية باستطاعة [6 MW] على قضبان التجميع Bus2, Bus31, Bus15 من مخرج الفطم المدروس، وافترض حدوث عطل ثلاثي الطور متوازن على القضيبي Bus 17 كما هو موضح في الشكل (4- 33)، ومن ثم مراقبة سوية العطل واستجابة الحاكمة في جميع الحالات.



الشكل (4- 33): الحالة المدروسة عند حدوث عطل Bus17 وبتغيير نقطة ربط العتفة الريحية

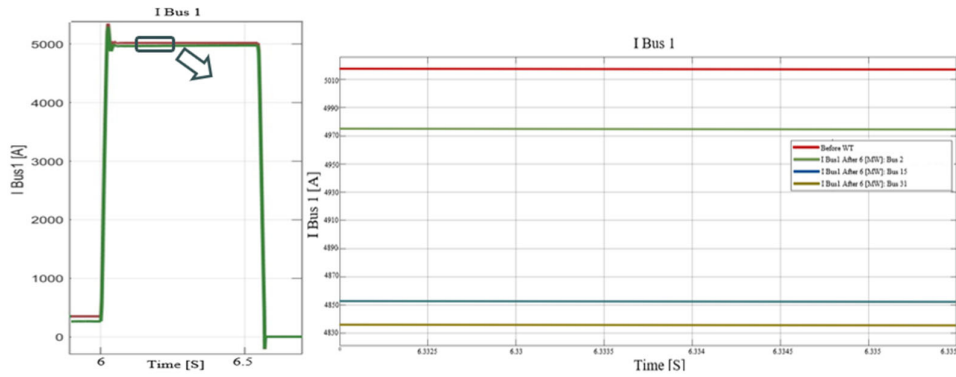
يبين الشكل (4-34) تيار العطل عند ربط العنفات الريحية في النقاط الثلاثة المذكورة من الشبكة.



الشكل (4-34): اختلاف تيار العطل بتغير نقطة ربط التوليد الموزع

لوحظ أن تغيير نقطة ربط العنفات الريحية يؤثر بشكل بسيط جداً على تيار العطل المتوازن، حيث لم تتجاوز قيمة الاختلاف 0.5% عند الربط على الباسبار القريب من المنبع Bus 2 (مع العلم أنه ليس الباسبار الأمثل للربط في حالة الشبكة المدروسة)، بينما كانت سوية العطل نفسها تقريباً عند الربط على الباسبارات في نهاية الشبكة الشعاعية Bus15, Bus31 (وهي من ضمن الباسبارات الأمثل لربط التوليد الموزع إليها في حالة الشبكة المدروسة).

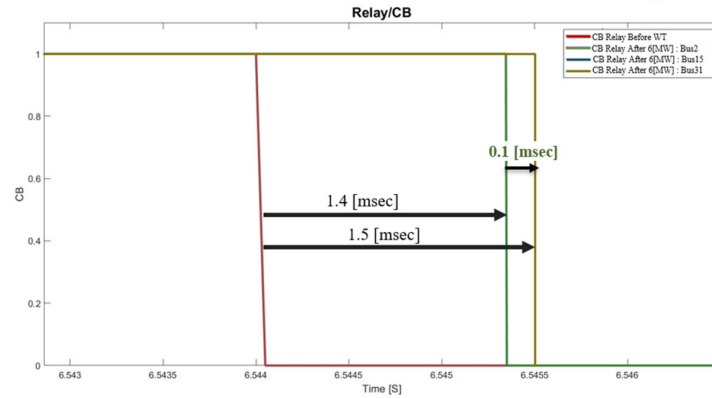
يبين الشكل (4-35) التيار المار في الحاكمة وهو تيار القضيبي Bus 1 عند حدوث عطل على Bus 17، وذلك قبل وبعد ربط عنفات ريحية باستطاعة [6 MW] إلى الباسبارات المذكورة أعلاه.



الشكل (4-35): التيار المار في الحاكمة في هذه الحالة قبل وبعد إدخال التوليد الموزع

ومنه نجد زمن استجابة الحاكمة من التيار الزائد الموجودة في بداية المخرج باختلاف موقع ربط العنفات الريحية

وبعد حدوث عطل على القضيبي Bus17 كما هو موضح في الشكل (4-36).



الشكل (4-36): استجابة الحاكمة في هذه الحالة

نلاحظ أن اختلاف موقع ربط العنفة الريحية لم يلعب دوراً كبيراً في زيادة الزمن اللازم لفصل الحاكمة أثناء العطل، وأن الحاكمة قد استجابت بنفس زمن الفصل تماماً عند الربط على باسبارات في نهاية الشبكة الشعاعية بحدود 0.5455 [Sec] ، بينما اختلف زمن الفصل بقيمة ضئيلة جداً وهي 0.1 [msec] عند الربط على الباسبار القريب من المنبع Bus2، كما هو موضح في الجدول (4-7).

الجدول (4-7): تيار العطل وزمن استجابة الحاكمة في هذه الحالة

Fault on Bus 17: I Bus1	Scenario	I_f – Bus1 [A]	t [Sec]
	Before WT	5020	0.5440
	After 6 MW: Bus2	4975	0.5454
	After 6 MW: Bus15	4851	0.5455
	After 6 MW: Bus31	4835	0.5455

النتائج والتوصيات:

يعد اختيار نظام الحماية المناسب واختيار العيارات المناسبة للقواطع الآلية وضمان تحملها تيارات القصر في حالات الأعطال واستجابتها لفصل منطقة العطل دوناً عن غيرها من المواضيع الهامة جداً عند دراسة النظام الكهربائي وذلك لضمان الوثوقية وجودة التغذية الكهربائية للمستهلك.

وقد تم في هذا البحث إجراء مجموعة من الاختبارات على جزء من شبكة التوزيع الكهربائية السورية وتحديد سويات العطل للقضبان وزمن استجابة الحاكمة عند كل حالة من الحالات بعد إضافة التوليد الموزع، وقد أظهرت النتائج ما يلي:

1- يؤدي إضافة العنفات الريحية إلى شبكات التوزيع الكهربائية تغييراً في قيم جريان الحمولة للحالة الأساس للشبكة المضيفة، حيث تتغير قيم تيارات وتوترات القضبان عما كانت عليه قبل إضافة التوليد الموزع، فقد لوحظ عند إجراء الاختبارات تحسن بمستويات التوتر لجميع القضبان وخاصة للقضبان القريبة من نقطة ربط العنفة، كما لوحظ تغير في اتجاه التيارات في بعض أجزاء الشبكة القريبة من العنفة وذلك تبعاً لاستطاعة كل من العنفة والحمولة.

2- يؤدي إضافة المزارع الريحية إلى الشبكة الكهربائية إلى زيادة سويات الأعطال في الشبكة المضيفة، ويؤدي ذلك بشكل مباشر إلى اختلاف زمن استجابة الحاكمة المتوقع قبل دخول العنفات الريحية.

3- لوحظ زيادة في قيمة تيار العطل بحدود 1% بزيادة استطاعة العنفة الريحية المربوطة إلى شبكة التوزيع الكهربائية، ويؤدي ذلك إلى الزيادة في قيمة تأخر زمن استجابة الحاكمة.

4- لوحظ أن تأثير نقطة ربط المزرعة الريحية على قيم سوية العطل ضئيل جداً، حيث تساوت قيمة تيار العطل وزمن استجابة الحاكمة عند الربط على الباسبارات في نهاية الشبكة الشعاعية، بينما اختلفت بقيمة ضئيلة جداً عند الربط على الباسبار القريب من المنبع.

5- عند إجراء الاختبارات على الشبكة المقترحة السورية وبإجراء عطل ثلاثي في نقاط مختلفة من الشبكة لم يظهر اختلاف موقع العطل تغييرات كبيرة في استجابة الحماية، ويمكن القول أن الحاكمة استجابت ضمن الحدود المسموح بها وأدت عملها بالشكل الصحيح.

6- في الشبكة السورية المقترحة وفي حال الالتزام باستطاعة الربط المسموح بها على مخرج التوتر المتوسط (80%) من استطاعة المخرج) لن يكون هناك حاجة ملحة لإعادة تعيير الحماية.

7- يجب إعادة الدراسة عند إضافة مصادر التوليد الموزع إلى شبكات التوزيع الكهربائية الحلقية حيث تمتلك أنظمة حماية مختلفة عن حواكم الحماية من التيار الزائد، كما يجب عندها إيجاد الموقع والحجم الأمثل لربط التوليد الموزع إلى الشبكة الكهربائية.

8- يجب دراسة تأثير بقية الأنواع من الحماية كالحماية المسافية بإضافة مصادر التوليد الموزع إلى الشبكة، كما يمكن استخدام تقنيات الذكاء الصناعي لضمان استجابة الحاكمة بالشكل الصحيح بما يتوافق مع التوليد الموزع المضاف.

- [1] D. Yoosefian, H. Askarian-Abyaneh, M. Kheshti, Q. Li and V. Terzija, "Fault Ride Through Constrained Protection Scheme for Distribution Networks with DFIG-Based Wind Parks," *WRAP*, 2023.
- [2] J. M. Tripathi, A. Srivastava and S. K. Mallik, "Effect of Change in Environmental Factors on Coordination of Overcurrent Relays with DG Integration," *IEEE*, 2020.
- [3] B. Xu, Y. Luo, Y. Zhang and Y. Ji, "Analysis of Influence of Wind Turbine on Short Circuit Capacity of System," *IEEE*, 2019.
- [4] J. Sahebkar Farkhani, M. Z. H. S. and H. M. , "Coordination of Directional Overcurrent Protection Relay for Distribution Network With Embedded DG," *IEEE*, 2019.
- [5] Z. Liu, H.K. Høidalen, M.M. Saha and M. Popov, "A coordinated Protection and Control Strategy with Wind Power Integration for Distribution Network," *IET*, 2018.
- [6] K. Surendra and C. V. , "Short Circuit Studies on a Distribution System Integrated with Various Distributed Generations," *IEEE*, 2018.
- [7] A. Hamzah, Integration of distributed generation into electrical distribution systems, Damascus, 2010-2011 [Arabic Reference].
- [8] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac, Embedded Generation, London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2000.
- [9] M. Comech and M. García-Gracia, "Protection in Distributed Generation," *CIRCE*, March 2014.
- [10] K. Zidan and S. Al-Jabi, Protection of electrical power systems, Damascus, 2015-2016 [Arabic Reference].
- [11] J. M. Gers and E. J. Holmes, in *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd Edition ed., London, The Institution of Electrical Engineers, 2004.
- [12] D. M. Tawfeeq, "Overcurrent Protective Relays," in *Power System Protection*.
- [13] J. Sadeh, M. Bashir and E. Kamyab, "Effect of Distributed Generation Capacity on the Coordination of Protection System of Distribution Network," *IEEE*, 2010.

- [14] P. M. Koumba, A. Chériti and M. L. Doumbia, "Impacts of Distributed Generation on the Coordination of Protective Devices in Distribution Network," *IEEE*, 2015.
- [15] S. Rahman and B. Das, "Impact of Distributed Generation on Power System Protection," *IEEE*, 2010.
- [16] Z. Han, Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources, 2014.
- [17] S. Mirsaeidi, M. G. Shirazi, K. Ghaffari and M. Mirsaeidi, "Determination of Allowable Capacity of Distributed Generation Units for the Prevention of Protection Mis-Coordination in Distribution Networks," *ISSN*, 2013.
- [18] E. Coster, J. Myrzik and W. Kling, "Effect of DG on distribution grid protection".
- [19] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, Power System Relaying, New York, USA, 2014.
- [20] s. o. F. Didactic, Electricity and New Energy, Principles of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG), Canada, 2011.
- [21] H. Warkozek, Wind Energy (2), Damascus, 2010-2011 [Arabic Reference].
- [22] N. Singh, Modeling of DFIG Based Wind Turbine Mitigating Dynamic Behavior under Varying Load and Asymmetrical Fault Condition, India, 2015.
- [23] S. Abeid, F. Alasali and N. Elnaily, "Innovative Optimal Nonstandard Tripping Protection Scheme for Radial and Meshed Microgrid Systems," *Energies*, July 2022.
- [24] H. Ibrahim and K. Zidan, "Minimization of Power Losses in Distribution Networks Using Distributed Generation," Damascus, 2019 [Arabic Reference].
- [25] "Ministry of Electricity data, General Corporation for Distribution, General Electricity Distribution Company, Damascus countryside," 2018 [Arabic Reference].
- [26] Multilin, "Economical feeder protection with recloser".
- [27] Ministry of Electricity, "Electricity distribution code," Syrian Arab Republic, 2016 [Arabic Reference].
- [28] A. A. Al-Saqati, "Impact of distributed generation on fault analysis in Syrian electrical power system," 2011-2012 [Arabic Reference].

Abstract

The research laid the theoretical foundation for the protection of radial power lines and the operating principle of doubly-fed induction wind turbines (DFIG), as they are currently the most widespread distributed wind generation technology.

Subsequently, the study shifted to examining a reference electrical network containing distributed generators, modeled using the MATLAB-SIMULINK. The aim was to identify the potential effects of integrating distributed generation (DG) on protection system performance under different operating conditions—considering variations in DG capacity and connection points—and to propose suitable protection system solutions and mechanisms that accommodate the impact of DG integration.

To refine these findings, we conducted a case study on a segment of the Syrian 20 [kV] power distribution network. The network and its protection schemes were modeled, and the impact of integrating DFIG-based wind turbines on the existing protection system was analyzed. In the studied scenario, it was concluded that replacing or readjusting the existing protection relay settings was unnecessary—provided that the permissible DG integration limits (based on network voltage and capacity) were adhered to.

Key words: DFIG Wind Turbine, Distributed Generation, MATLAB/SIMULINK, Protection Schemes.

Syrian Arab Republic
Damascus University
Faculty of Mechanical & Electrical Engineering
Electrical power Engineering
Department of Electrical power systems



Studying the influence of integration of wind energy station on protection system for a part of Syrian electrical distributed network 20 [kV]

Requirements for the degree of Master in Electrical Power Engineering

Prepared By
Eng. Raghad Tabbaa

Supervised By
Prof. Dr. Mostafa AL-Hazoury
Prof. Ass. Dr. Fouad Salha

2025