الاثر الاقتصادي والاجتماعي للطاقات الجديدة والمتجددة

م."محمد امين " محروس محمود ابو زعرور- عضو لجنة الطاقة الاتحادية

مساعد مدير عام شركة الكهرباء الوطنية لشؤون التشغيل والتخطيط.

mabuzaror@nepco.com.jo

Mobile:+962796458844

Fax: +962-6-5858615

ملخص البحث

يهدف هذا البحث الى بيان الاثر الاقتصادي والاجتماعي للطاقات الجديدة في الوطن العربي، حيث سيتم التركيز على مقارنة تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من مصادر الطاقة المتجددة مقارنة بتكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من التوليد التقليدي بالإضافة الى تحديد الاثار الاجتماعية لهذه التكنولوجيات على المدى المنظور.

يتكون البحث من مقدمة بالإضافة الى العناوين التالية:

- أنواع التكنولوجيات مدار البحث
- تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من هذه التكنولوجيات
- تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من التوليد التقليدي
- التكلفة غير المنظورة للطاقة المتجددة
- مقارنة ربط مشاريع الطاقة الجديدة على شبكات النقل والتوزيع مع مشاريع الطاقة التقليدية.
- المحددات الفنية لمشاريع الطاقة المتجددة مقارنة مع مشاريع التوليد التقليدي.

كما يتضمن البحث التطرق غلى الاثار الاجتماعية والتي ستركز على النقاط التالية:

- حجم العمالة المطلوب ومستوى المهارة
- صيانة وتشغيل مشاريع الطاقة المتجددة
- التأهيل والتدريب للعمالة
- توطين تكنولوجيا الطاقة المتجددة
- كهربة الارياف والمناطق النائية عن الشبكات الكهربائية
- الاثار البيئية

أنواع التكنولوجيات مدار البحث :

سيتم بحث التكنولوجيات التي تم تركيبها في الأردن وهي طاقة الرياح والطاقة الشمسية (PV Solar) ، حيث تم تشغيل مشروعين طاقة رياح باستطاعة 183 م.و و 13 مشروع طاقة شمسية باستطاعة كلية 219 م.و منها 10 م.و على شبكة التوزيع والباقي على شبكة شركة النقل . هذه المشاريع جاءت من خلال آلية العروض المباشرة ويتم شراء الطاقة الكهربائية المنتجة منها من خلال اتفاقيات شراء الطاقة الكهربائية بتعرفة محددة في هذه الاتفاقيات . بالاضافة إلى هذه المشاريع يوجد مشاريع عاملة في الأردن مربوطة على شبكة التوزيع بأحجام صغيرة وفق آلية نظام صافي القياس (Net Metering) أو آلية نظام العبور (Wheeling).

أ- مشاريع الطاقة الشمسية :

مشاريع الطاقة الشمسية المربوطة على شبكة النقل والتوزيع العاملة وفق نظام العروض المباشرة ويتم شراء الطاقة الكهربائية منها حسب اتفاقيات شراء الطاقة :

PV		
Name	Capacity	Year of operation
MDA	164	2016
Scatec	10	2016
Shamsuna	10	2016
JSO	20	2016
Azraq	5	2016
Philydelphya	10	2015 (Distribution)
Total MW: 219		

كما أن هناك مشاريع طاقة شمسية تم توقيع اتفاقيات شراء الطاقة الكهربائية منها وهي حاليا تحت التطوير وهي كما يلي :

PV		
Name	Capacity	Year f operation
Quweira	103	June-2017 (EPC Contract)
Mafraq R2	150	2017 PPA
Masdar	200	2018 PPA
AES	50	2019 PPA
WAJ	50	2019 PPA
RESHA_PV	50	2018 PPA
SAFAWI PV	50	2019 PPA
Total MW: 653		

ب- مشاريع طاقة الرياح : وهي مشاريع عروض مباشرة (منها مشروع حكومي 80 م.و) تم توقيع اتفاقية شراء الطاقة معها وباستطاعة كلية 615 م.و منها 183 م.و عامل والباقي تحت التطوير .

تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من تكنولوجيات الطاقة المنجددة :

Wind			
Name	Capacity	manufacturer	Year f operation
Tafilla	117	V 112	Sep-15
king Hussien Wind	80	Gamesa G114	Dec-16
Rajef	83	Gamesa G114	2018
Kospo	50	V 117	2019
Xenel	50	V 117	2019
Mass	100	V 136	2019
Hecate	45	V 136	2019
Fujaij	90	V 126	2017
total MW: 615			

تقوم الهيئات الكهربائية باحتساب تكلفة الإنتاج من تكنولوجيات الطاقة المتجددة من أجل تحديد سقوف الأسعار الممكن قبولها في حالة طلب التقدم للعروض المباشرة ، وهي تمثل لمخططي الأنظمة الكهربائية مؤشر يمكن أخذه بالاعتبار عند تحديد هذه السقوف (Cap Price) ، ويتوقع عادة تحصيل أسعار أقل من هذه السقوف نتيجة المنافسة بين المتقدمين باستخدام وسائل عديد منها استخدام حجم ألواح شمسية أكبر من من حجم العاكس(Inverter) بالإضافة إلى استخدام التوجيه نحو الشمس سواء بمحور واحد أو محورين (Single or Double Axis Tracking) أما في حالة طاقة الرياح فإنه يتم يتم تقييم أكثر من نوعية توربين في الموقع الواحد قبل اختيار التوربين المناسب من أجل زيادة حصاد الطاقة الكهربائية .علما بأن تصميم مشاريع طاقة الرياح يحتاج إلى جهد ووقت أطول من تصميم مشاريع الطاقة الشمسية وذلك للأسباب التالية :

- مدة زمنية أطول لقياس سرعة الرياح في الموقع الواحد من ثلاث إلى خمس سنوات.
- طبيعة طبوغرافية الموقع .
- احتساب تأثير طريقة توزيع التوربينات على حصاد الطاقة الكهربائية .
- تحديد نوع وحجم التوربين المستخدم .
- خطة نقل التوربينات إلى الموقع وتحديد مسار الطرق إلى الموقع.

- انشاء طرق جديدة في بعض الحالات لنقل أجزاء توربين الرياح.
- فحوصات التربة اللازمة في الموقع وتصميم الأعمال المدنية .
- ألأثار البيئية (الضجيج ،والطيور).
- تحليل الأداء الفني واعداد دراسات الربط على الشبكة .

Item	Unit	PV Track	PV
Capacity:	MW	20	20
Capacity Factor:	%	29%	22%
Life:	Years	20	20
Annual Generation (GWh)	**GWh**	**50.8**	**38.5**
Discount Rate:	% p.a	8%	8%
Total Capital Cost:	US$/KW	1004	873
Total Capital Cost:	MUS$	20	17
Annual Capital Cost:	US$/KW	102	89
Annual Capital Cost:	MUS$	2	2
Levelised Capital Cost:	**Cents/KWH**	**$4.03**	**$4.62**
Total Annual Cost:	US$/KW	$102	$89
Total Annual Cost:	MUS$	$2	$2
Levelised Annual Cost:	**Cents/KWH**	**4.026**	**4.62**
Fuel Cost:	**Cents/KWH**	**0.0**	**0.0**
O&M Cost:	**Cents/KWH**	**1.2**	**1.1**
Total Variable Cost:	**Cents/KWH**	**1.2**	**1.1**
Generation Cost:	**Cents/KWH**	5.27	5.74
Generation Cost:	**Fils/KWH**	**37.4**	**40.8**
Internal Consumption:	**%**	1.0%	1.0%
Sent-Out Cost:	**Cents/KWH**	**5.32**	**5.80**
Sent-Out Cost:	**Fils/KWH**	**37.76**	**41.18**

Item	Unit	Wind				
Capacity:	MW	20	20	20	20	20
Capacity Factor:	%	38%	36%	34%	34%	36%
Life:	Years	20	20	20	20	20
Annual Generation (GWh)	GWh	66.6	63.1	59.6	59.6	63.1
Discount Rate:	% p.a	8%	8%	8%	8%	8%
Total Capital Cost:	US$/KW	1400	1500	1400	1500	1500
Total Capital Cost:	MUS$	28	30	28	30	30
Annual Capital Cost:	US$/KW	143	153	143	153	153
Annual Capital Cost:	MUS$	2.9	3.1	2.9	3.1	3.1
Levelised Capital Cost:	Cents/KWH	4.28	4.84	4.79	5.13	4.84
Total Annual Cost:	US$/KW	$143	$153	$143	$153	$153
Total Annual Cost:	MUS$	$2.85	$3.06	$2.85	$3.06	$3.06
Levelised Annual Cost:	Cents/KWH	4.3	4.8	4.8	5.1	4.8
Fuel Cost:	Cents/KWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
O&M Cost:	Cents/KWH	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Total Variable Cost:	Cents/KWH	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Generation Cost:	Cents/KWH	6.0	6.5	6.5	6.8	6.5
Generation Cost:	Fils/KWH	42.4	46.4	46.0	48.4	46.4
Internal Consumption:	%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Sent-Out Cost:	Cents/KWH	6.22	6.47	6.75	7.10	6.81
Sent-Out Cost:	Fils/KWH	44.18	45.94	47.91	50.44	48.33

كما تجدر الإشارة إلى أن مشاريع طاقة الرياح تحتاج إلى وقت أطول في البناء بعد الوصول للغلق المالي نتيجة طبيعة المعدات وتعقيدات التكنولوجي مما يساهم في ارتفاع تكلفة هذه المشاريع ، هذا بالاضافة إلى أن تقييم الدائنين يحتاج إلى وقت أطول من تقييم مشاريع الطاقة الشمسية نتيجة مخاطر احتساب حصاد الرياح بالاضافة الى مخاطر نقل وانشاء المشروع .

تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من المصادر التقليدية.

تم مقارنة تكلفة الانتاج من مصادر التوليد التقليدية المختلفة وذلك لتحديد البديل الأنسب من الناحية الإقتصادية ، حيث تتراوح تكلفة الإنتاج ما بين 3.75 سنت /ك.و.س (بديل الفحم) و 8.5 سنت/ك.و.س (بديل الوحدات البخارية) كما هو مبين في الجدول التالي ، ويلاحظ أن انخفاض تكلفة الوقود في بديل الفحم له الأثر الأكبر في انخفاض تكلفة الإنتاج من هذه الوحدات بالرغم من ارتفاع التكلفة الرأسمالية لهذه الوحدات وذلك بسبب نوعية المرجل المستخدم تكلفة أجهزة ومعدات اللازمة للتوافق مع المتطلبات البيئية:

Item	Unit	Steam	CC	Coal	Deisel
Capacity:	MW	300	370	400	16
Capacity Factor:	Internal Consum	85%	90%	85%	90%
Life:	Years	30	25	30	25
Annual Generation (GWh)	GWh	2233.8	2917.1	2978.4	126.1
Discount Rate:	% p.a	8%	8%	8%	8%
Total Capital Cost:	US$/KW	1250	850	1450	1100
Total Capital Cost:	MUS$	375	315	580	18
Annual Capital Cost:	US$/KW	111	80	129	103
Annual Capital Cost:	MUS$	33	29	52	2
Levelised Capital Cost:	Cents/KWH	1.49	1.01	1.73	1.31
Heat Rate	Kcal/KWh	2388.89	1954.55	2529.41	2047.62
Fuel Cost:		7.96	6.52	3.79	6.83
O&M Cost:	Cents/KWH	0.03	0.03	0.08	0.05
Total Variable Cost:	Cents/KWH	7.99	6.55	3.87	6.87
Generation Cost:	Fils/KWH	56.76	46.48	27.49	48.79
Internal Consumption:	%	4.0%	2.5%	8.0%	3.5%
Sent-Out Cost:	Cents/KWH	8.33	6.71	4.21	7.12
Sent-Out Cost:	Fils/KWH	59.13	47.67	29.88	50.56
Coal Cost- $/Mkcal	15				
LNG Cost- $/Mkcal	33.34				

كما تم مقارنة بديل الصخر الزيتي والطاقة النووية ، حيث بينت المقارنة أن بديل الطاقة النووية أقل كلفة من بديل الحرق المباشر للصخر الزيتي. كذلك تجدر الإشارة بأنه ومن خلال مقارنة كافة البدائل التقليدية فإن بديل الفحم يعنبر البديل الأقل كلفة على النظام الكهربائي ، لكن هناك محددات رئيسية يجب أن تؤخذ بالإعتبار عند اللجوء لهذا البديل وهي :

- محددات بيئية . ويمكن استخدام معدات مكلفة للإلتزام بالمعايير البيئية ، لذلك يلاحظ ارتفاع التكلفة الرأسمالية والتشغيلية لهذا البديل .
- محدودية المواقع الساحلية المطلة على البحار في بعض الأقطار مثل الأردن. وذلك لإنشاء ميناء استيراد الفحم وتخزينه واسنخدام مياه البحر لأغراض التبريد.

Item	Unit	NPP	Oil Shale
Capacity:	MW	1000	277
Capacity Factor:	%	90%	85%
Life:	Years	60	28
Annual Generation (GWh)	GWh	7884.0	2062.5
Discount Rate:	% p.a	8%	8%
Total Capital Cost:	US$/KW	6000	4700
Total Capital Cost:	MUS$	6000	1302
Annual Capital Cost:	US$/KW	485	425
Annual Capital Cost:	MUS$	485	118
Levelised Capital Cost:	Cents/KWH	$6.15	$5.71
Heat Rate	Kcal/KWh	2687.5	2606.1
Fuel Cost:	Cents/KWH	1.301	1.149
O&M Cost:	Cents/KWH	0.1537	0.5712
Total Variable Cost:	Cents/KWH	1.5	1.7
Total Generation Costs	Cents/KWH	7.6	7.4
Generation Cost:	Fils/KWH	54.0	52.8
Internal Consumption:	%	6.0%	15.5%
Sent-Out Cost:	Cents/KWH	8.09	8.80
Sent-Out Cost:	Fils/KWH	57.43	62.45
Fuel Cost:-Oil Shale $/Mkcal	**4.41**		
Fuel Cost:-NPP $/Mkcal	**4.84**		

وعند مقارنة التكاليف المباشرة لتكنولوجيات الطاقة المختلفة يتبين بأن اسنخدام بديل وحدات الفحم أقل تكلفة من طاقة الرياح والطاقة الشمسية وكما هو مبين في الجدول التالي:

نوع الوحدات	التكلفة (سنت /ك.و.س)
طاقة شمسية PV	5.32 - 5.8
طاقة رياح	6.22 - 7.1
وحدات بخارية –LNG	8.33
وحدات بخارية تحرق الفحم	4.21
وحدات دورة مركبة- LNG	6.71
وحدات تحرق الصخر الزيتي	8.8
وحدات نووية	8.09

التكلفة غير المباشرة لمصادر توليد الطاقة المتجددة.

لاضافة الإستطاعة التوليدية من الطاقة المتجددة المذكورة أعلاه فإن ذلك يستدعي إضافة احتياطي دوار باستطاعة 15% من الإستطاعة المركبة من طاقة الرياح والطاقة الشمسية خلال

فترة الذروة الصباحية و15% من الإستطاعة المركبة من طاقة الرياح في الفترة المسائية. تبلغ استطاعة وحدات الطاقة الشمسية المركبة في عام 2017 323م.و وطاقة الرياح 197 م.و .

الإحتياطي الدوار	م.و
فترة الذروة الصباحية	78
فترة الذروة المسائية	48

إن الأرقام المفترضة أعلاه قد جاءت بعد تحليل التغير في توليد طاقة الرياح خلال 15 دقيقة ، علما بأن التغير في الطاقة الشمسية يكون أقل من ذلك حيث يلاحظ أن الطاقة الشمسية تمتاز بسلوك أفضل من طاقة الرياح.

تكلفة الاحتياطي الدوار :

سوف يتم استخدام التوربينات الغازية لتوفير الإحتياطي الدوار بسبب سرعة التوربينات الغازية في الإستجابة لتغيرات الذبذبة (زيادة الحمل ، خروج وحدة توليدية ، انخفاض مسنوى التوليد .....الخ).

Item	Unit	GT
Capacity:	MW	100
Capacity Factor:		10%
Life:	Years	20
Annual Generation (GWh)	GWh	87.6
Discount Rate:	% p.a	8%
Total Capital Cost:	US$/KW	680
Total Capital Cost:	MUS$	68
Annual Capital Cost:	US$/KW	69
Annual Capital Cost:	MUS$	7
Levelised Capital Cost:	Cents/KWH	7.91
Heat Rate	Kcal/KWh	5733.33
Fuel Cost:		19.11
O&M Cost:	Cents/KWH	0.16
Total Variable Cost:	Cents/KWH	19.27
Generation Cost:	Fils/KWH	136.84
Internal Consumption:	%	4.0%
Sent-Out Cost:	Cents/KWH	20.08
Sent-Out Cost:	Fils/KWH	142.54
Coal Cost- $/Mkcal	15	
LNG Cost- $/Mkcal	33.34	

أ- إن توفير احتياطي دوار يعني شراء توربين غازي باستطاعة 100 م.و وتشغيلة بمستوى تحميل مقبول 10 م.و لمواجهة حالات تذبذب وحدات الطاقة المتجددة وبتكلفة 20 سنت لكل ك.و.س مولد كما هو مبين في الجدول أعلاه . وبالتالي فإن التكلفة الكلية للتوربين الغازي لنشغيل التوربين الغازي = 87.6*20

= 17.52 مليون دولار سنوي .

ب-تكاليف تشغيلية نتيجة شراء طاقة كهربائية من مصادر الطاقة المتجددة بتكلفة أعلى من تكلفة التوليد التقليدي ، وهذه الحالة حاصلة في النظام الكهربائي الأردني ، حيث عند اعتبار توليد الطاقة المتجددة فإن نسبة التحميل على وحدات التوليد التقليدي سيتم تخفيضها

الطاقة المتوقع توليدها من طاقة الرياح + الطاقة المتوقع توليدها من الطاقة الشمسية = 650.8+569.5 =0.23*8760*323 +0.33*8760*197

= 1220.3 ج.و.س

تكلفة توليد الطاقة المتجددة حسب أسعار المرحلة الأولى شمسي(120فلس/ك.و.س) ورياح(85فلس/ك.و.س) = 12*650.8+16.9*569.5

= 7.81+9.6

= 17.41 مليون دولار

تكلفة الطاقة المولدة من مصادر الطاقة المتجدد فيما لو تم انتاجها من مصادر طاقة تقليدية .

يبلغ معدل تكلفة انتاج الطاقة الكهربائية من المصادر التقليدية(70فلس/ك.و.س) 10 سنت/ك.و.س أي أن كامل هذه التكلفة = 10*1220.3=12.2 مليون دولار.

ج- خسائر تشغيلية نتيجة انخفاض التحميل على الوحدات التقليدية وهذه الخسائر تعد معتبرة في حالة تشغيل وحدات الدورة المركبة ، حيث تختلف الكفاءة نتيجة تخفيض التحميل من 100% إلى 50% بحدود 468 ك.كالوري لكل ك.و.س، وهذا التخفيض يحدث أثناء فترة الشتاء ، أي خلال فترة 5 أشهر من السنه ، أي بنسبة 40% من السنة وبقيمة 0.4* 1220 = 488 ج.و.س

وباعتبار تخفيض التحميل 488 ج.و.س * 468*1000000=228324 مليون ك.كالوري

وباعتبار تكلفة كل مليون ك.كالوري 33.4 دولار فإن تكلفة نخفيض التحميل =7.6مليون دولار سنوي. فيا يلي ملخص لمجموع التكاليف :

العنصر		التكلفة (مليون دولار)
تكلفة الطاقة المولدة من التوربين الغازي(احتياطي دوار)	87.6 ج.و.س	17.52
حجم توليد الطاقة المتجددة	1220.3 ج.و.س	17.41
تكلفة التوليد التقليدي لنفس الطاقة	220.31 ج.و.س	12.2
الخسائر في شراء الطاقة المتجددة		5.21
خسائر نتيجة انخفاض التحميل على وحدات التوليد التقليدي	468ك.كالوري/ك.و.س	7.6
مجموع الخسائر		30.33

مقارنة ربط مشاريع الطاقة المتجددة على شبكات النقل والتوزيع مقارنة مع مشاريع الطاقة التقليدية .

يتم التخطيط لإضافة مشاريع الطاقة التقليدية وللتوسع في شبكة النقل بناءً على توقعات الأحمال الكهربائية على النظام الكهربائي ، بحيث يتم تحديد حجم مشاريع الطاقة التقليدية المطلوبة ومن ثم احتياجات شبكة النقل لربط هذه المشاريع ، حيث يعتبر المشروع أساسي لتغذية الأحمال المستقبلية . أما مشاريع الطاقة المتجددة فيتم اعتبارها كمصدر طاقة كهربائية ولا يتم اعتبارها في مواجهة الأحمال الكهربائية نظراً لانها متقطعة وتعتمد على السطوع الشمسي وسرعة الرياح المتغيرة ، لذلك لا يمكن اعتبارها كمصادر توليد يمكن الإعتماد عليها في خطة التوسع في التوليد.كما أن مشاريع الطاقة المتجددة وخصوصا مشاريع طاقة الرياح تحتاج إلى فترة قياس لسرعات الرياح في الموقع المحدد لمدة 3 -5 سنوات ، أما مشاريع الطاقة الشمسية فيكتفى بفترة قياس للسطوع الشمسي لمدة سنة واحدة . كما أن مشاريع الطاقة التقليدية يتم انشائها بحيث تكون أقرب ما يكون لمراكز الأحمال بينما يتم انشاء مشاريع الطاقة المتجددة في المواقع التي تمتاز بسرعة رياح مرتفعة أو سطوع شمسي مناسب بغض النظر عن القرب أو البعد عن الأحمال الكهربائية.

لا يتم عادة ربط مشاريع توليد تقليدية غلى شبكات شركات التوزيع، حيث أن شركات التوزيع غير معينة بمواجهة الأحمال الكهربائية ،لأن مهمة توفير الطاقة الكهربائية لمواجهة الأحمال من مسؤولية شركة الكهرباء الوطنية ، أما ربط مشاريع طاقة متجددة وبأحجام صغيرة على شبكاتها فيتم بناءً غلى دراسة الجوانب الفنية لمدى امكانية الإستيعاب على هذه الشبكات. علما بأن هناك توجه لدى الحكومة لطلب عروض مباشرة من خلال الربط على شبكات التوزيع فقط ولاحجام مناسبة لهذه الشبكات.

- **المحددات الفنية لمشاريع الطاقة المتجددة مقارنة مع مشاريع التوليد التقليدي.**

بعض المحددات الفنية لمشاريع الطاقة المتجدده حسب دستور الشبكة لربط طاقة الرياح وكما يلي :

أ- حدود التردد .كم هو مبين في الجدول أدناه .

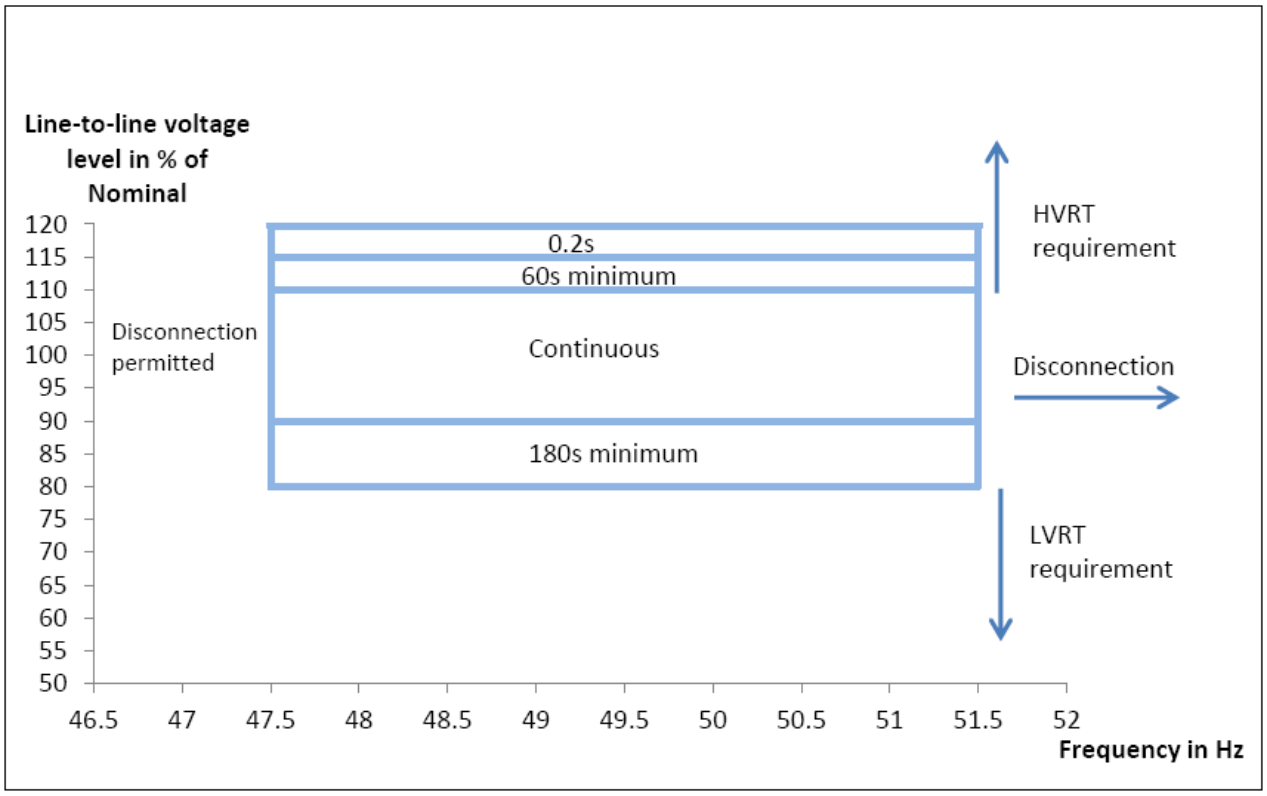
Delay to Trip	Frequency Range
.5s	51.5 Hz < Freq
Continuous Operation	**47.5 Hz ≤ Freq ≤ 51.5 Hz**
20s	47.0 Hz < Freq < 47.5 Hz
.5s	Freq ≤ 47.0 Hz

ب- حدود الفولتية :

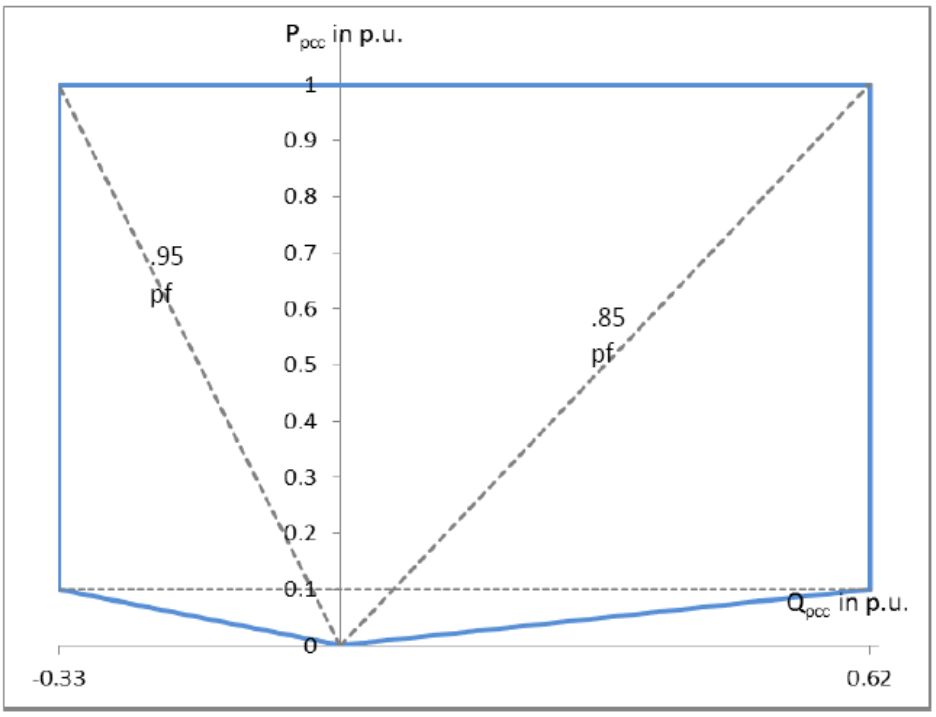
Voltage Level	IRR Continuous Operation Range
132 kV system	118.8 kV (-10%) to 145.2 kV (+10%)
33 kV system	29.7 kV (-10%) to 36.3 kV (+10%)

ج- حدود مرحلات الحماية ارتفاع الفولتية :

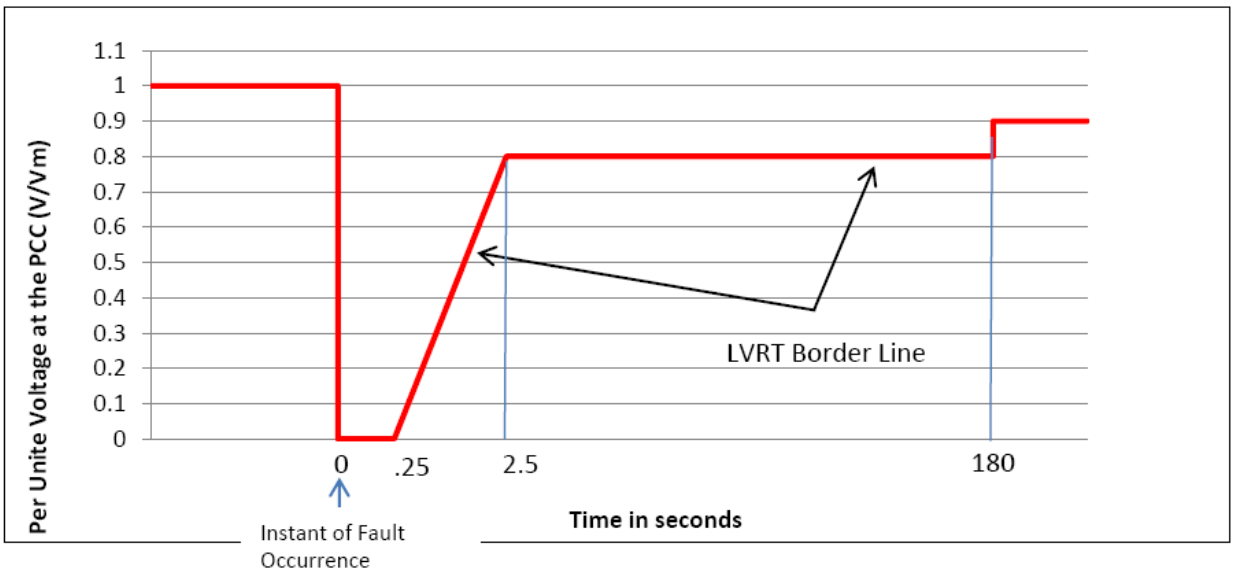
Voltage Range (% $V_{nominal}$)	Delay to Trip
120 ≤ V	No Time Delay
115≤V <120	.2s
110<V <115	60s*
90 ≤ V ≤ 110	Continuous Operation
80≤ V <90	180s*
0< V<80	0.25s to 2.5s per LVRT graph
V = 0	.25 s



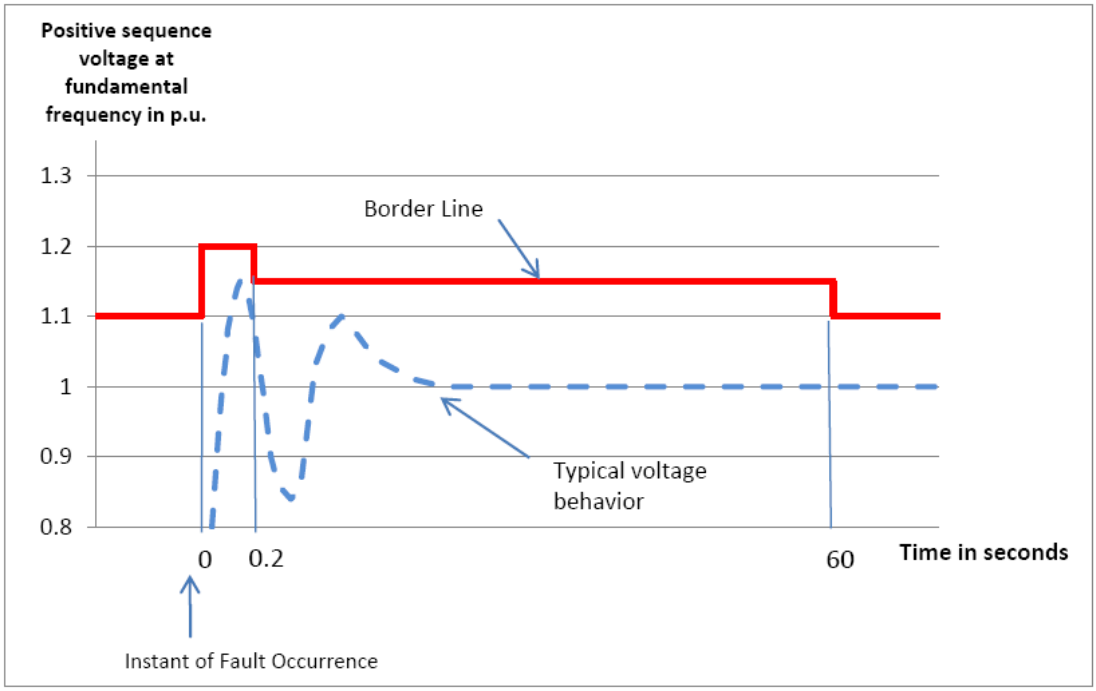
د- متطلبات توليد القدرة المراكسة :حدود عامل القدرة 0.85 متأخر و 0.90 متقدم .بينما يكون المتطلب من مصادر التوليد التقليدية 0.85 متأخر ومتقدم .



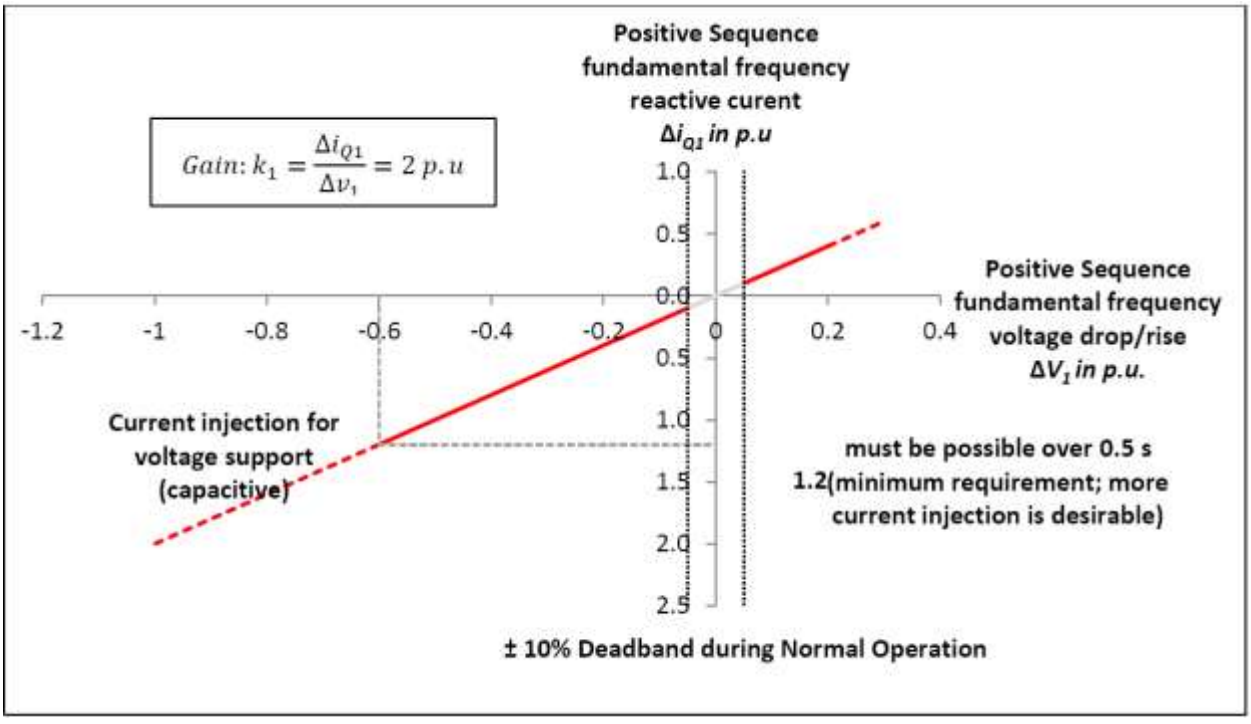
ه- حدود تحمل انخفاض الفولتية بعد العطل : يتطلب دستور الشبكة بقاء وحدة توليد الطاقة المتجددة مرتبطة مع الشبكة بعد حدوث عطل كما هو مبين في الشكل أدناه.



و- حدود تحمل ارتفاع الفولطية :



ز- متطلبات انتاج تيار مراكس أثنا فترة العطل . إن هذا المتطلب يهدف إلى تعزيز الفولطية عند حدوث عطل .



- **<u>حجم العمالة المطلوب ومستوى المهارة :</u>**

إن انشاء مصادر الطاقة المتجددة يتطلب حجم عمالة أقل مقارنة مع وحدات التوليد التقليدي،فيما يلي حجم العمالة اللازمة أثناء الإنشاء وخلال فترة التشغيل لمشروع طاقة شمسية باستطاعة 20 م.واط.

	فترة انشاء الأعمال المدنية	خلال أعمال التركيب	خلال التشغيل التجريبي
مدير مشروع (مهندس)	1	1	1
مدير موقع (مهندس)	1	1	2
عمال أعمال مدنية	22+		
مهندسين +فنيين كهرباء	0	2+68	1+5
مهندسين +فنيين ميكانيك	1+5	1+23	0
عمال من المجتمع المحلي	48	50	0

حجم العمالة المطلوبة أثناء فترة التشغيل مهندس صيانة عدد1 وفنيين صيانة عدد 2 وعمال تنظيف عدد 6.

<u>حجم العمالة المطلوب في حالة مشاريع التوليد التقليدي :</u>

يتطلب انشاء محطة توليد محركات ديزل استطاعة 240 م.واط أثناء مرحلة الإنشاء 800 – 900 ما بين مهندس وفني وعامل في فترة ذروة العمل وبمعدل 300-400 موظف على مدار فترة الإنشاء ، بينما في فترة التشغيل فيحتاج إلى 48 موظف موزعين كما يلي :

مدير محطة	مدير صيانة	مدير تشغيل	مهندسين	فنيين+تخصصات أخرى
1	1	1	10	35

- التأهيل والتدريب للعمالة: يمكن تأهيل العمالة لمشاريع الطاقة المتجددة من خلال دورات تأهيل بفترات زمنية قصيرة مقارنة مغ مشاريع الطاقة التقليدية .

- توطين تكنولوجيا الطاقة المتجددة : تعتبر وحدات توليد الطاقة المتجددة غير معقدة لبعض أجزائها مثل الهيكل المعدني للطاقة الشمسية والأبراج لطاقة الرياح بالإضافة إلى بعض الأجزاء الكهربائية والميكانيكية بحيث يمكن العمل على توطين هذه الصناعات بسهولة ، كما يمكن العمل على توطين صناعة تجميع أجزاء الطاقة الشمسية نظراً لسهولة ذلك ويحتاج هذا العمل لدراسة لتحديد الأجزاء الممكن تصنيعها بشكل اقتصادي والأجزاء الممكن تصنيعها .

- كهربة الارياف والمناطق النائية عن الشبكات الكهربائية : تم استخدام الطاقة الشمسية في الأردن لتشغيل مضخات ضخ المياه على بعض الآبار النائية خلال فترة الثمانينات من القرن الماضي ، كذلك تم تزويد الطاقة الكهربائية لمجموعة منازل بقرية جرف الدراويش في جنوب المملكة بواسطة نظام هجين (شمسي+رياح +ديزل) نظرا لبعد القرية عن شبكات التوزيع .ويمكن الآن كهربة قطاع واسع من الأرياف البعيدة بواسطة هذه الأنظمة خصوصا بعد انخفاض تكلفتها الراسمالية والتشغيلية .

- الاثار البيئية: تعتبر الطاقة التجددة الحل الأمثل لمواجهة المشاكل البيئية وانبعاث غازات الدفيئة ، لكن يوجد بعض الآثار البيئة البسيطة أثناء التركيب والتشغيل