Fraunhofer
ISE

FRAUNHOFER INSTITUT FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE

كلفة إنتاج الكهرباء للطاقة المتجددة

دراسة

نوفمبر ٢٠١٣

المحتـــوى

الملخص	٢
١- الغرض من الدراسة	٦
٢- التطور التاريخي لتكنولوجيات الطاقات المتجددة	٨
٣- حساب كلفة إنتاج الكهرباء	١٠
٤- التكنولوجيات فى ألمانيا	١٥
٥- تكنولوجيات الإشعاع الشمسي العالي	٢٦
٦- نظرة مستقبلية: كلفة إنتاج الكهرباء وتكامل نظم تكنولوجيات الطاقة المتجددة	٣٢
٧- ملحق	٣٤
٨- محطات طاقة الوقود النفطي	٣٧
٩- المراجع	٣٩

للاتصـــال

Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost
christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Dipl. Phys. oec. Johannes N. Mayer
johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de

منسق مجال أعمال تحليل نظم الطاقة
Dr. Thomas Schlegl

معهد فراونهوفر لنظم الطاقة الشمسية
Fraunhofer Insitute
for Solar Energy Systems ISE

Heidenhofstrasse 2
79110 Freiburg
Germany
www.ise.fraunhofer.de

مدير المعهد
Prof. Dr. Eicke R. Weber

الملخص

في هذه الدراسة تم تحليل كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام تكنولوجيات الطاقة المتجددة. وذلك فى الربع الثالث من عام ٢٠١٣ وكذلك مستقبل هذه التكلفة المتوقعة خلال عام ٢٠٣٠ وذلك استنادًا إلى معدلات التعلم التكنولوجى المحددة وأيضا سيناريوهات السوق.

كان التركيز الأساسى على كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام التكنولوجيا الفوتوفولتية (PV) وقوة الرياح والمحطات التى تدار بالوقود الحيوي فى ألمانيا وكقيمة مرجعية فقد قمنا بدراسة التطور لكلفة إنتاج الكهرباء من المصادر التقليدية (الفحم البني/ الفحم الحجري/ وتربينات الغاز المزدوجة (CCGT). الشكل التوضيحي رقم١ يوضح كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام تكنولوجيات الطاقة المتجددة ومحطات القوى المعتمدة على المواد البترولية والتي تم بناؤها فى ٢٠١٣.

تصل كلفة إنتج الكهرباء للمحطات الفوتوفولتية إلى ما بين ٠,٠٧٨ و ٠,١٤٢ يورو للكيلووات ساعة وذلك فى الربع الثالث لعام ٢٠١٣ استنادًا إلى نوع محطات الطاقة (المنشآت الأرضية أو المحطات الصغيرة المقامة على الأسطح (حيث أشعة الشمس المستقبلة ما بين ١٠٠٠ و ١٢٠٠ كيلووات فى الساعة/ م٢ فى ألمانيا). وقد كانت القيمة المحددة لمحطات الطاقة حوالى ١٠٠٠ إلى ١٨٠٠ يورو/ كيلووات طاقة. لقد حققت كلفة إنتاج الكهرباء لكل المحطات الفوتوفولتية نوعًا من التزاوج مع التكنولوجيات الأخرى إلا أنها أقل بدرجة ملحوظة بالنسبة للمستهلك النهائي للكهرباء بحوالي ٠,٢٨٩ يورو/كيلووات ساعة (BMWi 2013).

تعد تكلفة إنتاج الطاقة من محطات الرياح على اليابسة أقل من تلك الناتجة من الفحم الحجري أو تلك المولدة من توربينات الغاز المزدوجة. **إن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الرياح على اليابسة** (استثمار ما بين ١٠٠٠ و ١٨٠٠ يورو/كيلووات) **تقع الآن ما بين٠,٠٤٥ و ٠,١٠٧ يورو/ كيلووات ساعة.** وهذا بالرغم من ارتفاع متوسط ساعات التحميل القصوى يصل إلى أكثر من ٤٠٠٠ ساعة سنويًا بحيث تكون كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من **محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات من ٠,١١٩ إلى ٠,١٩٤ يورو/ كيلووات ساعة والتى تكون نسبيًا أعلى فيما يخص كلفة إنتاج الكهرباء عن تلك المولدة من محطات طاقة الرياح على اليابسة.** ويرجع السبب فى ذلك إلى ارتفاع تكلفة تشييد وإدارة المحطات التى تعتمد على محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات (وتتراوح ما بين ٣٤٠٠ إلى ٤٥٠٠ يورو/ كيلووات).

إن كلفة إنتاج الكهرباء من محطات الغاز الحيوي (٣٠٠٠ إلى ٥٠٠٠ يورو/ كيلووات) **تكون بين ٠,١٣٥ يورو/ كيلووات ساعة** (المادة الخام تتكلف ٠,٠٢٥ يورو/ كيلووات ساعة عند ٨٠٠٠ ساعة تحميل قصوى) **و ٠,٢١٥ يورو/ كيلووات ساعة** (المادة الخام تتكلف ٠,٠٤٠ يورو/ كيلووات ساعة عند ٦٠٠٠ ساعة تحميل قصوى)- ولم تحتسب الحرارة المستخدمة فى المعادلة.

فى حالة محطات الطاقة التقليدية فإن **المحطات القائمة على الفحم البني تستفيد بالأكثر من تدني قيمة شهادة ثاني اكسيد الكربون.** واستنادًا إلى ساعات التحميل القصوى المفترضة وقيمة الوقود وقيمة ترخيص ثاني اكسيد الكربون تكون كلفة إنتاج الكهرباء المولدة **من الفحم البني ٠,٠٣٨ - ٠,٠٥٣ يورو/ كيلووات ساعة ومن الفحم الحجري ٠,٠٦٣ ـ ٠,٠٨ يورو/ كيلووات ساعة ومن توربينات الغاز المزدوجة (CCGT) ٠,٠٧٥ ـ ٠,٠٩٨ يورو/ كيلووات ساعة.** وينم دمج ساعات التحميل القصوى لمحطات التوليد التقليدية فى معادلة كلفة إنتاج الكهرباء وذلك فيما يتعلق بأهداف تكنولوجيات الطاقة المتجددة وذلك مع الاتجاه لتقليل كلفة إنتاج الكهرباء.

وفى الشكل التوضيحي رقم١ نجد أن القيم تعكس مستوى ساعات التحميل القصوى لعام ٢٠١٣ أما الفرضيات المتعلقة بالمستوى المستقبلي للساعات القصوى للتحميل فنجدها فى الجدول رقم ٤.

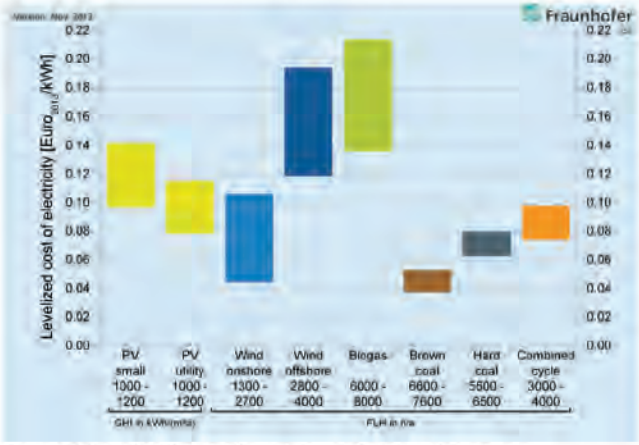

Figure 1: Levelized cost of electricity of renewable energy technologies and conventional power plants at locations in Germany in 2013. The value under the technology refers in the case of PV to the solar irradiation GHI in kWh/(m²a), for the other technologies it refers to the number of FLH for the power plant per year. Specific investments are taken into account with a minimum and maximum value for each technology.

الحسابات المستقبلية لكلفة إنتاج الكهرباء فى ألمانيا حتى ٢٠٣٠

يبين الشكل التوضيحي رقم٢ نتيجة الحسابات المستقبلية لكلفة إنتاج الكهرباء فى ألمانيا حتى٢٠٣٠وتعكس معدلات القيمة المبينة **على المعدلات الحالية للبرامترات المحسوبة** (أسعار المحطات/ الإشعاعات الشمسية/ أحوال الرياح/ أسعار النفط/ عدد ساعات التحميل القصوى/ تكلفة شهادات انبعاث غاز ثاني أكسيد الكربون ...إلخ) **والذي يمكن مشاهدته فى الجداول من ١ إلى ٧** وسنشرح هذه الطريقة في معدل القيمة الفوتوفولتية : الحد الأعلى من كلفة إنتاج الكهرباء وينتج عن محصلة المحطات الفوتوفولتية مع سعر الشراء المرتفع فى أماكن ذات معدلات إشعاعات شمسية منخفضة (شمال ألمانيا) وعلى العكس فإن الحد الأدنى الذى يعبر عن أقل الأنظمة الشمسية سعرًا حيث معدلات الإشعاع الشمسية مرتفعة وذلك فى جنوب ألمانيا. وبالمثل فإن هذه العملية تطبق مع القيم المماثلة القياسية لمحطات الرياح ومحطات الطاقة الحيوية وأيضًا محطات توليد الطاقة التقليدية. إن القيم التمويلية المعتادة فى السوق والرسوم الإضافية للمخاطر كلها مدرجة بالتفصيل وهي خاصة بهذه التكنولوجيا وهذا يجعل من الممكن عمل مقارنة واقعية لمواقع محطات الطاقة ومخاطر التكنولوجيا وتطور القيمة. إن لمستوى القيم التمويلية أثر ملحوظ على كلفة إنتاج الكهرباء وعلى تنافسية التكنولوجيات وبالإضافة لهذا فإن كل القيم ومعدلات التخفيض قد قدرت بقيم حقيقية (المرجع هو عام ٢٠١٣) فى هذه الدراسة. ولقد تم حساب الاستثمار الخاص فى الربع الثالث لعام ٢٠١٣ استنادًا إلى أبحاث السوق ودراسات القيمة.

نظرا لتماسك سوق الفوتوفولتية فإنه من غير المتوقع أن يكون هناك انخفاضًا في القيمة حتى ٢٠١٤. ثم بافتراض أن معامل التقدم ٨٥٪ (متناسبًا مع معدل التعلم ١٥٪) فسيؤدي هذا إلى خفض السعر **وبنهاية العقد القادم فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام الفوتوفولتية سوف تهبط لتصل إلى ما بين ٠,٠٥٥ و ٠,٠٩٤ يورو/ كيلوات ساعة** وعليه فإن المحطات الفوتوفولتية الصغيرة والمقامة فوق أسطح البنايات سوف تنافس تلك المعتمدة على طاقة الرياح على اليابسة وأيضا كلفة إنتاج الكهرباء المتزايدة المولدة من الفحم البني (٠,٠٦ إلى ٠,٠٨ يورو/ كيلووات ساعة) والفحم الحجري (٠,٠٩ إلى ٠,١٢ يورو/ كيلووات ساعة) وسوف تكون استثمارات تشييد المحطات ما بين ٥٧٠ إلى ١٠٢٠ يورو/ كيلووات طاقة. **وتشير معدلات استخدام المحطات الفوتوفولتية فى جنوب ألمانيا إلى انخفاض ملحوظ أقل من كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام المواد النفطية وذلك فى عام ٢٠٣٠.**

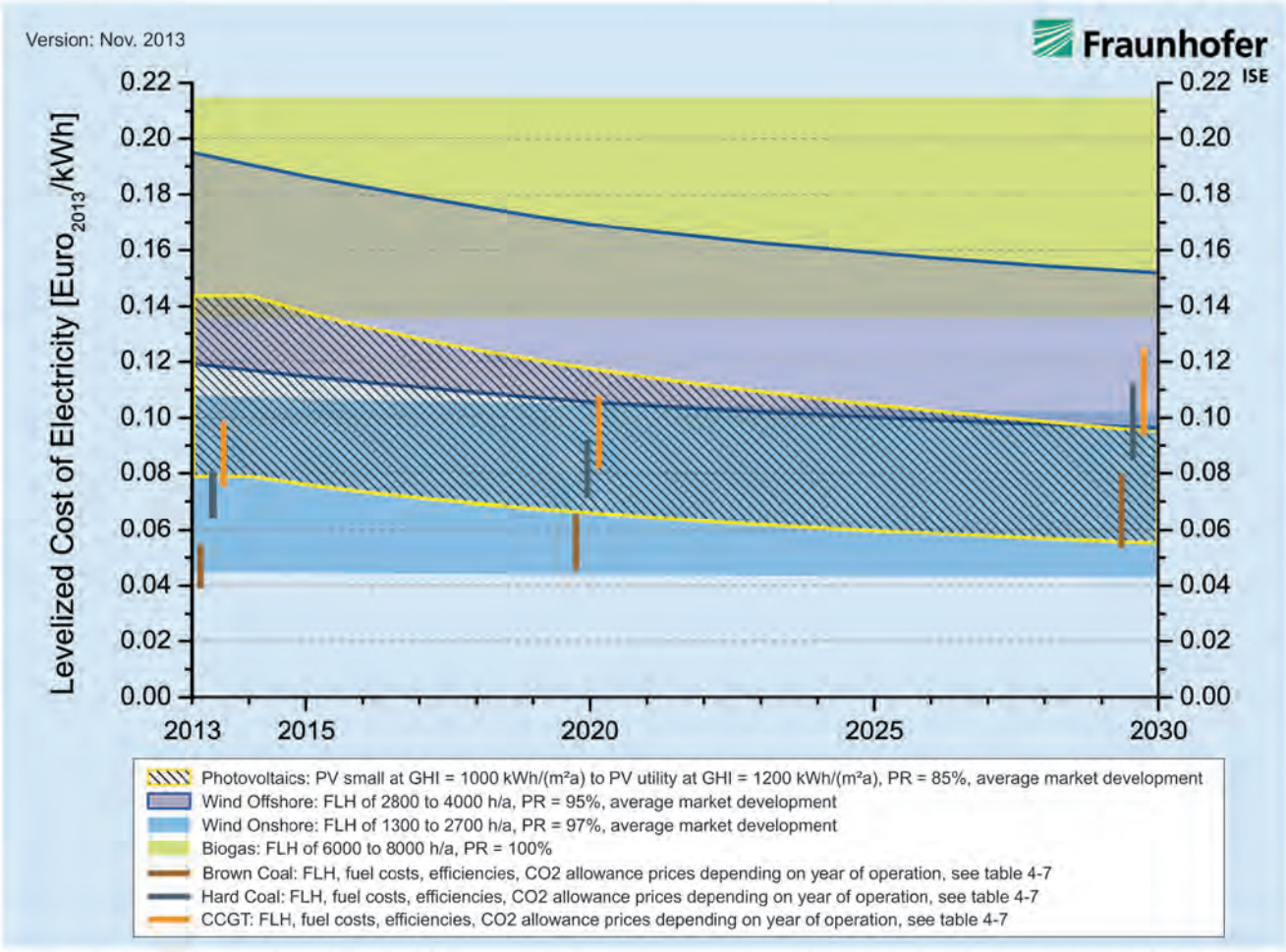

Figure 2: Learning-curve based predictions of the levelized cost of electricity of renewable energy technologies and conventional power plants in Germany by 2030. Calculation parameters in Tables 1 to 7.

إن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الرياح المقامة على اليابسة تعتبر حاليًا ذات مستوى منخفض وستقل قليلاً في المستقبل ويتوقع حدوث تحسينات بالدرجة الأولى فى عدد أكبر من ساعات التحميل القصوى وأيضا في حدوث تطورات فى أماكن جديدة تستخدم التوربينات التي تعمل بضغط منخفض للرياح. وشكر للزيادة المتوقعة فى أسعار المحطات التى تعمل بالوقد النفطى فإن تنافسية الطاقة المولدة عن طريق **محطات الرياح على اليابسة سوف تستمر فى التحسن وعليه فإن كلفة إنتاج الكهرباء مع أحوال مواتية من الرياح سوف تصل إلى حالة من التعادل مع محطات الفحم البني في عام ٢٠٢٠ والتي ستنتج كهرباء بتكلفة أقل من المحطات الفوتوفولتية. ما زالت الطاقة المولدة من محطات الرياح المقامة على اليابسة تقارن بتلك التي تولد من محطات الرياح في البحار والمحيطات وهو شيء محفز جدًا لخفض سعر التكلفة. وخلال ٢٠٣٠ فإن تكلفة إنتاج الكهرباء المعتمدة على الموقع وأحوال الرياح سوف تنخفض لقيم ما بين ٠,٠٩٦ و ٠,١٥١ يورو/ كيلووات ساعة.**

وحيث أنه من المتوقع حدوث **انخفاض طفيف فى تكلفة محطات الغاز الحيوي فإنه لا يسجل أية معدلات تعلم للغاز الحيوي وهذا بدوره** سيؤدي إلى ثبات كلفة إنتاج الكهرباء فى ٢٠٣٠ (٠,١٣٥ - ٠,٢١٥ يورو/ كيلووات ساعة بدون إضافة الحرارة المولدة).

التكنولوجيات الشمسية في المناطق عالية الإشعاع

فى الجزء الثاني من الدراسة قمنا بفحص تكنولوجيات الطاقة الشمسية فى المناطق التي تتمتع بشمس جيدة. وبما أن هذه المناطق فى الأغلب أقل تطورًا وهي على وجه الخصوص فى الشرق الأوسط وشمال إفريقيا حيث الأحوال السياسية فى هذه البلدان غير مستقرة كما هو الحال فى وسط أوروبا وعليه فإن مخاطر التكلفة الإضافية بحوالى ٢٪ يجب أن تؤخذ فى الاعتبار فى قيمة رأس المال. واستنادا إلى هذه المعطيات فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام المحطات الفوتوفولتية بالمقارنة بألمانيا ليست منخفضة بدرجة ملحوظة كما يمكن أن نتوقع. إن تكنولوجيات الطاقة الشمسية المركزة والفوتوفولتية المركزة يتم تحليلها فى المواقع ذات الإشعاعات المباشرة المرتفعة ٢٠٠٠ كيلووات/ ساعة/ م٢ كما هو الحال فى جنوب إسبانيا و٢٥٠٠ كيلووات/ ساعة/ م٢ فى مناطق الشرق الأوسط وشمال إفريقيا. ويتم بحث المحطات الفوتوفولتية ذات الإشعاعات الأفقية لـ ١٨٠٠ و ٢٠٠٠ كيلووات/ ساعة/ م٢ وأيضا بأماكن إضافية ذات إشعاعات شمسية متدنية بحوالى ١٤٥٠ كيلووات/ ساعة/ م٢ كما هو الحال بجنوب فرنسا.

تقدر كلفة إنتاج الكهرباء المولدة في عام ٢٠١٣ من محطات الطاقة الفوتوفولتية حيث نسبة الإشعاعات ما بين ١٤٥٠ ـ ٢٠٠٠ كيلووات/

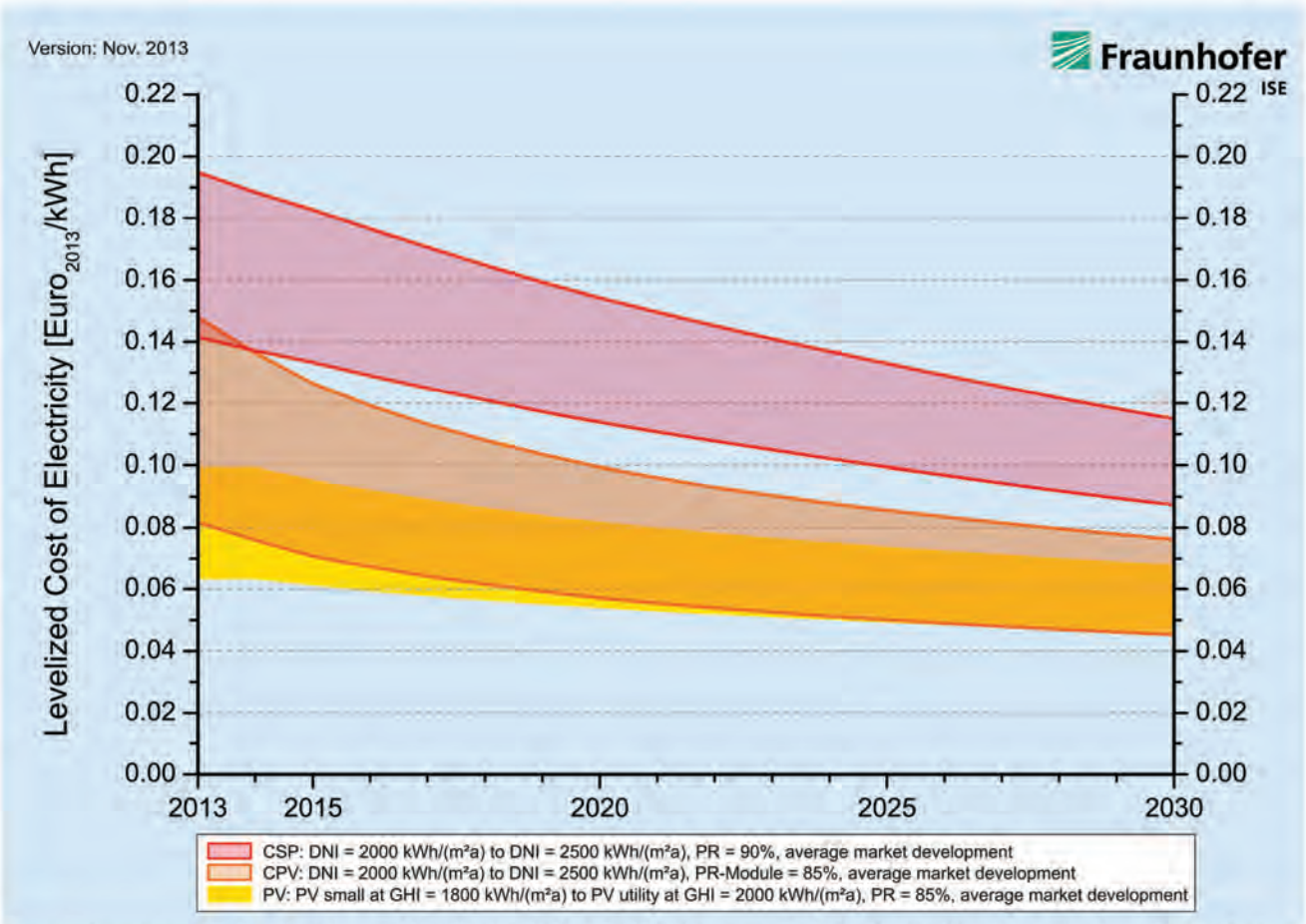

Figure 3: Learning curve based prediction of levelized cost of electricity of various solar technologies at locations with high solar irradiation by 2030.

ساعة/ م٢ بأقل من ٠,١٢٠ يورو/ كيلووات ساعة وذلك لكل الأنواع الفوتوفولتية وعند ٢٠٠٠ كيلووات/ ساعة/ م٢ فإن المحطات الفوتوفولتية على المساحات المفتوحة تكون قادرة على إنتاج طاقة بحوالى ٠,٠٥٩ يورو/ كيلوات ساعة وهى بالتالى تقارن بتلك الخاصة بالطاقة المولدة من البترول والغاز والفحم. أما فى البلاد التى لا يوجد بها دعم جيد لقطاع الكهرباء فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من المحطات الفوتوفولتية تكون أقل من السعر وذلك للمستهلك النهائي. وأيضا يظل الاستثمار فى المحطات الفوتوفولتية مربحًا حتى بدون برامج الدعم القومية. بحلول ٢٠٣٠ فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من

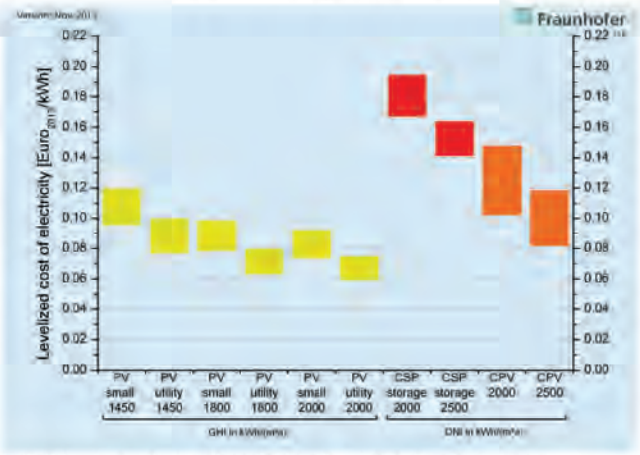

Figure 4: Levelized cost of electricity of renewable energy technologies at locations with high solar irradiation in 2013. The value under the technology refers to the solar irradiation in kWh/(m²a): GHI for PV, DNI for CPV and CSP.

المحطات الفوتوفولتية والموجودة فى أماكن غنية بأشعة الشمس سوف تنخفض إلى ٠,٠٤٣ ـ ٠,٠٦٤ يورو/ كيلويوات ساعة

إن محطات الطاقة ذات القطع المكافئ الاسطواني لتوليد الطاقة والتى تخزن الحرارة لمدة ٨ ساعات والموجودة فى مناطق توفر على مدار العام ما بين ٢٠٠٠ و ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ . ترشد كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,١٣٩ إلى ٠,١٩٦ يورو/ كيلووات ساعة ونتيجة للانخفاض الملحوظ فى قيمة المحطات الفوتوفولتية فى السنوات الأخيرة فإن هذه المحطات قد صار لها مزية من ناحية القيمة وذلك بمقارنتها بمحطات الطاقة الشمسية المركزة وذلك فى نفس الأماكن بما يجعل كلفة إنتاج الكهرباء تصل إلى قيم تتراوح ما بين ٠,٠٩٧ و ٠,١٣٥ يورو/ كيلووات ساعة وهذا بالتالي يتعلق بغلاء الاستثمار فى محطات الطاقة ذات القطع المكافئ الاسطواني ذات القدرة التخزينية فيما بين ٢٩٠٠ و ٣٧٠٠ يورو/ كيلووات.

فى السنين الأخيرة وبعد التراجع الملحوظ فى الأسعار فإن المحطات الفوتوفولتية المركزة والموجودة فى المناطق ذات ثبات فى نسبة الإشعاع ما بين ٢٠٠٠ و ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ فإننا نستطيع الحصول على كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,٠٨٢ إلى ٠,١٤٨ يورو/ كيلووات ساعة فى ٢٠١٣.

إذا استمر تطور الأسواق الإيجابى. فإن التكنولوجيا المشابهة للمحطات الفوتوفولتية المركزة فإننا قد نصل إلى تقليل القيمة إلى ما بين ٠,٠٤٥ و ٠,٠٧٥ يورو/ كيلووات ساعة في عام ٢٠٣٠ وسوف يمكن تحديد تكلفة المحطات الفوتوفولية المركزة مابين ٧٠٠ و ١١٠٠ يورو/ كيلووات طاقة.

فيما يخص محطات توليد الطاقة الفوتوفولتية المركزة ومحطات الطاقة الشمسية المركزة فهناك درجة كبيرة من عدم التقدم فى مستقبل الأسواق وإمكانية خفض التكلفة وذلك عن طريق تعلم التكنولوجيا. إلا أن التحليل يفيد بأن هذه التكنولوجيات لديها استعداد لتقليل كلفة إنتاج الكهرباء مما يجعلها تكنولوجيات واعدة ومثيرة وقابلة للتطور المستمر.

كلفة إنتاج الكهرباء لتكنولوجيات الطاقة المتجددة الدراسة: نسخة نوفمبر ٢٠١٣

هذه الدراسة هى تحديث لنسخة أخرى من مايو ٢٠١٢ (Kost et al 2012) وديسمبر ٢٠١٠ فيما يخص الآليات والمحتوى مع الأخذ فى الاعتبار الاتجاهات الحالية لتطور القيمة فى آخر ثلاث سنوات (Kost & Schlegl 2010).

تعد كلفة إنتاج الكهرباء القاعدة لمقارنة الوزن النسبي لمختلف تكنولوجيات توليد الطاقة. وفى هذا المفهوم فإنه يمكن مقارنة التكنولوجيات المختلفة بدقة. إن القيم الحقيقية للكهرباء تحدد بالتغيرات اليومية بل وكل ساعة والتقلبات فى الإمداد والاحتياجات والتي تخضع لتغيرات الطقس وعليه فلا يمكن التعبير عنها بكلفة إنتاج الكهرباء. ومن الممكن الحصول على مزيد من المعلومات فيما يخص الآليات والطريقة لتعيين كلفة إنتاج الكهرباء فى الملحق صفحه٣٤.

١ـ الغرض من الدراسة

فى مقابل الاتجاه إلى الزيادة المطردة فى أسعار الطاقة البترولية والأخرى النووية، فإننا نجد انخفاضًا فى كلفة إنتاج الكهرباء المولدة بتكنولوجيات الطاقة الجديدة على مر العقود. ويؤسس لهذا التطور الابتكارات التكنولوجية القائمة على استخدام مواد أقل تكلفة وأكثر فاعلية وأيضا استهلاك أقل للمواد وأدوات إنتاج أكثر فاعلية وزيادة الفاعلية واستخدام الميكنة فى إنتاج الجملة. ولهذا السبب فإن هدف هذه الدراسة هو تحليل الأسعار الحالية والمستقبلية.

المحتوى المركزى لهذه الدراسة

- تحليل الوضع الحالي والمستقبلي لتطور أسواق الطاقة الفوتوفولتية وطاقة الرياح ومحطات طاقة الغاز الحيوي في ألمانيا.
- عمل نماذج اقتصادية خاصة بكل تكنولوجيا كلفة إنتاج الكهرباء (الربع الثالث لعام ٢٠١٣) وذلك على أساس نوع المحطة ومكانها (مثال الإشعاع وقدرة الرياح) وأحوال السوق.
- تقدير المحددات الاقتصادية والتكنولوجية المستندة إلى تحليل حساسية لكل نوع من هذه التكنولوجيات.
- استشراف مستقبل كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام الطاقة المتجددة خلال ٢٠٣٠ اعتمادًا على التعلم وسيناريوهات السوق.
- تحليل الوضع الحالي والتطور المستقبلي لسوق لمحطات الفوتوفولتية والشمسية المركزة والفوتوفولتية المركزة وذلك بالنسبة لمناطق بها أحوال مواتية للإشعاعات.

تتم مقارنة وتقييم التكنولوجيات استنادًا إلى منحنيات التعلم والقيمة الاقتصادية للأسواق التقليدية وتعتبر كلفة إنتاج الكهرباء والمعتمدة فى توليدها على الطاقة التقليدية (الفحم البني والفحم الحجري ومحطات الغاز) بمثابة مرجع.

تحديد الحد الأعلى والأدنى للأسعار حتى يمكن بيان متغيرات السوق المعتادة والتقلبات فى ساعات التحميل القصوى. يلاحظ أن أسعار السوق غالبًا ما تكون متأثرة بسعر تعريفة تغذية الشبكة ولذلك فالمنافسة هنا لا تكون حرة بالكامل، ولا يؤخذ فى الاعتبار خصائص كل هذه التكنولوجيات والتى لا يمكن أن تمثل فى كلفة إنتاج الكهرباء، مثل مزايا سهولة التخزين المدمج وعدد ساعات التحميل القصوى ولا مركزية إنتاج الطاقة والتحميل التالي لقدرة العمل والتوافر على مدار الساعة.

ويعتمد مستوى كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من الطاقة المتجددة إلى حد كبير على البرامترات الآتية:

الاستثمارات الخاصة

إن بناء وتشييد محطات الطاقة بحديها الأعلى والأدنى إنما يتم تحديده بناءًا على معطيات السوق.

الظروف المحلية

وتعني أحوال الإشعاع والرياح للمناطق المختلفة وعدد ساعات التحميل القصوى فى نظام الطاقة.

تكلفة العمليات

وذلك خلال مدة بقاء المحطة وهي تعمل.

مدة بقاء محطات الطاقة

شروط التمويل

إن العائدات المحتسبة على أساس السوق المالية وفترات النضج تعتمد على الرسوم الزائدة لمخاطر التكنولوجيا والأحوال الاقتصادية للدولة واضعين فى الاعتبار سياسات التمويل الخارجية وتلك الخاصة بإعادة التوازن الاقتصادي الداخلي.

وقد تمت دراسة التكنولوجيات المولدة للطاقات الآتية وذلك حسب كلفة إنتاج الكهرباء المولدة وذلك فى الظروف المحلية فى ألمانيا

محطات الفوتوفولتية لتوليد الطاقة

وحدات قائمة على الخلايا الشمسية للسيليكون البللورى.

- محطات صغيرة فوق أسطح البنايات (حتى ١٠ كيلووات طاقة)
- محطات كبيرة فوق أسطح البنايات (من ١٠ حتى ١٠٠٠ كيلووات طاقة)
- محطات مبنية على المسطحات الأرضية (أكبر من ١٠٠٠ كيلووات طاقة)

بالنسبة للمحطات الفوتوفولتية فقد قمنا بدراسة المواقع فى ألمانيا حيث الإشعاع المباشر من ١٠٠٠ إلى ١٢٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ وبالإضافة إلى هذا فقد تم تحليل كلفة إنتاج الكهرباء في مناطق حيث الإشعاع المباشر من ١٤٥٠ حتى ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ والمتوافق مع مناطق جنوب فرنسا وشمال إفريقيا والشرق الأوسط. وقد أخذت فى الاعتبار النماذج القياسية ذات الخلايا الشمسية بالسيليكون البللوري.

محطات توليد الطاقة من الرياح

- محطات طاقة الرياح على اليابسة (٢ ـ ٣ ميجاوات) : محطات تتولد من طاقة رياح قوية أو ضعيفة.
- محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات (٣ ـ ٥ ميجاوات).

قمنا بدراسة مشاريع توليد الطاقة من محطات طاقة الرياح على اليابسة فى ألمانيا عند ١٣٠٠ إلى ٢٧٠٠ ساعات طاقة تحميل قصوى فى السنة وأيضا من محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات عند ٢٨٠٠ وحتى ٤٠٠٠ ساعات طاقة تحميل قصوى فى السنة.

محطات توليد الطاقة من الغاز الحيوي

- محطات توليد الطاقة من الغاز الحيوي (<٥٠٠ كيلووات) حيث المادة الخام (ذرة صوامع/ مخلفات الخنازير ... إلخ)

وقد تمت دراسة كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام الغاز الحيوي مع مراعاة أسعار المادة الخام المستخدمة ما بين ٠,٠٢٥ و ٠,٠٤ يورو/كيلووات ساعة. نتيجة لتشغيل هذه المحطات الكهروحرارية والتي ينتج عنها حرارة إضافية فإن الربح الناتج لم يحتسب فى هذه الدراسة.

محطات الطاقة التقليدية.

- محطات الطاقة التى تعمل بالفحم البني (١٠٠٠ ميجاوات)
- محطات الطاقة التى تعمل بالفحم الحجري (٨٠٠ ميجاوات)
- محطات الطاقة التى تعمل بتوربينات الغاز ثنائية الدائرة (500 ميجاوات)

لقد تم تحليل كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الطاقة التقليدية والمعتمدة على الفحم البني والفحم الصلب والغاز الحيوي باستخدام مسارات تطور مختلفة لعدد ساعات التحميل القصوى وكذلك أسعار شهادات انبعاث غاز ثاني أكسيد الكربون.
وتمت دراسة محطات توليد الطاقة الفوتوفواتية المركزة وكذلك محطات توليد الطاقة الشمسية المركزة وذلك فى الأماكن الغنية بالأشعة الشمسية. وقد كان التحليل يركز على الأماكن ذات تركيز إشعاعى مباشر عالي مثل ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ وأيضا مثل ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ مثل دول شمال إفريقيا والشرق الأوسط.

الفوتوفولتية المركزة

- الفتوفولتية المركزة (< ١ ميجاوات طاقة) ذات المحاور المزدوجة لقد قمنا بتحليل محطات الفتوفولتية المركزة الضخمة التي تقوم بتحويل الطاقة المولدة من الأشعة المباشرة إلى كهرباء باستخدام مكثفات عالية الأداء.

محطات توليد الطاقة الشمسية الحرارية (CSP)

- محطات توليد الطاقة ذات تقنية القطع المكافئ الاسطواني(١٠٠ ميجاوات) وذلك بوجود أو بدون وجود تخزين حراري.
- محطات توليد باستخدام تكنولوجيا " فرينل " (١٠٠ ميجاوات).
- محطات أبراج الطاقة الشمسية المركزية (١٠٠ ميجاوات) مع التخزين الحراري.

مع كل أنواع تكنولوجيات توليد الطاقة الشمسية المركزة ، تمت دراسة ثلاثة أنواع فقط وهى محطات ذات تقنية القطع المكافئ الاسطواني وأنظمة "فرينل" وأبراج الطاقة الشمسية المركزية .

٢- التطور التاريخي لتكنولوجيات الطاقه المتجددة

لقد نمت تكنولوجيات الطاقة المتجددة بشكل ملحوظ خلال السنوات العشر الماضية (شكل توضيحي رقم ٥). وزادت منافستها لمحطات الطاقة التقليدية تحديدا خلال السنوات الأخيرة بما زاد من دفع السوق العالمى لتكنولوجيات الطاقة المتجددة التى كانت حتى ذلك الوقت تتم من خلال البرامج القومية المدعومة.

وقد أدى إدخال البرامج المدعومة لتكنولوجيات الطاقة المتجددة فى سياسات الطاقة فى عديد من الدول وتحديد أهداف بعيدة المدى إلى خلق مناخًا مستقرًا للاستثمار بها. وقد كان للدخول المبكر لسوق تكنولوجيات الطاقة المتجددة الفضل فى محاولة البدء فى عملية التحول لنظم الطاقة التى تقوم على تكنولوجيات الطاقة المتجددة وبناء الطاقات اللازمة لإنشاء تكنولوجياتها والاستفادة من تطورها على المستوى الاقتصادى الشامل. وفى نفس الوقت كانت مزيد من التكنولوجيات تخلق وتتطور بما سمح لتكنولوجيات الطاقة المتجددة أن تنافس دون دعم استثمارى كبير.

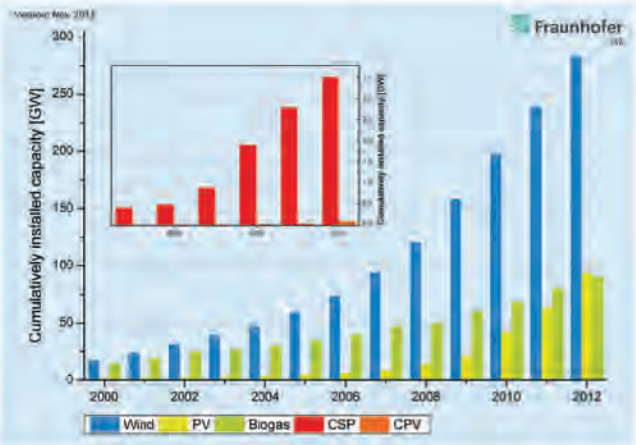

Figure 5: Global cumulatively installed capacity 2000-2012 of PV, CSP, wind power and CPV according to Fraunhofer ISE, GWEC 2013, Sarasin 2011, EPIA 2013.

وقد واكب النمو الكبير لسوق تكنولوجيات الطاقة المتجددة والاستثمارات العالية فى المحطات الجديدة للطاقة جهودا بحثية كثيفة لتحسين الحلول الخاصة بالأنظمة أدت إلى خلق حلول مبتكرة لنظم ذات كفاءة عالية وتكلفة أقل بجانب خفض متوسط تكلفة تشغيلها. ومع زيادة الإنتاج الكمي أصبح من الممكن خفض تكلفة الاستثمارات النوعية بقدر كبير فترتب على ذلك انخفاض تكلفة إنتاج الكهرباء لجميع التكنولوجيات التى تم تحليلها فى تلك الدراسة. كما سيؤدى مزيد من خفض متوسط تكلفة إنتاج الكهرباء إلى زيادة فرص نمو القدرات التكنولوجية بشكل ملحوظ خلال السنوات القادمة والمشاركة فى استمرار ديناميكية سوق تطور تكنولوجيات الطاقة المتجددة.

كما أصبح منظور التوسع العالمي لسعات محطات الطاقة القائمة على تكنولوجيات الطاقة المتجددة واضحًا من خلال الخطط لإنشاء طاقة إجمالية بحوالى ٥٠٠ جيجاوات بنهاية عام ٢٠١٢ واستثمار مبلغ ٢٤٤ بليون دولار أمريكى (الأرقام من REN21 2012) يضاف إلى ذلك إنشاء محطات كهرومائية بطاقة حوالى ١٠٠٠ جيجاوات . وللمقارنة، فإن محطات الطاقة النووية الحالية فى العالم توفر ٣٦٦ جيجاوات وخلال الفترة من عام ٢٠٠٠ حتى عام ٢٠١٢ زادت طاقة المحطات النووية بـ ٩ جيجاوات فقط بينما بلغت الزيادة فى الطاقة المتولدة من الرياح ٢٦٦ جيجاوات وحوالى ١٠٠ جيجاوات من محطات الطاقة الشمسية. (تقرير الصناعة النووية العالمية لعام ٢٠١٣) World Nucleor Industry Studies Report 2013.

وقد تطورت أسواق كل تلك التكنولوجيات بأشكال مختلفة وفقًا لاختلاف تكلفتها وتشكيل الأسواق وخاصة لظروف الدعم. لذا نجد أن سوق طاقة الرياح حظى بأسعار منافسة وبالتالى انتشر فى عديد من الدول حتى بدون برامج تسويقية وقد بلغت الطاقة المضافة منه حوالى ٢٨٤ جيجاوات حيث بلغت طاقة الإنشاءات الجديدة ٤٤ جيجاوات فى عام ٢٠١٢ (GWEC 2013). ومن بين تكنولوجيات الطاقات المتجددة احتفظت طاقة الرياح بأعلى قيمة مبيعات فوصلت إلى ٣١ جيجا عام ٢٠١٢ (أعلى من الطاقة الشمسية). إن متوسط تكلفة إنتاج الكهرباء الحالية الناتجة عن طاقة الرياح على اليابسة ومع الظروف المناسبة للرياح أصبح منافسًا لتكنوجيات توليد الكهرباء التقليدية بما يسمح بإنشاء طاقات من الرياح فى عدد من الأسواق منها دول نامية وحديثة التصنيع. ورغم التوقعات الجيدة لنمو محطات طاقة الرياح فى البحار والمحيطات فإن مشاكل المراحل التنفيذية لمحطات جديدة أدت إلى انكماشها إلى دون ١,٥٪ من إجمالى طاقة الرياح المنشأه بالفعل. ويواجه بالتالي إعطاء الأولوية العالية لمحطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات تراجع لزيادة التكلفة للتطبيق الفني خلال مشاريع التنفيذ وبما يتسبب فى تأخير العديد من المشاريع.

سوق الطاقة الفوتوفولتية تطور أيضًا فى إطار سوق الطاقات المتجددة بسبب توسع فى الطاقات الإنتاجية خاصة فى آسيا باستخدام خطوط التجميع عالية الآلية. ونتيجة للزيادة الملحوظة فى الطاقات الإنتاجية كانت هناك منافسة رهيبة فى الصناعة الفوتوفولتية منذ عام ٢٠٠٩ مما أدى إلى انخفاض ملموس فى الأسعار منذ عام ٢٠١١ وإلى حد ما لديناميكيات غير متوقعة للسوق.

فى الأعوام الأخيرة نمى سوق محطات الغازالحيوي فى ألمانيا نموًا ملحوظًا تلاه فى أسواق النمسا والمملكة المتحدة. ويرجع السبب فى ذلك إلى القواعد المعمول بها فى تلك الدول للتعويض المادى للمشاريع. كذلك تشهد أسواق محطات الغاز الحيوي فى الولايات المتحدة الأمريكية

والصين تطورًا مطردًا.

ومع التكنولوجيات المشار إليها عاليه والمستخدمة فى ألمانيا فإن تكنولوجيتى الفوتوفولتية المركزة والطاقة الشمسية المركزة يمكن أن تلعبا دورًا هامًا فى توليد الطاقة فى الدول ذات الإشعاع الشمسي المناسب. الفوتوفولتية المركزة ما زالت فى مرحلة مبكرة من سوق التطوير بالمقارنةالى التكنولوجيات التى تعتمد على شرائح "السيليكون" و"الكادميوم تيلورايد" والتى استقرت منذ فترة بالسوق. فبعد المرحلة الأولية التى اعتمدت على نماذج منفصلة ومحطات صغيرة ذات طاقات فى حدود مئات الكيلوات والتى أنشئت خلال الفترة ما بين عام ٢٠٠١ حتى ٢٠٠٧ بدأ منذ عام ٢٠٠٨ إنشاء وانتشار محطات أكبر بسعات الميجاوات. واستمر نمو السوق خلال السنوات الأخيرة حتى بلغ حجمه ٥٠ ميجاوات فى عام ٢٠١٢ إلا أنه مازال صغيرًا مقارنةً بباقي تكنولوجيات الطاقة المتجددة.

فى المناطق ذات الإشعاع الشمسي المناسب وبعد إنشاء محطات الطاقة الشمسية المركزة (CSP) الأولى فى الولايات المتحدة الأمريكية في الثمانينات قامت بعض البلدان بإعادة اكتشافها منذ ٢٠٠٧ وبلغت طاقة المحطات المنشأة حاليا ٣٥٠٠ مجاوات (مبدئيا فى الولايات المتحدة الأمريكية وإسبانيا وفقًا لبياناتنا عن دراسة السوق). ويتبع فكر محطات الطاقة الشمسية المركزة حاليًا بدرجة كبيرة متخذي القرار السياسي المحليين وفى أغلب دول منطقة الشرق الوسط وشمال إفريقيا ذات ظروف الإشعاع الشمسي المناسب بسبب ميزات تخزين الطاقة الحرارية وإمكانية خلق قيمة محلية.

للتنبؤ بتكلفة إنتاج الكهرباء خلال ٢٠٣٠ استخدمت هذه الدراسة نموذج منحنى التعلم لتقدير التطورات المستقبلية. وقد أمكن بذلك ملاحظة معدلات التعلم التي وصلت الى ٢٠٪ خلال العشرين عامًا الماضية خاصة لتكنولوجيات الرياح والفوتوفولتية السيليكون (Albrecht 2007, Neij 2008).. ونظرًا لعدم التمكن من تكوين منحنى تعلم ثابت طويل الأمد لتكنولوجيات الفوتوفولتية المركزة والطاقة الشمسية المركزة فإن ملاحظة معدلات التعلم وضعت بقدر كبير من القلق. تستند نماذج منحنيات معدلات التعلم على مرجعية السيناروهات لكل من هذه التكنولوجيات مع التنبؤ بتطورات السوق والتى تؤخذ من مرجعية لسيناريوهات من دراسات مختلفة (جدول ٨ فى الملحق). أبعاد التطوير لكل من التكنولوجيات يستخلص من سيناروهات السوق الخاص بكل تكنولوجيا ومع ذلك سيتأثر أيضا بعديد من العوامل منها التكنولوجيا الجارية وسياسة الطاقة والمتغيرات الاقتصادية التي ستؤثر على اتخاذ القرار في العشرين سنة القادمة. ونظرًا لتطور السوق فهناك قدر من عدم التأكد لما يمكن تنفيذه من تلك التكنولوجيات خلال ٢٠٣٠ خاصةً أن ذلك يرتبط بقدر كبير بكمية الاستثمارات النوعية وعدد ساعات التحميل القصوى والحاجة لتكامل خيارات التخزين والتنظيمات البيئية للأسواق المختلفة. وليس أخيرًا بتطور أسعار مصادر الطاقة التقليدية. وعادة ما يكون التطور الزمني لخفض أسعار تكنولوجيا ما هو المؤشر لفرص تطورها فى السوق. وبالتالي يجدر الاهتمام بمتابعة التطور الزمني فى تكلفة إنتاج الكهرباء والموضح بالدراسة حيث يحدد المسارات المحتملة لتطوير السوق وهو مبني على مراجع لسيناريوهات السوق والافتراضات المرتبطة بالتكنولوجيا مثل منحنيات التعلم وعدد ساعات التحميل القصوى.

٣ـ حساب كلفة إنتاج الكهرباء

التكنولوجيا وبارامترات التمويل

فى الملحق ص٣٤ شرح تفصيلي لمنهجية حساب كلفة إنتاج الكهرباء.

تقع تكلفة الإنشاء المنتظمة لمحطات الطاقة بين الحدود العليا والسفلى التى تحسب لجميع التكنولوجيات من بيانات البحوث- بعد استبعاد القيم المتطرفة منها. يفترض التماثل بين الاستثمارات فى جميع المواقع. إلا أنه عمليًا يجب الأخذ فى الاعتبار أن الاستثمارات فى محطات الطاقة فى الأسواق الغير متطورة يمكن أن تكون فى بعض الأحيان أعلى كثيرًا من مثيلتها فى الدول الأكثر نموًا. الجدول (رقم١) يبين قيم الاستثمارات باليورو للكيلوات (يورو/ كيلووات للسعات النمطية) لجميع التكنولوجيات التى أخذت فى الاعتبار بناءًا على دراسة الأسواق للمحطات المنشأة حاليًا فى ألمانيا ومع الأخذ فى الاعتبار دراسات الأسواق الخارجية. ولكل من هذه التكنولوجيات تم تمييز تكلفة النظم وفقًا لحجم وتشكيل المحطة.

فى مجال الطاقة الفوتوفولتية أمكن تحديد الحدين الأعلى والأدنى لتكلفة إنشاء المحطات وفقًا لحجمها فالمحطات الصغيرة حتى سعة ١٠ كيلووات والمحطات الأكبر حجمًا ،هي محطات فوق أسطح البنايات حتى ١٠٠٠ كيلووات من الطاقة ،محطات على مساحات مفتوحة. وبناءًا على ذلك تم حساب كلفة إنتاج الكهرباء لاستثمارات عام ٢٠١٣ فتم تحديد العمر الافتراضى لعمل محطات الطاقة الفوتوفولتية بـ ٢٥ عامًا وبعكس ذلك خبرات معهد فراونهوفر لأنظمة الطاقة الشمسية فى مجال متابعة محطات الطاقة.

محطات طاقة الرياح على اليابسة تصنف ما بين محطات لمواقع مناسبة أو غير مناسبة حسب درجة شدة الرياح. ويترجم ذلك التصنيف المرتبط بالمواقع إلى التباين فى الافتراضات المختلفة المرتبطة بالعلاقة بين المحرك وحجم المولد وبالتالي متوسط ساعات التحميل القصوى للمحطات). بيانات محطات طاقة الرياح تم جمعها من المحطات العاملة والمشاريع المستكملة فى شمال ألمانيا والبلطيق مثل بلطيق ١ وبوركوم غرب ٢ (Baltic1 and Borkum West 2).

بالنسبة لمحطات توليد الطاقة من الكتلة الحيوية تم الحساب فقط بالنسبة للغاز الحيوي المنبعث ومستخدم كوقود وفقًا لأنواع الركائز المستخدمة وبالتالي تم التحليل للمحطات المتوسطة والكبيرة. الحرارة المتولدة فى محطات الغاز الحيوي هو بارامتر تشغيل هام ويزيد من الكفاءة الاقتصادية لمحطات الطاقة. المردود لتوليد الطاقة فى هذه الدراسة غير محسوب في كلفة إنتاج الكهرباء.

فى الوقت الحالى هناك عديد من محطات الطاقة الحيوية العاملة ويتراوح حجمها عموما ما بين ٧٠ و ١٠٠٠ كيلووات وهى تولد الطاقة من وقود حيوي صلب أو سائل أو غازي. المحطات الجديدة أو امتدادات المحطات الحالية يتناولها هذا التقرير فى الفصل الخاص بالطاقة الحيوية ((DBFZ ٢٠١٢. إضافة لذلك سيكون هناك احتياج مستقبلي لمحطات ذات مرونة للتكامل بين محطات توليد الطاقة من الرياح والفوتوفولتية بغرض التغلب على التأرجح فى توليد الطاقة من تلك المحطات (VDE ٢٠١٢). كما يمكن أيضا استخدام ذلك المبدأ للتشغيل المرن لمحطات الطاقة بالوقود الحيوي بالعمل بنظام متابعة القراءة. فى إطار هذه الدراسة تم استعراض محطات طاقة الوقود الحيوي ذات طاقة ٥٠٠ كيلووات فقط حيث أن هذا المحطات في إطار هذا الحيز من الطاقة هي الأكثر طلبًا في السوق (Stehnull et al, 2011).

في مجال المحطات الشمسية الحرارية - تمت دراسة محطات الطاقة ذات

[Euro/kW]	PV small	PV large	PV utility scale	Wind onshore	Wind offshore	Bio-gas	CPV	CSP-Parabol without storage	CSP-Parabol with 8h-storage	CSP-Fresnel without storage	CSP-Tower with 8h-storage	Brown coal	Hard coal	Combined cycle
Investment 2013 low	1300	1000	1000	1000	3400	3000	1400	2800	5200	2500	6000	1250	1100	550
Investment 2013 high	1800	1700	1400	1800	4500	5000	2200	4900	6600	3300	7000	1800	1600	1100

Table 1: Investments in Euro/kW for current power plant installations

تقنية القطع المكافئ الاسطواني للسعات حتى ١٠٠ ميجاوات المصممة بتخزين حراري (حتى ثمان ساعات) أو بدون. إضافة إلى المحطات التى تستخدم تكثيف طاقة "فرينل" ذات التخزين الحراري بنظام عدسات " فرينل " وتم عمل نماذج تحليلية لها. وتمثل المعلومات حول مراجع محطات الطاقة والمواقع المحددة للإشعاع الشمسي والنسبة المئوية للغاز الحيوي المستخدم لعمليات التشغيل المزدوج (< ١٠ ٪ من إجمالي إنتاج الطاقة الكهربائية) والطاقة النوعية للمحطات تمثل الأساس لحساب تكلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الطاقة الشمسية المركزة.

ويتم حاليًا التوسع في إنشاء محطات الفوتوفولتية المركزة الكبيرة الحجم فى كل من الولايات المتحدة الأمريكية والصين وايطاليا وجنوب إفريقيا وترجع المعلومات إلى محطات طاقة تقوم بتتبع الشمس على محورين تصل طاقاتها أعلى من ١٠ ميجاوات.
البارامترات التالية المحفزة والتي تم مناقشتها تدخل فى حساب كلفة إنتاج الكهرباء للربع الثالث من العام الحالي ٢٠١٣ (جدول رقم٢).

البارامترات المالية تم تحليلها تفصيليًا منذ الدراسة الأولى في عام ٢٠١٠ وتكييفها مع المخاطر والتنظيم الاستثمارى للتكنولوجيات المختلفة نظرًا لأن نسبة التخفيض ذات تأثير ملحوظ على كلفة إنتاج الكهرباء الحالية. ولم تقم عديد من الدراسات بالتحقق المناسب من ذلك التصور حيث افترضت معدلات خفض متماثلة لجميع التكنولوجيات التي بحثتها بما نتج عنه إنحرافات عن كلفة إنتاج الكهرباء. وقد حددت هذه الدراسة نسب تخفيض لكل تكنولوجيا من خلال التكلفة الرأسمالية للسوق المعتادة (معيار متوسط تكلفة رأس المال للاستثمارات المقابلة واشتملتها فى جزء من الفائدة لرأس المال الخارجي وأرباح رأس المال للأسهم.

محطات الطاقة الكبيرة التى تنشأ وتدار بواسطة مؤسسات استثمارية كبيرة يكون متوسط تكلفة رأس مالها أعلى من المحطات الصغيرة والمتوسطة الطاقة التى تنشأ وتدار بواسطة أشخاص أو أنشطة مساهمة وذلك لطلب كبار المستثمرين عائدًا عاليًا على استثماراتهم الكبيرة. كما أن العائد الذى يطلبه كبار

	Germany									Regions with high solar irradiation			
	PV small	PV large	PV utility scale	Wind On-shore	Wind Off-shore	Brown coal	Hard coal	Com-bined cycle	Bio-mass	PV small	PV large/ utility	CSP	CPV
Lifetime [in years]	**25**	**25**	**25**	**20**	**20**	**40**	**40**	**30**	**20**	**25**	**25**	**25**	**25**
Share of equity	20%	20%	20%	30%	40%	40%	40%	40%	30%	20%	20%	30%	30%
Share of debt	80%	80%	80%	70%	60%	60%	60%	60%	70%	80%	80%	70%	70%
Return on equity	6.0%	8.0%	8.0%	9.0%	14.0%	13.5%	13.5%	13.5%	9.0%	8.0%	10.0%	13.5%	13.5%
Interest rate on debt	4.0%	4.0%	4.0%	4.5%	7.0%	6.0%	6.0%	6.0%	4.5%	6.0%	6.0%	7.0%	7.0%
$WACC_{nom}$ (Weighted Average Cost of Capital)	4.4%	4.8%	4.8%	5.9%	9.8% (8.8%)*	9.0%	9.0%	9.0%	6.2%	6.4%	6.8%	9.7% (8.8%)*	9.7% (8.2%)*
$WACC_{real}$	**2.4%**	**2.8%**	**2.8%**	**3.8%**	**7.7% (6.7%)***	**6.9%**	**6.9%**	**6.9%**	**4.1%**	**4.7%**	**4.7%**	**7.5% (6.7%)***	**7.5% (6.1%)***
Annual operation costs [in Euro/kWh]				**0.018**	**0.035**							**0.028**	
Annual fixed operation costs [in Euro/kW]	**35**	**35**	**35**			**36**	**32**	**22**	**175**	**35**	**35**		**35**
Annual reduction of electricity output	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%					0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
CO_2 emissions [in kg/kWh]						0.36	0.34	0.20					
Fuel costs considered						x	x	x	x				

**falling financing costs untill 2030 for technologies with low market penetration in 2013*

Table 2: Input parameters for calculation of economic efficiency

المستثمرين على استثماراتهم فى تلك التكنولوجيات حديثة التواجد بالسوق- مثل محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات أو الطاقة الشمسية المركزة - يكون أعلى من المشاريع ذات التكنولوجيات المستقرة. ويمكن بالتالي توقع أن يزيد اقتراب البارامترات المالية من فرص التمويل بالتناسب مع زيادة الطاقة المنشأة حيث ستقل المخاطر التي تحملها التكنولوجيات الجديدة للتكلفة مع نمو الخبرات بتلك التكنولوجيات واستقرارها. لذا يجب الأخذ فى الاعتبار نمط استمرار انخفاض متوسط تكلفة رأس المال لتكنولوجيات طاقات الرياح للمحطات البحرية والطاقات الشمسية المركزة إلى ١٪ فى عام ٢٠٣٠

وحيث أن متوسط تكلفة رأس المال مستخرج من قيمة الفائدة الجارية وتوقعات العائد من السوق التي تكون القيمة الاعتبارية فإن متوسط تكلفة رأس المال تحسب أولاً ثم تحول إلى قيمة فعلية بأخذ نسبة تضخم افتراضية بقيمه ٢٪ سنويًا.

العنصر المؤثر عند حساب كلفة إنتاج الكهرباء أن تكون جميع المدفوعات على أي من المستويين الاعتباري أو الحقيقي ولا يسمح بالمزج بين قيم اعتبارية وحقيقية. ولإتمام الحساب على أساس القيمة النوعية يجب أولاً وضع توقع لمعدل التضخم خلال ٢٠٣٠ وحيث أن التنبؤ به على مدى زمني طويل يكون صعبًا وغير دقيق جدًا فإن توقعات التكلفة على المعدلات الزمنية الطويلة عادةً ما تستكمل بالقيم الحقيقية. وبالتالي فإن جميع التكلفة فى هذه الدراسة ترجع لأسعار فعلية لعام ٢٠١٣. والمعلومات حول تكلفة إنتاج الكهرباء للسنوات القادمة الواردة فى الأرقام لمختلف السيناريوهات دائمًا ما ترجع لإنشاءآت جديدة فى تلك السنوات. بالنسبة لمحطة تم إنشائها فإن متوسط الطاقة يبقى ثابتًا خلال فترة عمرها الفعلي ويكون بالتالي مماثلاً لمعلومات في عام إنشائها.

العنصر الثانى الذى يؤثر على مقدار العائد على الاستثمار هو المخاطرة الذاتية للمشروع : فكلما زادت المخاطرة للأخطاء زاد معها طلب المستثمرين زيادة العائد على استثماراتهم. وبالتالي فلإبقاء التكلفة الرأسمالية منخفضة يكون المطلوب زيادة رأس المال الأجنبي الملائم. وهو فى نفس الوقت محدود بالمخاطرة الذاتية للمشروع : فكلما زادت المخاطرة للأخطاء نقصت قيمة التمويل الأجنبي الذى ستموله البنوك. ونظرًا لأن محطات توليد طاقة الرياح في البحار والمحيطات ما زالت تمثل مشاريع ذات مخاطر نوعية عالية كما كانت فى الماضي فإن متوسط تكلفة رأس المال بالتالى أعلى من المشاريع المماثلة على اليابسة لو توافرت قروض الدعم بمقدار كاف- من بنك التعمير الألماني KfW على سبيل المثال - يمكن تحقيق نسبة فائدة حوالي ٤٪ على الأصول الخارجية وفقًا للتكنولوجيا. وهذا هو الموقف الحالي لمحطات الطاقة الفوتوفولتية الصغيرة التي تتحمل حاليًا فوائد بنسبة ٤,٣٩٪ ثابتة لفترة عشرين عامًا عن قرض من بنك التعمير الألماني أعلى شريحة قروض. وحيث أنه يوجد حاليًا نسبة فوائد منخفضة جدًا فإن العائد على الأصول الخارجية للاستثمارات فى محطات الطاقة الفوتوفولتية يقدر بتحفظ عند مستوى ٤٪.

للمقارنة العالمية للمواقع يجب الأخذ فى الاعتبار اختلاف ظروف التمويل وكذلك الظروف البيئية مثل الإشعاع الشمسي وظروف الرياح خاصة حال الاستثمار فى المشاريع المتجددة ذاتيًا، التي تعتمد فى كفاءتها الاقتصادية بشكل ملموس على التسعيرة التغذية في الشبكات من الدولة. يجب الأخذ فى الاعتبار ضمن المخاطر النوعية للأخطاء عدم الحصول على تلك المدفوعات بسبب الإفلاس القومي. ومن العوامل الأخرى توافر قروض دعم بنسبة فوائد مناسبة. وتعرض ألمانيا بهذا الصدد هيكل لشروط مناسبة جدًا للاستثمار فى مشاريع محطات الطاقة المتجددة. فمواقع فى إسبانيا وفى دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا خاصة معروفة بتميزها بقيم عالية من الإشعاع الشمسي إلا أنه للمقارنة الواقعية لكلفة إنتاج الكهرباء يجب الأخذ فى الاعتبار أقل الشروط التمويلية المتوفرة الحالية.

الظروف المحلية التي درست

الإشعاع ـ عدد ساعات التحميل القصوى

يعتبر المردود الكهربائي عند موقع المحطة بارامتر مؤثر للغاية على كلفة إنتاج الكهرباء للطاقة بالنسبه لتكنولوجيات الطاقة المتجددة. ففي حال تكنولوجيات الطاقة الشمسية تلعب كميه الطاقة المنتشره أو المباشرة من الإشعاع الشمسي دورًا وفقًا للتكنولوجيا المستخدمة (فوتوفولتية أو فوتوفولتية مركزة أو شمسية مركزة). ساعات التحميل القصوى تحسب وفقًا لظروف الرياح عند موقع المحطة فى مزارع الرياح وترتبط أساسًا بسرعة الرياح. أما بالنسبة لمحطات الغاز الحيوي فإن عدد ساعات التحميل لا يتوقف على التغذية ولكن على توافر المركزات وتصميم المحطات.

لهذا السبب فإنه يجب دراسة أمثلة لمواقع مزارع محطات طاقة الرياح وتحديد عدد ساعات التحميل لها وكذا زيارة لمواقع محددة للطاقة المرتبطة بالإشعاع الشمسي (جدول رقم ٣). فى مواقع محددة بألمانيا هناك الإشعاع الأفقى العالمي فى الحيز ما بين ١٠٠٠ و ١٢٠٠ كيلووات/م٢ للعام على السطح الأفقي (شكل رقم ٣٤). ويتناسب ذلك مع قيمة إشعاع شمسي ما بين ١٢١٠ و ١٣٢٠ كيلووات ساعة/م٢ على محطة فوتوفولتية نموذجية. وبعد خصم الفاقد داخل المحطة يكون مردود المحطة من الطاقة سنويًا ما بين ١٠٥٠ و ١١٤٠ كيلووات ساعة لكل كيلووات. فى جنوب اوروبا سجلت معدلات أعلى كثيرا وصلت ما بين ١٣٨٠ و ١٦٨٠ كيلووات ساعة/ كيلووات ووصلت فى منطقه الشرق الأوسط وشمال إفريقيا إلى ١٧٩٠ كيلووات ساعة/كيلووات طاقة.

محطات الطاقة الشمسية الحرارية ومحطات الطاقة الفوتوفولتية المركزة تركز الإشعاع المباشر على نقطة مركزية (بؤرة) حيث تحول لطاقة أو حرارة. لذا فإن مواقع محددة تؤخذ فى الاعتبار لتلك التكنولوجيات حيث يجب أن تتميز بإشعاع مباشر بقيمة ٢٠٠٠ ـ ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ فى العام مثل جنوب إسبانيا ومناطق الشرق الأوسط وشمال إفريقيا.

ظروف الرياح مرتبطة بالمواقع كذلك حيث لا تحقق على الشواطئ سوى ١٣٠٠ ساعة فى المواقع الضعيفة وتصل لـ ٢٧٠٠ ساعة لمواقع منتقاه قرب سواحل ألمانيا. ولوضع مواصفات لمحطة بطاقة الرياح تم حساب الحد الأدنى من ساعات التحميل القصوى بـ ٢٠٠٠ ساعة فى العام للمحطات ذات الظروف غير المناسبة كما حسبت عدد ساعات التحميل القصوى للمحطات فى المواقع ذات ظروف رياح مناسبة حيث الرياح أعلى. وقد كان متوسط محطات طاقة الرياح بألمانيا خلال الفترة من ٢٠٠٦ وحتى ٢٠١١ من ١٥٠٠ إلى ١٨٠٠ ساعة فى العام (كما كانت الذبذبات فى الطاقة واردة). تحقق محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات معدلات أعلى بالنسبة لعدد ساعات التحميل لتصل إلى ٢٨٠٠ ساعة فى العام للمناطق القريبة من الشواطئ وحتى

٤٠٠٠ ساعة سنويًا فى مواقع بعيدة عن الشاطئ فى بحر الشمال (EWEA 2009,IWES 2009).

محطات الطاقة المولدة من الغاز الحيوي تعمل حاليًا فى ألمانيا بأرقام عالية جدًا من ساعات التحميل القصوى. ولأسباب خاصة بنمط التشغيل وأيضا لقواعد التشغيل المعمول بهما والخاصة بتعريفة الوقود تعمل تلك المحطات بشكل دائم وتحقق ساعات تحميل قصوى ما بين ٦٠٠٠ إلى ٨٠٠٠ ساعة سنويًا (Stehnull et al, 2011). ويفترض أن تحقق المحطات ٧٠٠٠ ساعة بناءًا على الافتراض أن المحطات الحديثة ستحقق ٨٠٠٠ ساعة. قيم ساعات التحميل القصوى تتراوح ما بين ٦٠٠٠ و ٨٠٠٠ ساعة سنويًا وفقًا لتحليل الحساسية وستعوض التذبذب فى مستوى الطاقة لمحطات الطاقة الشمسية وطاقة الرياح. مقارنة بأغلب تكنولوجيات الطاقة المتجددة يتوقف الإنتاج السنوي ومعه عدد ساعات التحميل القصوى لمحطات الطاقة التقليدية على الطلبات الخاصة وتكلفة الوقود الحفرى وكذلك أيضا منافسة تكنولوجيا نظم الطاقة. فى الوقت الحالي تصل ساعات التحميل القصوى لمحطات الطاقة بالفحم البني لمعدل ٦٢٠٠ ساعة لجميع المحطات (حسابات عام 2012 من EEX-data). وتصل للفحم الحجري لمتوسط ٦٠٠٠ ساعة ولمحطات الغاز ٣٥٠٠ ساعة. خلال مسار التحول لتكنولوجيات الطاقة المتجددة فى ألمانيا وزيادة توليد الطاقة من تكنولوجيات الطاقة المتجددة انخفضت ساعات التحميل القصوى للمحطات التقليدية. وتشير هذه الدراسة فى حساباتها خلال ٢٠٥٠ استمرار انخفاض عدد ساعات التحميل القصوى لجميع محطات الطاقة المتجددة حتى أن مردود الطاقة وفقًا للحسابات سوف ينخفض من عام لآخر (انظر جدول رقم٤). فعلى سبيل المثال فى حالة الفحم البني ستنخفض ساعات التحميل القصوى عام ٢٠٥٠ إلى ٤٣٠٠ ساعة

PV system (standard module)	Irradiation on PV module at optimal angle	Electricity output per 1 kWp
Germany North (GHI 1000 kWh/(m²a))	1150 kWh/(m²a)	1000 kWh/a
Germany Center and East (GHI 1050 kWh/(m²a))	1210 kWh/(m²a)	1040 kWh/a
Germany South (GHI 1200 kWh/(m²a))	1380 kWh/(m²a)	1190 kWh/a
Southern France (GHI 1450 kWh/(m²a))	1670 kWh/(m²a)	1380 kWh/a
Southern Spain (GHI 1800 kWh/(m²a))	2070 kWh/(m²a)	1680 kWh/a
MENA (GHI 2000 kWh/(m²a))	2300 kWh/(m²a)	1790 kWh/a
Wind power plant (2 - 5 MW)	**Full load hours of wind**	**Electricity output per 1 kW**
Onshore: Germany center and south (wind speed 5.3 m/s; 130m hub height)	1300 h/a	1300 kWh/a
Onshore: Germany near the coast and strong wind locations (wind speed 6.3 m/s; 80m hub height)	2000 h/a	2000 kWh/a
Onshore: Atlantic coastline UK (wind speed 7.7 m/s; 80m hub height)	2700 h/a	2700 kWh/a
Offshore: Areas near the coast (wind speed 7.9 m/s; 80m hub height)	2800 h/a	2800 kWh/a
Offshore: Medium distance to coastline (wind speed 8.7 m/s)	3200 h/a	3200 kWh/a
Offshore: Locations far from the coast (wind speed 9.5 m/s)	3600 h/a	3600 kWh/a
Offshore: Very good locations (wind speed 10.3 m/s)	4000 h/a	4000 kWh/a
CSP power plant (100 MW)	**Direct normal irradiation (DNI)**	**Electricity output per 1 kW** (additionally dependent on storage size, 8h)
Parabolic with storage (Southern Spain)	2000 kWh/(m²a)	3300 kWh/a
Parabolic with storage (MENA)	2500 kWh/(m²a)	4050 kWh/a
Fresnel (Southern Spain)	2000 kWh/(m²a)	1850 kWh/a
Fresnel (MENA)	2500 kWh/(m²a)	2270 kWh/a
Solar tower with storage (Southern Spain)	2000 kWh/(m²a)	3240 kWh/a
Solar tower with storage (MENA)	2500 kWh/(m²a)	3980 kWh/a
CPV power plant	**Direct normal irradiation (DNI)**	**Electricity output per 1 kWp**
CPV (Southern Spain)	2000 kWh/(m²a)	1560 kWh/a
CPV (MENA)	2500 kWh/(m²a)	2000 kWh/a

Table 3: Annual yields at typical locations of PV, CPV, CSP and wind power (source: Fraunhofer ISE)

Development of full load hours (FLH) of conventional power plants	Brown coal	Hard coal	Combined cycle
FLH 2013 medium	7100	6000	3500
FLH 2013 low	6600	5500	3000
FLH 2013 high	7600	6500	4000
FLH 2020 medium	6800	5700	3500
FLH 2020 low	6300	5200	3000
FLH 2020 high	7300	6200	4000
FLH 2030 medium	5800	4800	3100
FLH 2030 low	5300	4300	2600
FLH 2030 high	6300	5300	3600
FLH 2040 medium	4900	4100	2900
FLH 2040 low	4400	3600	2400
FLH 2040 high	5400	4600	3400
FLH 2050 medium	4300	3600	2600
FLH 2050 low	3800	3100	2100
FLH 2050 high	4800	4100	3100

Table 4: Development of full load hours of conventional power plants (Prognos (2013), our representation)

زيادة عدد ساعات التحميل القصوى يمكن أن يخفض كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الطاقة التقليدية (الوقود الحفري) إذا كان المحيط المنافس وحالة الطلب تسمح بذلك وبالمقابل خفض عدد ساعات التحميل القصوى ستؤدي إلى زيادة فى كلفة إنتاج الكهرباء.

اسعار الوقود

تكلفة الركائز لمحطات الغاز الحيوي تختلف بشكل ملحوظ وفقًا لخيارات شراء الركائز أو استخدام ركائز مولدة بواسطة المشغلين المحليين فتقل التكلفة بشكل كبير جدا. إضافة إلى ذلك تختلف نسب المكونات من محطة لأخرى وينعكس ذلك بالتالي على الكفاءة والسعر. فعلى سبيل المثال أثناء تشغيل محطة فى بادن فيرتمبرج Baden-Württemberg عام ٢٠٠٩ استخدمت ركيزة تشمل مخلفات حيوانية سائلة بنسبة ٣٠٪ وصلبة بنسبة ٥٪ مع ٤٣٪ ذرة صوامع - ١٢٪ سيلاج من المخلفات الزراعية - ٥٪ سيلاج من النباتات (Stehnull et al, 2011). فى ذلك المزيج كان مردود الميثان لكل من الركائز ما بين ١٠٦ طن كتلة رطبة للذرة و١٢ لمخلفات الخنازير السائلة . وتختلف قيمة الركائز فتكون تكلفة الركيزة لشراء ذرة الصوامة تصل ٣١ يورو/ طن كتلة رطبة و لمخلفات الخنازير حوالي ٣ يورو بينما تكلفة الركيزة التى يتم تحضيرها ذاتيا فى الموقع تصل تكلفتها صفر تقريبًا. متوسط تكلفة الركائز تكون في هذا البحث ٠,٠٣ يورو/كيلووات ساعة وذلك بتحويل مستوى الميثان والناتج من الميثان من ٩,٩٧ كيلووات ساعة/نيوتن م٣. ولوضع تصور لتأثير التغير في مكونات الركائز فإن تكلفة الركائز سوف تختلف في تحليل الحساسية من ٠,٠٢٥ يورو/كيلووات ساعة و ٠,٠٤ يورو/كيلووات ساعة.

وللمقارنة بين كلفة إنتاج الكهرباء بين تكنولوجيات الطاقة المتجددة ومحطات الطاقة التقليدية هناك احتياج لافتراضات حول الكفاءة وانبعاثات ثاني أكسيد الكربون. وهذة الافتراضات لمحطات الطاقة التقليدية هي ما بين ٨٠٠ إلى ١٠٠٠ ميجاوات للفحم البني وما بين ٦٠٠ إلى ٨٠٠ ميجاوات للفحم الحجري ومن ٤٠٠ إلى ٦٠٠ ميجاوات لمحطات الغاز. ومع مزيد التعديلات التكنولوجية زادت كفاءة المحطات من ٤٥٪ إلى ٤٨٪ للفحم البني ومن ٤٦٪ إلى ٥١٪ للفحم الحجري وبالنسبة لمحطات الغاز من ٦٠٪ إلى ٦٢٪. اتجاهات أسعار الوقود يفترض أن تزيد زيادة متوسطة . ونظرا لندرة شهادات ثاني أكسيد الكربون فإنه يفترض زيادة سعر الشهادات على المدى البعيد (جداول ٥ - ٧)

Fuel price (Euro$_{2013}$/kWh)	2013	2020		2030		2040	2050
		lower	upper	lower	upper		
Brown coal	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016
Hard coal	0.0114	0.0103	0.0114	0.0112	0.0175	0.0188	0.0200
Natural gas	0.0287	0.0276	0.0320	0.0287	0.0363	0.0398	0.0470
Substrate for Biomass	0.0300	0.0250	0.0400	0.0250	0.0400	0.0400	0.0400

Table 5: Assumptions about fuel prices (BMWi (2013), NEP (2013), BMU (2012), Prognos (2013))

Development of energy conversion efficieny of conventional power plants	2013	2020	2030
Brown coal	45.0%	46.5%	48.5%
Hard coal	46.0%	50.0%	51.0%
Combined cycle	60.0%	61.0%	62.0%
Biomass	40.0%	40.0%	40.0%

Table 6: Development of efficiency in large power plants (ISI (2010))

CO_2 allowance price (Euro$_{2013}$/tCO_2)	2013	2020	2030	2040	2050
lower value (own calculation)	5.3	17	28	35	40
upper value (Prognos)	5.3	21.7	42	50.7	55
medium value	5.3	19.3	35	42.9	47.5

Table 7: CO_2 certificate price (NEP (2013), forecast (2013))

٤- التكنولوجيات فى ألمانيا

فى المقارنة المجراه هنا للتكنولوجيات، فإن كلفة إنتاج الكهرباء قد تم تحديدها لكل من الفوتوفولتية والغاز الحيوي وقوة الرياح فى أماكن معينة فى ألمانيا وذلك بناءًا على بيانات السوق لاستثمارات معينة، أسعار التشغيل ومعاملات أخرى فنية واقتصادية.

توفر الحسابات القياسية لمحطات الطاقة التقليدية (الفحم البني، الفحم الحجري والغاز قيم مقارنة والتى تم اختبارها أيضا لمحطات ذات قياسات مختلفة وأيضا بفرضيات مختلفة للتشييد ولتشغيل هذة المحطات. وبالمقارنة مع نتائج دراسات أجريت منذ عام ٢٠١٢، هبطت كلفة إنتاج الكهرباء ليس فقط نتيجة انخفاض أسعار المحطات وإنما أيضًا لتضمين معدلات الخصومات الحقيقية أقل من القيمة المعلنة وذلك بعد أخذ قيمة التضخم فى الاعتبار.

إن الطاقة المولدة من محطات الرياح في البحار والمحيطات بمتوسط قيمة تشييد حوالى ١٤٠٠ يورو/ كيلووات، تعد الأقل فى كلفة إنتاج الكهرباء ضمن تكنولوجيات الطاقة المتجددة حيث تتدنى القيمة لتصل إلى ٠,٠٤٥ يورو/ كيلووات ساعة وذلك فى الأماكن ذات ساعات التحميل القصوى فى السنة والتى تصل إلى٢٧٠٠، وبالرغم من هذا فإن هذة المواقع تعد محدودة فى ألمانيا (انظر الرسم التوضيحى ٦).

ولهذا السبب فإن قيم المحطات فى الأماكن الأكثر فقرًا تختلف بمعدل ٠,١٠٧ يورو/ كيلووات ساعة وفى مرة أخرى معتمدة على الاستثمارات الخاصة وأيضا على عدد ساعات التحميل القصوى هناك (انظر الجدول ١ ن ٤). وفى مقارنة مع دراسة من ٢٠١٢ ، كانت هناك فروق فى القيمة فى المواقع ذات الظروف المواتية أو الغير مواتية. وبالمقارنة فإن القيمة

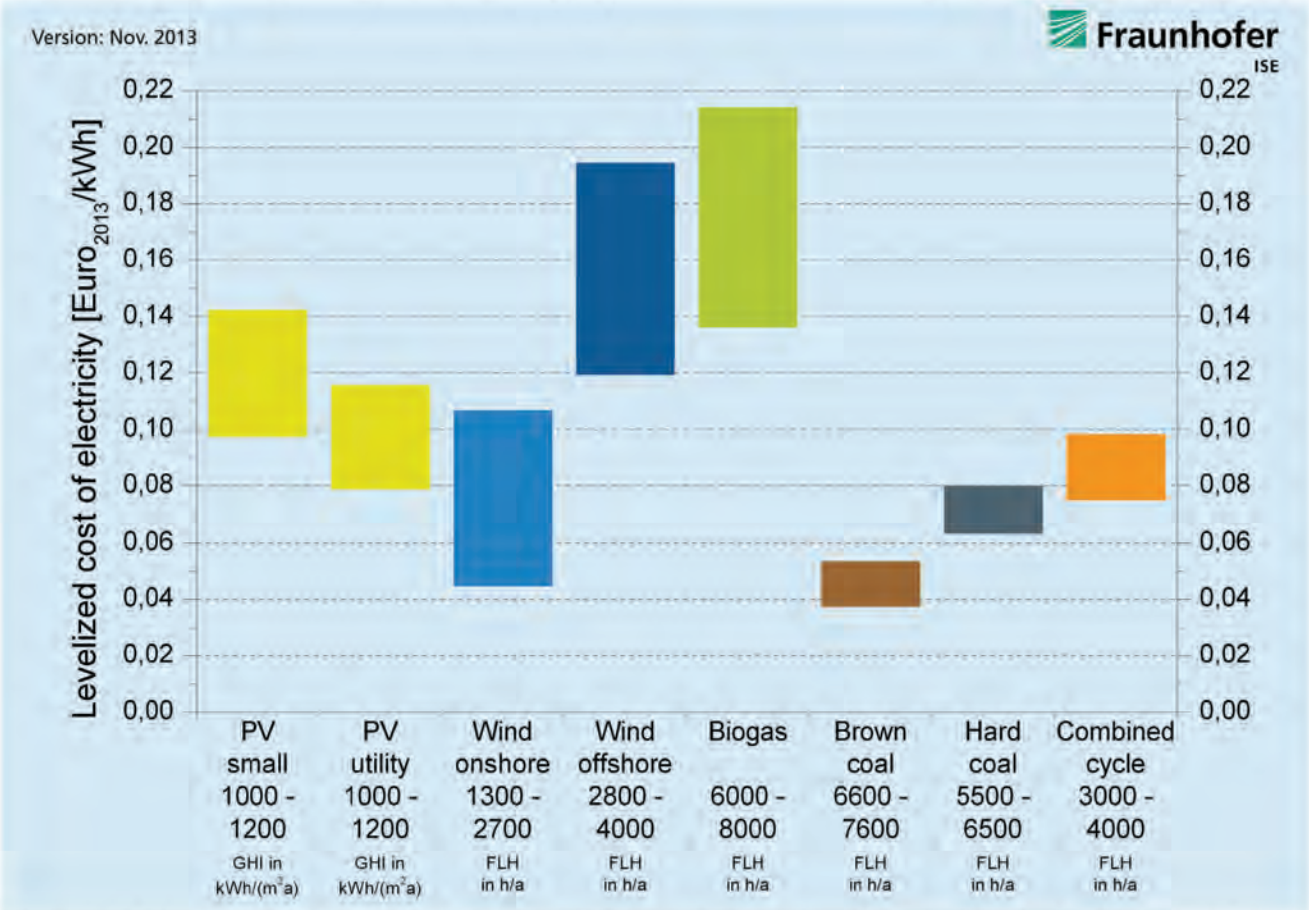

Figure 6: LCOE of renewable energy technologies and conventional power plants at locations in Germany in 2013. The value under the technology refers in the case of PV to solar irradiation (GHI) in kWh/(m²a); in the case of other technologies it reflects the number of FLH in the power plant per year. Specific investments are taken into account with a minimum and maximum value for each technology. Additional assumptions in Table 3-7.

لمحطات الرياح في البحار والمحيطات كانت أكثر بدرجة كبيرة، وذلك على الرغم من العدد المرتفع لساعات التحميل القصوى من ٢٨٠٠ إلى ٤٠٠٠ سنويًا و تكون بين ٠,١١٩ يورو/ كيلووات ساعة. ويعزى ارتفاع القيمة فى محطات الرياح في البحار والمحيطات إلى التصحيح التصاعدي لحجم الاستثمارات للمشروعات تحت الإنشاء. ولا يدخل فى الاعتبار هنا الارتفاع النسبي فى قيمة الشبكة عند حساب كلفة إنتاج الكهرباء.

إن كلفة إنتاج الكهرباء للمحطات الفوتوفولتية الصغيرة وفى مواقع حيث الإشعاع الأفقي العالمي يكون ١٢٠٠ كيلووات ساعة/م٢ فى جنوب ألمانيا وتقع بين ٠,٠٩٨ و ٠,١٢١ يورو/كيلووات ساعة وحيث الإشعاع حوالى ١٠٠٠ كيلووات ساعة/م٢، وفى شمال ألمانيا بين ٠,١١٥ و ٠,١٤٢ يورو/ كيلووات ساعة. وتعتمد النتائج على حجم الاستثمارات المحددة، والتى كان مفترضًا لها ما بين ١٣٠٠ يورو/ كيلووات طاقة و ١٨٠٠ يورو/ كيلووات طاقة.

وفى هذه الأيام، فإن محطات توليد الطاقة الأرضية تأتى بقيم ما بين ٠,٠٧٩ و ٠,٠٩٨ يورو/ كيلووات ساعة فى جنوب ألمانيا/ و٠,٠٩٣ إلى ٠,١١٦ يورو/ كيلووات ساعة فى شمال ألمانيا، بينما المحطات الأكثر قبولاً تعطى استثمارًا يصل إلى ١٠٠٠ يورو/ كيلووات طاقة أو ١ يورو/ وات طاقة. ويعنى هذا أن كلفة إنتاج الكهرباء لكل أنواع المحطات الفوتوفولتية فى ألمانيا تقع -وبدرجة كبيرة- تحت معدل قيمة الكهرباء للاستهلاك المنزلى بمقدار ٠,٢٨٩ يورو/ كيلووات ساعة. إن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من الغاز الحيوي وبقيمة حالية للمادة الخام من ٠,٠٢٥ إلى ٠,٠٤ يورو/ كيلووات ساعة، يقع بين ٠,١٣٦ و ٠,٢١٥ يورو/ كيلووات ساعة.

وعلى النقيض من الدراسة السابقة، فإن كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات توليد الطاقة التقليدية تم حسابها بوضوح. وهذا يؤدي بنا إلى أنه فى الظروف الحالية لأسواق الكهرباء مع الوضع فى الاعتبار أسعار الوقود وساعات التشغيل القصوى، نجد الكهرباء لكل تكنولوجيا: يغير الفحم البني من أسعار ثاني أكسيد الكربون الرخيصة فى ٢٠١٣ ويمكن أن يوجه كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,٠٣٨ إلى ٠,٠٥٣ يورو/ كيلووات ساعة لمعاملات تشغيل معينة. أما كلفة الإنتاج لمحطات الطاقة القائمة على الفحم الحجري فقد كانت أعلى قليلاً ما بين ٠,٠٦٣ و٠,٠٨ يورو/ كيلووات ساعة. اليوم، فإن محطات توليد الطاقة المولدة من الغاز الطبيعي (CCGT) قد تحصل على تكلفة ما بين ٠,٠٧ و ٠,٠٩٨ يورو/ كيلووات ساعة، وهذا يدل بجلاء على الاتجاه الحالى ناحية تعطيل محطات الطاقة القائمة على الغاز والتى يصعب إعادة تحويلها.

ينبغى علينا أن نضع فى أذهاننا أن حسابات كلفة إنتاج الكهرباء لا تتضمن المرونة المحتملة لتكنولوجيا توليد الطاقة أو قيمة الكهرباء المولدة. فعلى سبيل المثال، فإن التكنولوجيا المولدة موسميًا أو يوميًا تختلف بدرجة كبيرة لكل نوع من هذة التكنولوجيات. وبالقطع فإن هذه الاختلافات لا تنشأ من التوظف المرن لمحطات الطاقة أو توريد خدمات الأنظمة واضعين فى الحسبان مرجعية لأسعار السوق بالإشارة إلى القيمة المتدرجة للكهرباء. ويوصي المؤلفون هنا بمزيد من تطوير وسائل كلفة إنتاج الكهرباء وذلك عن طريق المزيد من نماذج أنظمة الطاقة.

الفوتوفولتية

تطورات السوق والاستشراف

فى نهاية ٢٠١٢، أزالت أسواق الفوتوفولتية عقبات ١٠٠ جيجاوات طاقة من قدرة التحميل حول العالم. وقد تم تشييد سنويًا حوالي ٣١ جيجاوات طاقة فقط فوق متوسط العام الماضي والذي كان ٣٠ جيجاوات طاقة. ويعزى هذا بالأخص إلى انخفاض التعريفة فى الأسواق الهامة (فى ألمانيا) وأوروبا بما لديها من ١٧ جيجاوات طاقة من المنشآت الحديثة، تمثل أهم الأسواق الفوتوفولتية فى ٢٠١٢؛ ويتوقع فى الأعوام القادمة معدلات نمو أعلى وخاصة فى الصين واليابان والهند وأمريكا الشمالية (EPIA2013). وفى سنة ٢٠١٣ يتوقع تراجع السوق الفوتوفولتية إلى ٤ جيجاوات طاقة إلا أنه سوف يتم تعويضه بالنمو فى المناطق سابقة الذكر بحيث يمكن أن نعتمد على النمو المتوسط فى سوق الفوتوفولتية العالمية المتوقع فى ٢٠١٣. ومع بداية شهر يوليو، فقد قرر مجلس الأمة فى الصين رفع هدف الطاقة الشمسية بحلول ٢٠١٥ إلى ٣٥ جيجاوات من الطاقة المشيدة. ومع الـ ١٠ جيجاوات المشيدة حاليًا، فإن هذا يعنى حوالي ١٢ جيجاوات من التشييد الجديد للمحطات سنويًا خلال ٢٠١٥. وعليه فتعتبر الصين من أهم أسواق الفوتوفولتية فى الأعوام القادمة. وفى اليابان أيضًا، فإن تعريفة تغذية الشبكة المرتفع يدفع بسرعة لنمو السوق. وقد حدث نمو للسوق الياباني فى الربع الأول من ٢٠١٣ بنسبة ٢٧٠٪ وذلك بالمقارنة بالعام الماضي. وبالنسبة للمبيعات، فإن اليابان ستكون الأكبر بالنسبة لسوق الفوتوفولتية وذلك فى ٢٠١٣، بينما ستكون الصين على قمة القائمة لمحطات الطاقة الجديدة. ويجب أن نضع فى الأذهان أن سوق الفوتوفولتية العالمي أصبح ذو قاعدة متزايدة الاتساع ولم يعد مقصورًا على أوروبا فقط. وقد أصبح سوق البيع العالمي للفوتوفولتية أكثر مقاومة للتغييرات حيث لم تعد مجرد عدة دول فقط هى القاصرة على الشراء. وبالإضافة لهذا اصبحت مشروعات الفوتوفولتية فى بعض المناطق مستقلة من برامج الدعم واصبحت تقف على أرضٍ ثابتة فى التنافسية المفتوحة.

إن سوق الفوتوفولتية على مستوى العالم والمنتج ٣١ جيجاوات طاقة فى ٢٠١٣، واجه طاقات إنتاجية عالمية فوق ٥٠ جيجاوات طاقة. وقد أدى هذا إلى منافسة مدمرة بين مصنعي النموذج مما أدى إلى إعلان إفلاس عدة مصنعين معروفين، وهناك أيضًا عامل إضافى وهو أن كثير من المصانع لم تعد تستطيع أن تغطي كلفة الإنتاج فى ظل الأسعار الحالية، وخاصة إذا لم يكن لديهم أحدث أجيال إقامة المحطات. إن انخفاض معدلات الدعم فى الأسواق الهامة قد ساهم فى ارتفاع ضغط السعر واحتواء سلسلة الموارد من تحويلات البناء والتشييد إلى موردي المواد الخام. ومرة اخرى، تم التعرف على إمكانيات كبيرة لخفض الأسعار. وبالرغم من هذا فإنه ما زال من المتوقع مزيد من انخفاض الأسعار والذي سيظهر بعد نهاية مرحلة توطيد السوق فسوف تمكن الصانعين من تغطية نفقات الإنتاج عند الأسعار الحالية.

حتى سوق إنتاج الأجهزة اللازمة لتصنيع السيليكون، الرقائق، الخلايا الفوتوفولتية والوحدات والتى تقع تحت سيطرة صانعى الآلات الألمان، سوف يحتاج أن يواجه فترات فائض القدرة فى إنتاج المعدات. وفى نفس الوقت، سيحاول الصانعون الآسيويون إلغاء المزية التكنولوجية لصناع الآلات الأوروبيون والأمريكيون الشماليون حتى يتمكنوا من المنافسة حينما يكون الطلب مغريًا مرة أخرى.

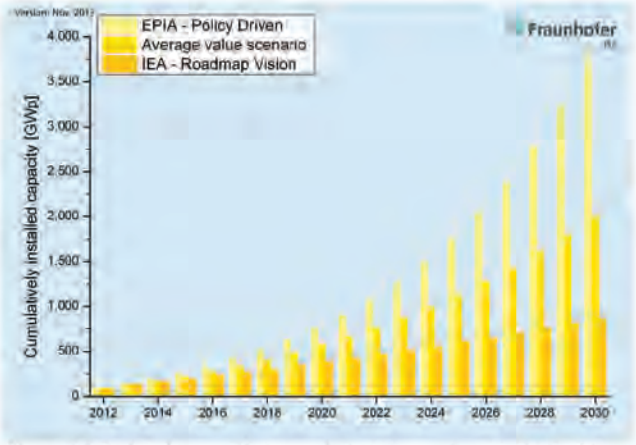

Figure 7: Market forecast for cumulative power plant capacity for PV 2012-2030 according to IEA (2010), EPIA (2013) and our own calculations

وطبقا للدراسات هنا، فإننا نجد أن أسواق الطلب العالمية على الفوتوفولتية سوف ترى نموًا متزايدًا فى السنوات القادمة. وتأتى قاعدة استشراف الأسواق من " نظرة السوق العالمية للفوتوفولتية " لاتحاد الصناعات الأوروبية للفوتوفولتية (EPIA2013) وأيضًا خارطة الطريق التكنولوجية من IEA من سنة ٢٠١٠. وفى دراسة الـ EPIA، تم عرض سيناريوهين: "الأعمال التجارية كالمعتاد Business as Usual" و"قيادة السياسات Policy Driven". وهما يتنبئان بتطور الأسواق خلال ٢٠١٧. وقد وضعت هذه السيناريوهات لاستشراف ما سيكون ما بين الأعوام ٢٠١٨ وحتى ٢٠٣٠ بمعدل نمو ١٠٪ (الأعمال التجارية كالمعتاد) أو ١٥٪ (قيادة السياسات) - الرسم التوضيحي رقم ٧ يستقرئ استشراف الأسواق خلال ٢٠٣٠ لـ EPIA - قادة السياسات (٢٠١٣) و IEA - رؤية خارطة الطريق (٢٠١٠). وأيضًا كقيمة تقريبية لتصورات الأسواق المتاحة (مقارنات جدول رقم ٩)

معامل الأداء للأنظمة الفوتوفولتية

غالبًا ما يستخدم معامل الأداء للفلوتوفولتية لمقارنة كفاءة المحطات الفوتوفولتية المتصلة بالشبكة الرئيسية من خلال أنواع مختلفة من الوحدات. ويبين معامل الأداء النسبة بين معدل الطاقة الفعلية المولدة (التيار المتردد الناتج) في نظام فوتوفولتى بالكيلووات طاقة. وهو يعبر عن القدرة المولدة المقاسة تحت ظروف اعتيادية (ظروف الاختبار القياسية) وذلك للوحدات الفوتوفولتية للأنظمة. وتتأثر الطاقة الفعلية المستخدمة والناتجة من النظام الفوتوفولتى بظروف التشغيل الحقيقية وذلك حسب موقع النظام. وقد ينشأ الانحراف فى الطاقة المولدة بالمقارنة مع ظروف القياس العادية، بصرف النظر عن التغيرات فى نسب الإشعاعات الشمسية، الظل وتراكم الأتربة على الوحدة الفوتوفولتية، الانعكاسات على سطح الوحدة عندما تصطدم الشمس قطريًا على سطح الوحدة، الانحرافات فى ظروف التشغيل للوحدة الفوتوفولتية، نجد فقدًا إضافيًا فى الوحدات الفوتوفولتية، وذلك من خلال عدم انضباط الكهرباء فى الوحدة، فقدان أومى فى أسلاك التيار المستمر، الفقدان العكسي، فقدان أومى فى أسلاك التيار المتردد، وأيضا فقدان من خلال المحولات إن وجدت. وتصل نسبة الأداء فى المحطات الفوتوفولتية الجديدة فى المانيا ما بين ٨٠ إلى ٩٠٪ (Reich 2012).

تطور الأسعار والكلفة

منذ بداية ٢٠١٢، تقلصت أسعار الجملة للوحدات الفوتوفولتية البللورية فى اوروبا بنسبة ٣٢٪ من ١,٠٧ يورو/ وات طاقة (يناير٢٠١٢) إلى ٠,٧٣ يورو/ وات طاقة (اكتوبر ٢٠١٣). وقد هبطت أسعار الوحدات البللورية فى الصين فى نفس الفترة من ٠,٧٩ يورو/ وات طاقة إلى ٠,٥٨ يورو/ وات طاقة وبالتالى ٢٧٪ (pvx change 2013). وفى النهاية، فإن أسعار الوحدات الفوتوفولتية السليكونية، وخاصة الوحدات متعددة التبلور السليكونية من الصين، زادت قليلا مرة إخرى. ويعد هذا الموقف محل جدل واسع داخل صناعة الفوتوفولتية الدولية، حيث أن المنتجون الصينيون والمدعومون من الحكومة الصينية، يهتمون بخفض الأسعار بغرض حصولهم على مركز متصدر فى السوق وذلك خلال فترة ثبات الأسواق. وفى ضوء الأسعار الهائلة وضغط الهامش، علينا أن نفترض أن قلة من منتجى الخلايا والوحدات فقط هم الذين يستطيعوا أن يبيعوا مع وجود هامش إيجابى. ونستطيع القول أن كل منتجى الفوتوفولتية كانوا تحت الخط الأحمر فى ٢٠١٢ والربع الأول من ٢٠١٣. ويفترض محللو الأسواق أن سنة ٢٠١٣ ستكون فارقة للمنتجين وأن الأسعار ستدخل فى حيز الكسب مرة إخرى.

أدى الانخفاض الشديد فى اسعار الوحدات الشمسية إلى تراجع فى أسعار الأنظمة الفوتوفولتية. ويجب الاعتراف أن أسعار العاكسات ومكونات توازن الأنظمة وجميع الأنظمة والأسلاك وتركيبها كل هذا لم يهبط بنفس الدرجة. بينما فى عام ٢٠٠٥، فإن الوحدات الشمسية كان لها حصة حوالى ٧٥٪ من تكاليف النظام. أما اليوم فالنسبة تتراوح بين ٤٠ إلى ٥٠٪ فقط.

الجدول رقم ١ يوضح معدل الأسعار للمحطات الفوتوفولتية ذات أحجام مختلفة. وتقدر أسعار المحطات الفوتوفولتية الصغيرة (بحد أقصى ١٠ كيلووات طاقة) بحوالى ١٣٠٠ إلى ١٨٠٠ يورو/ كيلووات طاقة. أما بالنسبة للمحطات الفوتوفولتية الكبيرة (بحدد أقصى ١٠٠٠ كيلووات طاقة)، فإن الأسعار حاليًا بين ١٠٠ و ١٧٠٠ يورو/ كيلووات طاقة. والمحطات الفوتوفولتية ذات القدرات فوق ١٠٠٠ كيلووات طاقة تحصل على قيمة استثمارية ما بين ١٠٠٠ إلى ١٤٠٠ يورو/ كيلووات طاقة. وتتضمن هذه التكلفة كل أسعار المكونات والتشييد للمحطات الفوتوفولتية. وطبقا لهذه المعلومة، فقد انخفض سعر تكلفة المحطات الفوتوفولتية منذ الدراسة السابقة فى مايو ٢٠١٢ بحوالى أكثر من ٢٥٪.

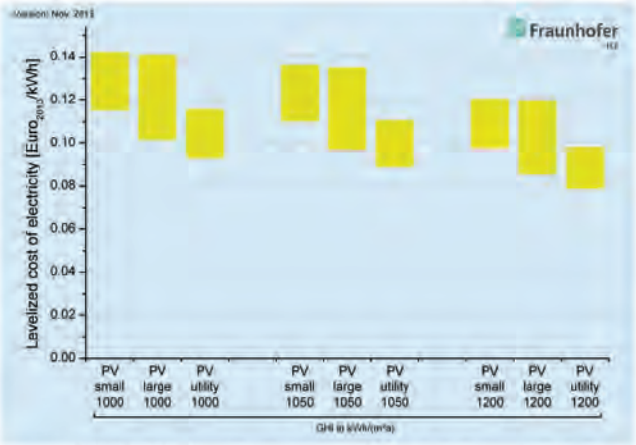

Figure 8: LCOE of PV plants in Germany based on plant type and irradiation (GHI in kWh/(m²a)) in 2013.

وتظهر فى الرسم التوضيحى ٨ كلفة إنتاج الكهرباء المولدة بالطاقة الفوتوفولتية وذلك من محطات مختلفة فى أحجامها وأسعارها عند قيم إشعاعية مختلفة (حسب جدول ٣). ويعبر الرقم الخارج من قدرة المحطة عن كمية الإشعاع السنوى فى موقع المحطة وذلك بالكيلووات ساعة/م٢. وتنتج المحطات الموجودة فى الشمال حوالى ١٠٠٠ كيلووات ساعة/م٢. بينما تلك الموجودة فى جنوب المانيا تعطى حوالى ١١٩٠ كيلووات ساعة/م٢ فى جنوب إسبانيا ودول شمال إفريقيا والشرق الأوسط فإن القيم فى بعض الأحوال تكون أعلى فتصل إلى ١٧٩٠ كيلووات ساعة/م٢.

إن الانخفاض الواضح فى أسعار استثمارات هذه المحطات كان له تأثيرًا ملحوظاً فى تطور كلفة إنتاج الكهرباء المولدة بالطاقة الفوتوفولتية. وحتى فى شمال ألمانيا فإنه أمكن الوصول إلى كلفة إنتاج الكهرباء تحت ٠,١٥ يورو/ كيلووات ساعة وعليه فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة بالفوتوفولتية فى كل أنواع محطات الطاقة الفوتوفولتية فى ألمانيا سوف تكون أقل من متوسط قيمة الاستهلاك المنزلى للكهرباء. وفي نفس الوقت وفي أماكن فى جنوب ألمانيا فإنه حتى محطات توليد الطاقة الفوتوفولتية والصغيرة منها، كانت قادرة على كلفة إنتاج الكهرباء ما بين ٠,١١ و ٠,١٣ يورو/ كيلووات ساعة. واستنادًا إلى ما سبق

من انخفاض هائل فى الأسعار ووضع السوق الحالى، فإنه لا يتوقع مزيد من الانخفاض فى كلفة إنتاج الكهرباء والمولدة من محطات الطاقة الفوتوفولتية حتى ٢٠١٤. وفى المحطات الغالية فإن الهوامش الإضافية سوف تذوب فى هذه الفترة. حيث أن كل التكنولوجيات الفوتوفولتية لديها استعداد واضح لخفض الأسعار فينبغي أن نعتمد على الخفض المستمر لكلفة إنتاج الكهرباء على المدى الطويل. اليوم نجد أن كثيرًا من منتجي الوحدات يعطون ضمانًا على اداء هذه الوحدات لمده تصل إلى ٢٥ عامًا. وفى حالة ما إذا كان العمر الافتراضي لتشغيل الوحدات يزيد عن ٢٥ إلى ٣٠ سنة، فإنه من المتوقع أن تنخفض كلفة إنتاج الكهرباء بنسبة ٧٪.

يبين تحليل الحساسية للمحطات الفوتوفولتية الصغيرة فى ألمانيا مدى اعتماد كلفة إنتاج الكهرباء على درجة الإشعاع والاستثمار الخاص (الرسم التوضيحى ٩). وهذا يشرح الانخفاض الواضح فى كلفة إنتاج الكهرباء فى السنة الأخيرة بسبب انخفاض أسعار الوحدات. ويدل عدم التقليل من قيمة ارتباط قيمة رأس المال للاستثمار (WACC) مع كلفة إنتاج الكهرباء (LCOE) حيث أن الفروق هنا قد تكون كبيرة نسبيا وخارج المعدلات المتغيرة ٨٠ إلى ١٢٠٪ والمبينة هنا. أما قيم التشغيل والتى تختلف قليلاً فإن لها تأثيرا أقل على كلفة إنتاج الكهرباء (LCOE) لمحطات الفوتوفولتية، حيث أنها تمثل جزءًا صغيرًا جدًا على التكلفة، حيث أنه مع المحطات ذات العمر الافتراضي الأطول والتى بالفعل تكون قد استهلكت فإنها تظل تنتج كهرباء وبسعر منخفض جدًا.

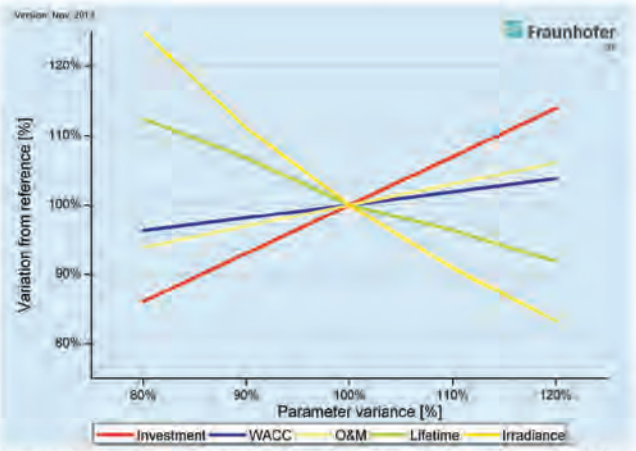

Figure 9: Sensitivity analysis of a small PV plant with a GHI of 1050 kWh/(m²a) and investment of 1500 Euro/kW

محطات توليد الطاقة من الرياح

من بين كل أنواع تكنولوجيات الطاقة المتجددة، نجد أن تلك المعتمدة على قوة الرياح هى الأقوى فى التواجد فى السواق على مستوى العالم نظرا لقدرتها الفائقة على منافسة توليد الطاقة التقليدية. بدءا بأسواق مثل الموجودة فى ألمانيا والدانمارك، فقد بدأ التغيير يطرأ على أسواق العالم فى السنين الأخيرة مع أقوى نمو فى الصين والهند والولايات المتحدة الأمريكية (GWEC 2013).

بنهاية عام ٢٠١٢، نجد زيادة فى حجم القدرة الكلية لمزارع الرياح إلى ٢٨٠ جيجاوات (GWEC 2013) منها ٥ جيجاوات هى حصة المحطات المعتمدة على محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات (EWEA 2013).

لقد شهدت الأسواق نموًا مطردًا فى الماضي. وقد تنبأت بعض الدراسات بزيادة حجم الأسواق فى المستقبل بقدرة كلية ما بين ١٦٠٠ و ٢٥٠٠ جيجاوات في ٢٠٣٠ (انظر الرسم التوضيحي ١٠). وستكون حصة الطاقة المولدة من محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات ٤٠ جيجاوات في ٢٠٢٠، و ١٥٠ جيجاوات في ٢٠٣٠ (EWEA 2011). وحيث أن هذا الاستشراف يشير إلى اوروبا فقط (EWEA) ، فإن معهد فرانهوفر لنظم الطاقة الشمسية طور هذا القياس ليناسب الأسواق العالمية.

وفى نفس الوقت فإن حقول الطاقة المولدة من محطات طاقة الرياح على اليابسة والموجودة فى أماكن مناسبة أنتجت كلفة إنتاج تنافسية للكهرباء وذلك بالمقارنة بتكنولوجيات توليد الطاقة التقليدية مثل الفحم والغاز الطبيعي والطاقة النووية. وفى ألمانيا نجد أن ٧,٧٪ من الطاقة الكلية ناتج من طاقة الرياح، والذى سيزيد بدرجة ملحوظة فى المستقبل نتيجة التوسع فى إقامة محطات لتوليد الطاقة من الرياح (BMU 2013). وتمثل الطاقة المولدة من الرياح القسط الأكبر من إنتاج الطاقة المتجددة بنسبة تصل إلى ٣٣,٨٪ (BMU 2013).

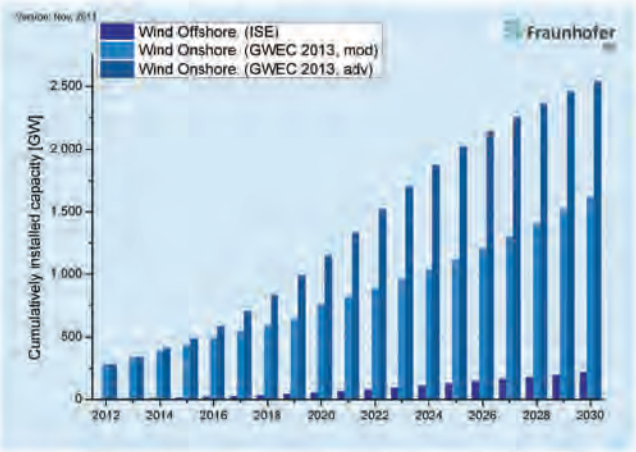

Figure 10: Market forecasts cumulative wind power 2012-2030 according to GWEC (2013) and Fraunhofer ISE

وتعتمد كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الرياح سواء على اليابسة أو في البحار والمحيطات على الأحوال المحلية وكذلك على المتاح من ساعات التحميل القصوى. وفى العموم، فنحن نفرق بين الأماكن ذات الظروف المناسبة وغير المناسبة. ونحن هنا نعني أن الأماكن التى تكون فيها سرعة الريح أكثر من ٧ متر/ ثانية تعتبر أماكن مناسبة، بينما تلك والتي تقل فيها معدلات سرعة الريح السنوية عن ذلك فتعد أماكن غير مناسبة. وفى ألمانيا نجد أن الأخيرة توجد في الداخل والتى يكون متوسط هبوب الرياح سنويًا أقل من ناحية ووعورة الأرض بسبب الزراعة وتغطيتها بالغابات من ناحية أخرى. وكلما زادت الوعورة قلت سرعة الرياح. وحاليًا، نجد أن المنتجين لمحطات الطاقة المولدة من

الرياح يزيدون من تحسين حالة وتصميم المحطات لتوليد أكبر قدر ممكن من الطاقة من تلك الأماكن الغير مناسبة من ناحية الرياح. وهذا يتم جزئيًا بزيادة ارتفاع الأبراج أو عن طريق زيادة السطح الملامس للروتور بالتناسب مع قدرة المولد وذلك حتى يمكن الحصول على ٢٠٠٠ ساعة تحميل قصوى وذلك فى الأماكن التى تقل فيها سرعة الرياح عن ٦,٣ متر/ ثانية. ويؤدى زيادة ارتفاع الأبراج وزيادة طول ريش الروتور إلى زيادة فى سعر المواد والتشييد والذى يمكن قبوله فقط فى حالة زيادة عدد ساعات التحميل القصوى مقارنة بالمحطات التقليدية فى ظروف مناسبة وعليه فيكون الربح مرضيا. وشكرًا للتعديلات التقنية والتى نتوقع أنها ستزيد عدد ساعات التحميل القصوى فى المحطات مستقبلاً حتى فى المواقع غير المناسبة. إلا أن هذا لا يتوقع أن يكون له مردود على كلفة إنتاج الكهرباء فى ٢٠١٣.

لقد تم حساب كلفة إنتاج الكهرباء من محطتى توليد طاقة من الرياح فى مكانين وفى ظروف غير مناسبة للرياح حيث كانت سرعة الرياح ٥,٣ متر/ ثانية و ٦,٣ متر/ ثانية على التوالي. وتم الحصول على ١٣٠٠ ساعة تحميل قصوى فى الأولى و ٢٠٠٠ ساعة تحميل قصوى فى الثانية. في المواقع المناسبة حيث الرياح جيدة كتلك التى على الشواطئ حيث تبلغ سرعة الرياح ٧,٧ متر/ ثانية فإننا نحصل على ٢٧٠٠ ساعة تحميل قصوى.

وكما هو مبين بالرسم التوضيحى ١١، فإن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الرياح على اليابسة والموجودة على مواقع شاطئية والتى تعطى ٢٧٠٠ ساعة تحميل قصوى، وصلت ما بين ٠,٠٤٤ يورو/ كيلووات ساعة و ٠,٠٥٤ يورو/كيلووات ساعة. اما المواقع ذات الظروف غير مناسبة فقد كانت الكلفة ما بين ٠,٠٦١ إلى ٠,١٠٧ يورو/ كليووات ساعة، معتمدة على الاستثمار المحدد. وإذا كان من الممكن الحصول على ٢٠٠٠ ساعة طاقة تحميل قصوى فى الموقع محل السؤال، فإن كلفة إنتاج الكهرباء تصل إلى ٠,٠٦١ و ٠,٠٧٦ يورو/ كيلووات ساعة وهو ما يضعه فى نفس المعدل لمحطات الطاقة الجديدة التى تعمل بالفحم الحجري.

وعلى سبيل المقارنة، فإن تحليل محطات توليد الطاقة في البحار والمحيطات الحالية والموجودة فى مواقع تسمح بمعدل مرتفع من ساعات التحميل القصوى (يصل إلى ٤٠٠٠ ساعة تشغيل قصوى) وجد أنها تعطي كلفة إنتاج للكهرباء أعلى من تلك التي على اليابسة. وهذا يعود إلى الحاجة إلى استخدام مواد أكثر مقاومةً وأعلى سعرًا، وأيضا العمليات المكلفة لزرع هذه المحطات فى قاع البحر والتكلفة العالية لتركيب وصيانة هذه المحطات. إلا أنه من المتوقع فى المستقبل انخفاض هذه التكلفة حسب مقتضيات منحنى التعلم. وحاليًا فإن محطات طاقة الرياح في البحار والمحيطات الموجودة فى مواقع مناسبة تنتج كلفة إنتاج للكهرباء من ٠,١١٤ إلى ٠,١٤٠ يورو/ كيلووات ساعة (رسم توضيحي ١١). وتكون هذه المواقع عادة بعيدة عن الشاطئ وهو ما يشكل صعوبة فى ربطها بالشبكة الرئيسية بالإضافة إلى زيادة التكلفة فى العمالة وهناك أيضا قلة عدد ساعات طاقة التحميل القصوى وبالتالى فإن كلفة إنتاج الكهرباء تكون من ٠,١٢٣ إلى ٠,١٨٥ يورو/ كيلووات ساعة. وهذا يعني أن كلفة إنتاج الكهرباء المولدة من محطات الرياح في البحار والمحيطات وفى كل المواقع تعد أعلى من المحطات الشاطئية. ويوضح الرسم التوضيحى أعلاه المزايا للمحطات في البحار والمحيطات بالنسبة لعدد ساعات التحميل القصوى بالإضافة إلى قلة التلوث السمعي وأيضا القبول الأعلى من السكان المحليين إذا تمت مراعاة الحد الأدنى من المسافة إلى الشاطئ وكذلك قوانين حماية البيئة. ويجب الاعتراف بوجود ضعف تنظيمي وهو ما يؤخر ضم مشروعات المحطات في البحار والمحيطات لتوليد الطاقة من الرياح إلى الشبكة الرئيسة. وتؤدى هذه المخاطر الخاصة بالتكنولوجيا إلى زيادة كلفة رأس المال وأيضا الحاجة إلى التأمين من المدنيين الخارجيين، مما يزيد من متوسط تكلفة رأس المال للمحطات في البحار والمحيطات عن نظيراتها على اليابسة والتى قامت فى بداية ٢٠١٣. وأيضا مسئولية المشغلين فى حالة تغذية الشبكات من هذه الحقول ـ المحطات (Hegge-Goldschmidt 2013).

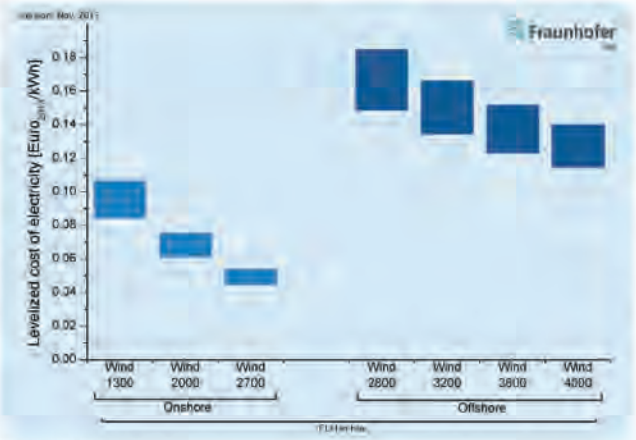

Figure 11: LCOE of wind power by location and full load hours in 2013

إن المساحة المتروكة أمام خفض التكلفة لمحطات الرياح في البحار والمحيطات محدودة للغاية وذلك بسبب التكلفة العالية للإنشاء والصيانة وهى التى تجعل التزاوج مع المحطات على اليابسة لتوليد الطاقة باستخدام الرياح أمرًا صعبًا. إلا أنه من المتوقع ازدياد تشييد المحطات في البحار والمحيطات فى العديد من البلدان المجاورة والتى تطل على بحر الشمال وذلك فى السنين القادمة.

يبين تحليل الحساسية للمحطات على اليابسة لتوليد الرياح توفيرًا فى استثمار المحطات كهدف أساسي لخفض الأسعار فى المستقبل. وكما هو الحال فى المحطات الفوتوفولتية، فإن تحليل الحساسية يتفاعل بقوة مع هذا المعامل. وبالإضافة إلى هذا فإن خفض سعر الصيانة سيشكل مساهمة حقيقية في ذلك.

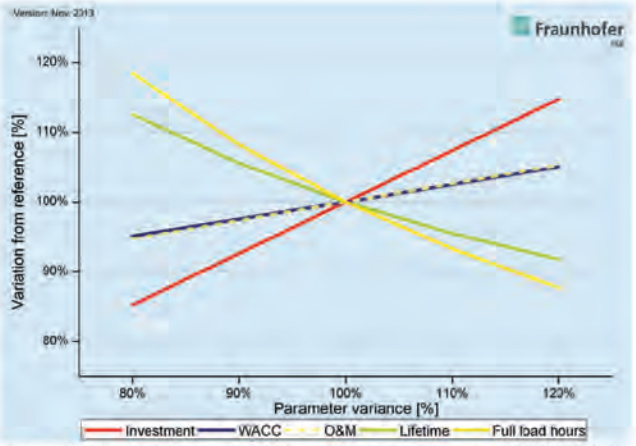

Figure 12: Sensitivity analysis of onshore wind power with 2000 full load hours, specific investment of 1400 Euro/kW

محطات الغاز الحيوي

خلال عام ٢٠١٢، تم بناء حوالي ٧٥٠٠ محطة غاز حيوي فى ألمانيا بطاقة تصل إلى ٣٣٥٠ ميجاوات (Biogas 2013). لقد كان هناك حجم بناء حوالي ١٠٠٠ محطة فى العام فى سنة ٢٠٠٩ وحتى سنة ٢٠١٠. أما فى سنة ٢٠١٣ فقد تم بناء ٣٤٠ محطة فقط فى ألمانيا والتصور فى ٢٠١٣ يفترض أنه سيتم بناء ٢٥٠ محطة جديدة. وبالرغم من بناء محطات غاز حيوي جديدة فى ألمانيا، فلم يحدث انخفاض فى كلفة الاستثمار المحدد للمحطات ما بين ٢٠٠٥ و ٢٠٠٩ (Stehnall et al 2011). ولهذا السبب فإنه من المتوقع أن يكون معامل التقدم ١٠٠٪ لمحطات الغاز الحيوي.

كما ذكر من قبل، فإن هناك احتياج لمحطات الغاز الحيوي للاستفادة من الحرارة التى تنتجها. وهى تنص على أن ٦٠٪ على الأقل من الطاقة المولدة فى المحطة يجب أن تكون مختلطة ما بين الكهرباء والحرارة. ويجب ان تستخدم الحرارة كما سبق أن ذكر فى ٢٠١٢(BMELV2012) وفى هذه الدراسة فإن الحرارة الناتجة لم تؤخذ فى الحسبان، وهذا حتى نحافظ على قاعدة تسمح بالمقارنة مع بقية التكنولوجيات.

يظهر الرسم التوضيحي ١٣ كلفة إنتاج الكهرباء من محطات الغاز الحيوي الكبيرة >٥٠٠٠ كيلووات لمختلف عدد ساعات التحميل القصوى وأيضا الأسعار المختلفة للمواد الخام ما بين ٠,٠٢٥ و ٠,٤٠ يورو/ كيلووات ساعة. وتتضمن الحسابات ايضا الاستثمارات المحددة بقيم تتراوح ما بين ٣٠٠٠ و ٥٠٠٠ يورو/ كيلووات لمحطات الغاز الحيوي والتى تستخدم مادة خام بسعر ٠,٠٤ يورو/ كيلووات ساعة وعدد ساعات قصوى منخفض، وفى هذه الحالة فإن كلفة إنتاج الكهرباء الناتجة تكون بين ٠,١٩ و ٠,٢١٥ يورو/ كيلووات ساعة. وإذا ظل سعر المادة الخام كما هو ووصل عدد ساعات التحميل القصوى إلى ٧٠٠٠ ساعة فإننا نتوقع أن نحصل على كلفة لإنتاج الكهرباء أقل وقد تصل إلى ٠,٠١ كيلووات ساعة. وعليه فإن التغيير فى سعر المادة الخام له التأثير الأكبر على كلفة إنتاج الكهرباء. فمثلا إذا هبط من ٠,٠٤ يورو/ كيلووات ساعة إلى ٠,٠٣ يورو/ كيلووات ساعة فإن كلفة إنتاج الكهرباء تهبط إلى ٠,٠٢ يورو/ كيلووات ساعة على فرض وجود ٦٠٠٠ ساعة تحميل قصوى. وإذا قلت قيمة المادة الخام إلى ٠,٠٢٥ يورو/ كيلووات ساعة ووصلت ساعات التحميل القصوى إلى ٨٠٠٠ ساعة فإن كلفة إنتاج الكهرباء تهبط إلى مستوى ٠,١٣٥ يورو/ كيلووات ساعة و ٠,١٥٥ يورو/كيلووات ساعة. ومع تكلفة المادة الخام، فإن عدد ساعات التحميل القصوى لها أيضًا تأثير كبير على كلفة إنتاج الكهرباء وذلك فى محطات توليد الطاقة من الغاز الحيوي (انظر الرسم التوضيحي ١٥). ولهذا فإن كلفة إنتاج الكهرباء تنخفض بحوالي ٠,٠١ يورو/ كيلووات ساعة إذا زاد عدد ساعات التحميل القصوى بنسبة ٢٠٪. وهناك تأثير أقل على كلفة إنتاج الكهرباء من العمر الافتراضى للتشغيل، إذا انخفض سعر التشغيل والصيانة بنسبة ٠,٠٠٥ يورو/ كيلووات ساعة. وأخيرا فإن التغيير فى متوسط تكلفة رأس المال له أقل تأثير على كلفة إنتاج الكهرباء.

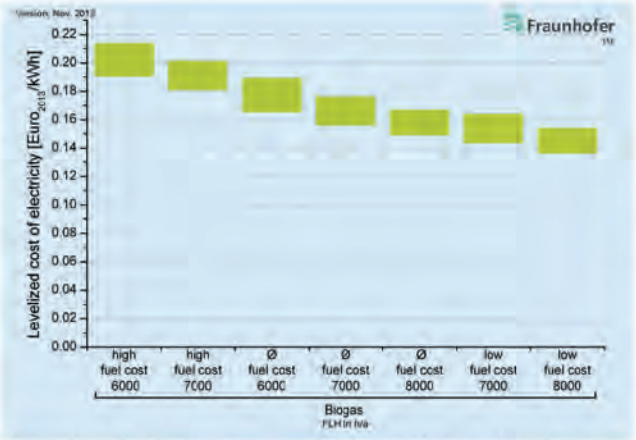

Figure 13: LCOE of biogas power plants at different substrate costs and full load hours in 2013

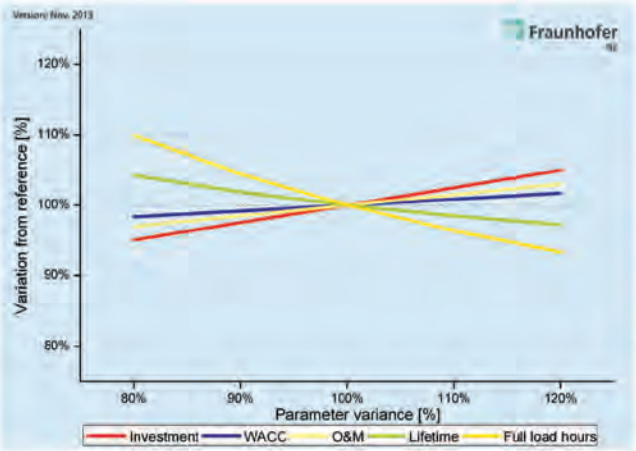

Figure 14: Sensitivity analysis for biomass power plants with specific investment of 4000 Euro/kW and 7000 full load hours

ملحق : محطات الطاقة التقليدية

تطور السوق والتوقعات المنتظرة

محطات الطاقة القائمة على الفحم

محطات الطاقة التقليدية العاملة بالفحم تستحوذ حاليا على ٣٢٪ من محطات توليد الطاقة على مستوى العالم وهى تولد طاقة قدرها ١٥٨١ جيجاوات. وهذا يعنى أهم كمية من الكهرباء المنتجة على مستوى العالم تنتج من محطات تدار بالفحم (٤١٪) وتليها محطات توليد الطاقة والتي تدار بالغاز (٢١٪) .(IEA 2011) وتنتج الصين أكبر كمية من الكهرباء باستخدام الفحم، وثانى أكبر سوق هو البلدان المشتركة فى منظمة التعاون الاقتصادي التنموي فى أمريكا، وتليها البلدان الأسيوية المشتركة فى المنظمة أيضًا ثم فى المركز الرابع نجد بلدان أوروبا الشرقية واليوروأسيوية في حين أن البلدان الأوربية المشتركة في منظمة التعاون الاقتصادي التنموي تعد الأقل في إنتاج الكهرباء من الفحم. الهند وجنوب إفريقيا تعتبر أسواق مستقبلية. وتفترض لـ IEA أنه سيكون هناك زيادة مطردة فى محطات الطاقة المدارة من الفحم على مستوى العالم خلال عام ٢٠١٥. وفى الصين وحدها يتوقع أن يزيد عدد المحطات إلى الضعف بينما ستتراجع الأسواق فى البلدان الأسيوية المشتركة فى منظمة التعاون الاقتصادي التنموي وكذلك فى دول شرق اوروبا. وبدءًا من ٢٠٢٠ وطبقًا لـ IEA، فإن قدرة محطات توليد الطاقة المدارة بالفحم على مستوى العالم سوف تنخفض مدفوعة بسحب تراخيص المحطات القديمة، حتى تنخفض قليلا تحت مستواها اليوم فى ٢٠٣٠ (IEA 2013).

فى ألمانيا، وفى ٢٠١٢ كان ٣٩٪ من ناتج الطاقة آتيا من الفحم البني و ٢٢٪ من الفحم الحجري (BNA 2013). وهذا يعنى أن المحطات العاملة بالفحم ما زالت تنتج أكبر حصة من الكهرباء حتى فى ألمانيا. وفى عام ٢٠١٣ فى ألمانيا، كان هناك قدرة صافية تقدر بـ ٢٤,٥ جيجاوات من الفحم الحجري و ٢٠,٩ جيجاوات من الفحم البني (ISE 2013) وإنه من المتوقع وعلى المدى البعيد أن تقل قدرات الفحم البني إلى ١٧,٦ - ١٨,٠ جيجاوات وذلك فى ٢٠٢٣، وفى ٢٠٣٣ إلى ١١,٨ جيجاوات . (NEP 2013) وأيضا ستقل قدرات الفحم الحجري إلى ٣١,٩ جيجاوات فى ٢٠٢٣، وإلى ٢٠,٢ جيجاوات فى ٢٠٣٣.

محطات توليد الطاقة بالغاز

فى عام ٢٠٠٩، كان يوجد ١٢٩٨ جيجاوات منشأة لتوليد الطاقة عن طريق الغاز على مستوى العالم. وتأتى محطات التوليد عن طريق الغاز فى المركز الثاني بعد تلك التي تستخدم الفحم على مستوى العالم. وتصل الكمية المنتجة إلى ٤٢٩٩ تيراوات ساعة (IEA 2011). ويقع أكثر من نصف المحطات المدارة بالغاز فى البلدان التابعة لمنظمة التعاون الاقتصادي التنموي. وتملك دول أمريكا والتابعة للمنظمة ٣٣٪ من حصة العالم، ويتبعها دول اوروبا ١٥٪ ثم دول آسيا ١٠٪. أما البلدان الغير مشتركة فى المنظمة مثل روسيا، والتي يرجع الفضل إلى الاحتياطى الهائل من الغاز إلى ان لديها أكبر نسبة من المحطات القائمة على الغاز ٨٪ حيث الشرق الأوسط بأكمله يملك فقط ٩٪.

وفى المحطات الموجودة حول العالم نجد أن حصة الصين ٣٪ والهند ٢٪. وطبقا لـ IEA، فتعتبر البرازيل من أكثر الأسواق نموًا بسرعة نحو ٦٪ فيما بين ٢٠٠٨ و ٢٠٣٥. وتنمو أيضا الأسواق باطراد فى إفريقيا والمكسيك وشيلى وذلك عند عام ٢٠٣٥. أما فى روسيا واليابان فهناك تراجع طفيف فى الأسواق (IEA 2011).

وفى ألمانيا حوالى ٤٩ تيراوات ساعة من الكهرباء التي تولد عن طريق استخدام الغاز فى ٢٠١٢. وهذا يرتبط بحصة ١٠٪ (ISE 2013) وطبقًا لشبكة محطات التطوير، فإنه يتوقع نمو فى المحطات القائمة على الغاز من اليوم والذى يمثل ٢٦,٥ جيجاوات إلى ٣٠ جيجاوات في ٢٠٢٣ و٤١ جيجاوات فى ٢٠٣٣ (UBN 2013).

تطور السعر والتكلفة

تعتمد كلفة إنتاج الكهرباء والمولدة من الفحم بشدة على عدد ساعات التحميل القصوى والممكن الحصول عليها. فى ألمانيا تصل عدد ساعات التحميل القصوى للمحطات القائمة على الفحم البني إلى ٧١٠٠، أما تلك القائمة على الفحم الحجري فتصل إلى ٦٠٠٠، والمحطات القائمة على الغاز حوالى ٣٥٠٠ ساعة تحميل قصوى (تحسب حسب قدرة التشييد والكمية المنتجة من الكهرباء (ISE 2013) ، (BNA 2013) تعتمد عدد ساعات التحميل للمحطات على القيمة المتغيرة لكل محطة، حيث أن طرح الطاقة فى السوق يخضع لترتيب الجدارة. وهذا يعنى أن تطور عدد ساعات التحميل القصوى يعتمد بالضرورة على التنبؤات المتعلقة بأسعار الوقود وثانى أكسيد الكربون وتطوير مدى دعم تكنولوجيات الطاقة المتجددة للطاقة الكهربائية وتشييد أماكن إقامة المحطات. وكل الأحجام المذكورة محملة بواقع غير أكيد نظرًا لاعتمادها على التطورات فى الأسواق المحلية والعالمية.

الرسم التوضيحي ١٥ يبين كلفة إنتاج الكهرباء المولدة باستخدام الفحم البني والفحم الحجري ومحطات الطاقة المولدة من الغاز ، فى كل حالة من نطاق عدد ساعات التحميل القصوى من الجدول ٧، وأسعار الوقود الجدول ٥ وأيضا الحد الأدنى والأقصى للاستثمارات المحدودة من جدول ١

ويحتل الفحم البني المقام الأدنى من حيث كلفة إنتاج الكهرباء وهو ما بين ٠,٠٣٨ و ٠,٠٥٣ يورو/ كيلووات ساعة. وكقاعدة كلاسيكية، فإن محطات توليد الطاقة المعتمدة على الفحم البني تعد قليلة المرونة فى التوليد وعليه فهى تعد مناسبة جزئيًا لملء فراغ التذبذبات فى الطاقة المتجددة. إن كلفة إنتاج الكهرباء من الفحم الحجري تكون ما بين ٠,٠٦٣ إلى ٠,٠٨ يورو/ كيلووات ساعة بالرغم من الاستثمار المحدد المنخفض للفحم البني. وقيمة إنتاج الكهرباء من المحطات الغاز تتراوح قيمتها بين ٠,٠٧٥ و ٠,٠٩٨ يورو/ كيلووات ساعة وبالتالي فهي أكثر تكلفة من الفحم الحجري أما مزايا محطات الغاز فهي في مرونتها وقلة انبعاث غاز ثاني أكسيد الكربون بالمقارنة بمحطات الفحم الحجري وعلى سبيل المقارنة فيجب أن نقرر أن كلفة إنتاج الكهرباء من المحطات على اليابسة لتوليد الكهرباء من الرياح وفقًا للمواقع التى

تسمح بـ ٢٧٧ ساعة تحميل قصوى تكون حوالى ٠,٠٤٤ يورو/كيلووات ساعة فوق تكلفة كل من الفحم البني والفحم الحجري والغاز .

ويظهر بوضوح فى الرسم التوضيحى ١٥ أن كلفة إنتاج الكهرباء من محطات الطاقة التقليدية تعتمد إلى حد كبير على ساعات التحميل القصوى التى يمكن الحصول عليها. وبالنسبة لمحطات الطاقة المولدة من الغاز . فإن الاختلاف فى متوسط كلفة إنتاج الكهرباء تكون ٠,٠٠٥ يورو/كيلووات ساعة وللاستثمارات المحددة تأثير ملحوظ على كلفة إنتاج الكهرباء والذي يلاحظ بدرجة كبيرة مع محطات توليد الطاقة من الغاز أكثر من مثيلاتها التى تعمل بالفحم الحجري أو الفحم البني. وفى حالة محطات الغاز فإننا نلاحظ عدد ساعات تحميل قصوى أقل، وهناك فرق فى كلفة إنتاج الكهرباء بـ ٠,٠٧ يورو/ كيلووات ساعة.

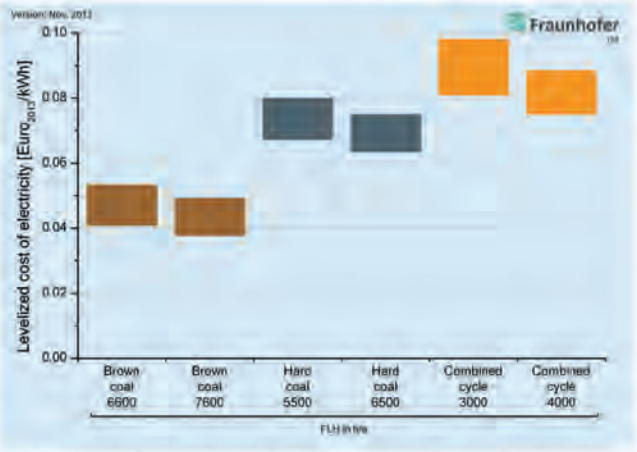

Figure 15: LCOE conventional power plants in 2013 with variable prices for CO_2 certificates and fuels as well as specific investments in 2013

وفى المستقبل والذى يتوجه نحو حصة أكبر من الكهرباء المولدة من الطاقة المتجددة، فإن عدد ساعات التحميل القصوى للمحطات التقليدية سوف يقل. وبالنسبة لمحطات الطاقة التقليدية فإن الاتجاه يسير فى خط معاكس للذى نراه فى حالة تكنولوجيات الطاقة المتجددة. وهو أن الأسعار سوف ترتفع فى المستقبل. ومن ناحية، فإن هذا الاتجاه يعزى إلى ارتفاع أسعار الوقود وشهادات ثاني أكسيد الكربون وعلى الناحية الأخرى من المتوقع أن يكون هناك انخفاض ملحوظ فى ساعات التحميل القصوى.

يوضح الرسم التوضيحي ١٦ قيمة إنتاج الكهرباء من محطات توليد الطاقة التى تستخدم الفحم الحجري فى سنة ٢٠٢٠ حيث عدد ساعات التحميل القصوى يكون ما بين ٥٢٠٠ و٦٢٠٠ ساعة، والاستثمار المحدد ما بين ١١٠٠ و ١٦٠٠ يورو/ كيلووات وسعر تراخيص ثانى أكسيد الكربون بين ١٧ و ١٩ يورو وكذلك أسعار الوقود ما بين ٠,٠١٠٣ و ٠,٠١١٤ يورو/ كيلووات ساعة.

تقع كلفة إنتاج الكهرباء بين ٠,٠٦١ و ٠,٠٩١ يورو/ كيلووات ساعة ويكون لعدد ساعات التحميل القصوى الأثر الأكبر على كلفة إنتاج الكهرباء فى الحالات حيث أسعار الوقود منخفضة أو مرتفعة. أما الاستثمارات فلها تأثير كبير على كلفة إنتاج الكهرباء فى حالة الأسعار المنخفضة للتشييد والوقود. إن التغيرات فى كلفة إنتاج الكهرباء حسب سعر شهادات ثاني أكسيد الكربون لها تأثير أقل على عدد ساعات التحميل القصوى لأعمال تشييد المحطات. ويعتبر تأثير أسعار الوقود هو الأقل.

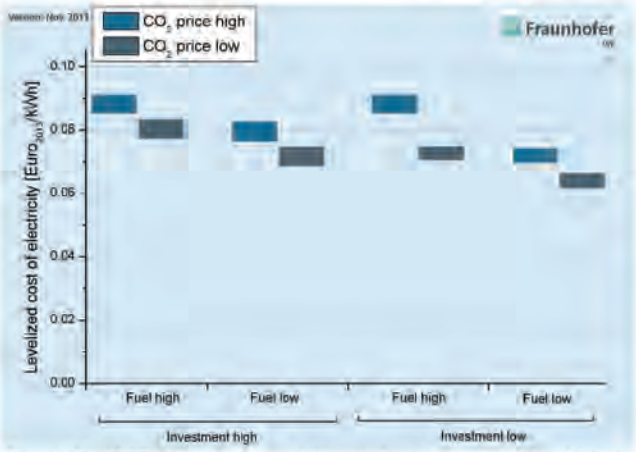

Figure 16: LCOE hard coal depending on investment, full load hours, CO_2 certificate prices and fuel prices in 2020

التنبؤ لكلفة إنتاج الكهرباء خلال ٢٠٢٠ و ٢٠٣٠ فى ألمانيا

فيما يتعلق بتكنولوجيات الطاقة المتجددة، فإن التنبؤ بالقيمة يمكن أن يوجد استنادًا إلى منحنى التعلم الملاحظ تاريخيًا والذى يعطينا مؤشرات لما ستكون عليه الأسواق فى الفترة ما بين ٢٠٢٠ و ٢٠٣٠. وبالنسبة للفوتوفولتية وتكنولوجيا الرياح فقد أمكن وصف معدل تعلم أو معامل تقدم (معامل تقدم = ١ - معدل تعلم) فى آخر ٢٠ سنة. الاستثمار لكل وات من وحدات الفوتوفولتية انخفض فى الماضي عقب معامل تقدم يقدر بـ ٨٠٪ . وللتنبؤ بمستقبل التطور لكلفة إنتاج الكهرباء الفوتوفولتية فنحن نعتمد معامل تقدم ٨٥٪ كما هو مقترح من بهاندارى وشتادلر (٢٠٠٩). وبما أن صناعة الفتوفولتية الآن فى مرحلة التماسك والتى تتجه فيها الشركات بالتدريج إلى مرحلة الكسب، وترتب على هذا أن انخفضت أسعار الأنظمة الفوتوفولتية فى آخر ثلاث سنوات. ويتوقع حدوث حركة جانيبة فى الوقت الحالي وحتى نهاية عام ٢٠١٤ وذلك قبل حدوث انخفاض آخر فى الأنظمة في عام ٢٠١٥ حتى يكون معدل التعلم ٨٥٪. وعلى سبيل المقارنة فإن أسعار طاقة الرياح فى السنوات الأخيرة قد تحركت فوق معامل تقدم (PR97%) بينما كانت فيما سبق ٨٧٪ - ٩٢٪ (ISET 2009). أما بالنسبة للطاقة المتولدة باستخدام الرياح من الحقول في البحار والمحيطات، فلم يمكن قياس معدل تقدم نظرا لقلة حجم السوق. وبما أن مشروعات توليد الطاقة عن طريق الرياح في الحقول في البحار والمحيطات تلجأ إلى تلك المتطورة فعلاً والتى تعتمد على الرياح فإنه يتوقع معدل تقدم ٩٥٪ لتلك المشروعات فى هذه الدراسة.

إن وضع نماذج لكلفة إنتاج الكهرباء يظهر تطور متنوع وديناميكى لكل أنواع التكنولوجيات، معتمدا على معاملات مذكورة هنا

الأحوال التمويلية، متوسط تكلفة رأس المال، نضج الأسواق، وتطور التكنولوجيات، والاستثمار المحدد الحالى (يورو/ كيلووات) والأحوال والظروف المحلية (الرسم التوضيحى ١٧).

اليوم تستطيع كل محطات الفوتوفولتية والمبنية حديثا فى ألمانيا أن تولد طاقة أقل من ٠,١٥ يورو/ كيلووات ساعة وبدرجة إشعاع سنوية ١٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢. وستنخفض الأسعار بالنسبة للمحطات الصغيرة على أسطح البنايات بحلول عام ٢٠١٨ أقل من ٠,١٢ يورو/كيلووات ساعة. أما المحطات ذات القدرات الأكبر ومع وجود معدل إشعاع سنوى يصل إلى ١٢٠٠ كيلووات ساعة/ م٢، فإنها سوف تولد طاقة بسعر أقل من ٠,٠٨ يورو/ كيلووات ساعة. وبدءا من عام ٢٠٢٥ فإن كلفة إنتاج الكهرباء لهذين النوعين من المحطات سوف تقل فى القيمة عن ٠,١١ و ٠,٠٦ يورو/ كيلووات ساعة على التوالي. وبدءا من ٢٠٢٥ فإن محطات توليد الطاقة الفوتوفولتية فى جنوب ألمانيا سوف تولد طاقة أرخص من مثيلتها المولدة باستخدام الفحم الحجري أو الغاز وسوف تكون كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,٠٨ إلى ٠,١١ يورو/ كيلووات ساعة. وسوف تهبط أسعار المحطات الفوتوفولتية إلى ٥٧٠ يورو/كيلووات وللمحطات الصغيرة ستكون ٨٠٠ ـ ١٠٠٠ يورو/ كيلووات.

اعتمادًا على حالة الرياح فى الموقع، يمكننا الحصول على أسعار مقارنة للمحطات على اليابسة لتوليد الطاقة بالرياح مع محطات التوليد الفوتوفولتية ذات المواقع الجيدة. نجد أنه فقط فى المواقع التى يتعدى فيها عدد ساعات التحميل القصوى ٢٠٠٠ ساعة، يمكننا الحصول على كلفة إنتاج للكهرباء تعادل أفضل المحطات الفوتوفولتية. ومن كلفة إنتاج الكهرباء الحالية بين ٠,٠٤٤ يورو/ كيلووات ساعة و ٠,١٠٧ يورو/كيلووات، فإن القيمة ستهبط على المدى الطويل إلى ٠,٠٤٣ و ٠,١٠١ يورو/ كيلووات ساعة. واليوم توجد محطات على اليابسة لتوليد الطاقة عن طريق الرياح بكلفة إنتاج للكهرباء أفضل من التى تعمل بالفحم الحجري أوالغاز . إن زيادة أسعار شهادات ثاني أكسيد الكربون وتقليل ساعات التحميل القصوى هى أسباب توقع زيادة كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات التوليد التى تدرا بالفحم البني خلال ٢٠٣٠ بنسبة ارتفاع من ٠,٠٥٢ إلى ٠,٠٧٩ يورو/ كيلووات ساعة. أما بالنسبة للمحطات في البحار والمحيطات لتوليد الطاقة بواسطة الرياح فهناك إمكانيات أكبر لتخفيض السعر ويعزى هذا إلى معدلات التعلم الأعلى. وهذا بدوره يؤدى إلى تقليل كبير فى كلفة إنتاج الكهرباء من القيم الأعلى فى ٢٠١٣ خلال ٢٠٣٠. ويتوقع انخفاض فى كلفة إنتاج الكهرباء من قيمتها حاليا بنسب تتراوح بين ٠,١٢ و ٠,١٩ يورو/ كيلووات ساعة إلى ٠,١٠ وحتى ٠,١٥ يورو/ كيلووات ساعة فى ٢٠٣٠. وستكون أسعار المحطات وقتها بين ٢٦٠٠ و ٣٥٠٠ يورو/ كيلووات. أما بالنسبة لمحطات الغاز الحيوي، فإننا نتوقع قيمة ثابتة لإنتاج الكهرباء تتراوح بين ٠,١٣٦

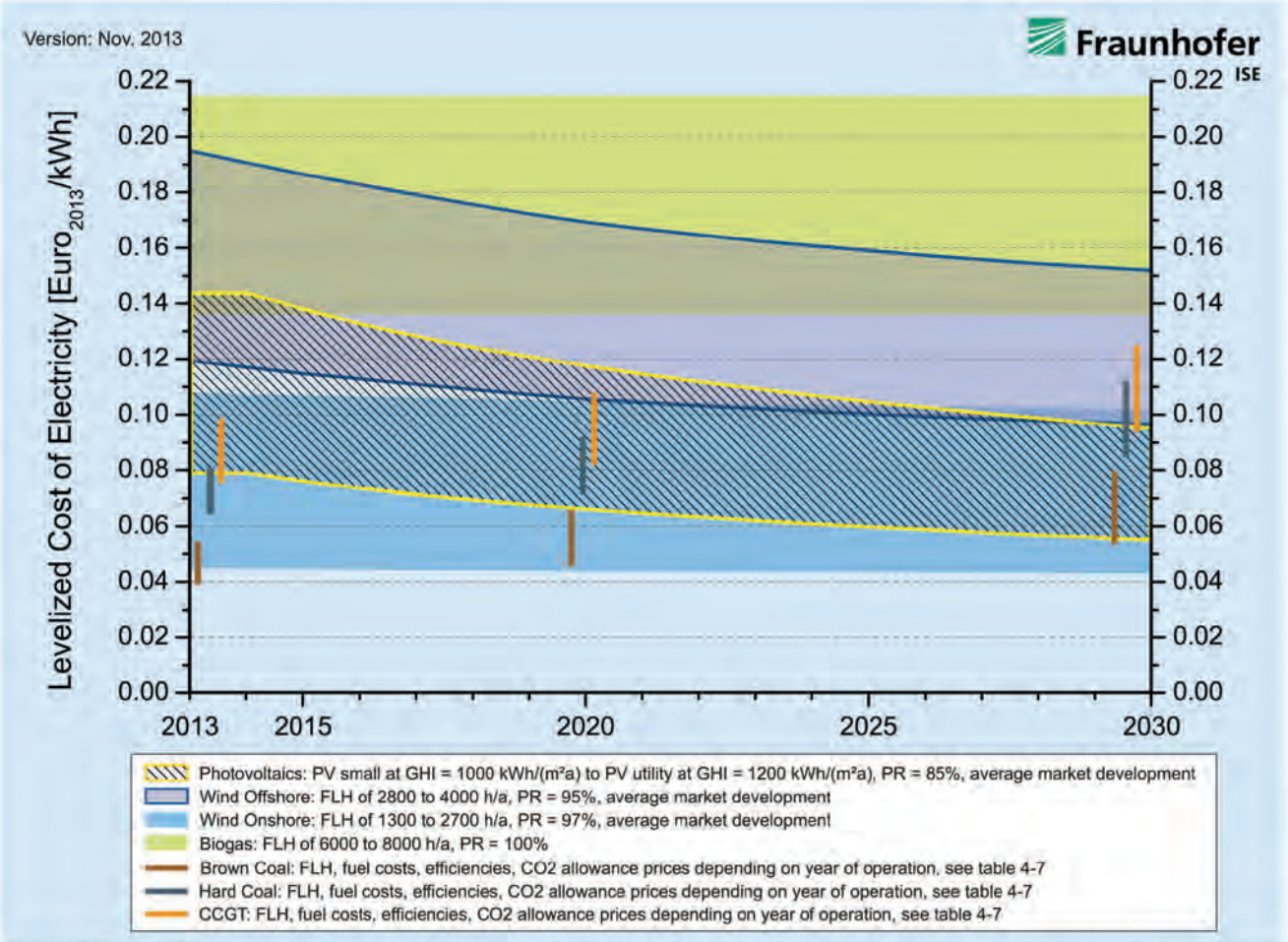

Figure 17: Forecast for the development of LCOE of renewable energy technologies as well as conventional power plants in Germany by 2030

٠,١٣٦ إلى ٠,٢١٤ يورو/ كيلووات ساعة. وهنا يجب أن نذكر أن مدى توافر المادة الخام وأسعارها تشكل عاملاً هامًا فى تطور كلفة إنتاج الكهرباء مستقبلاً.

وجد على المدى البعيد أن محطات التوليد الفوتوفولتية والتي لديها درجة إشعاع عالية وأيضا المحطات على اليابسة لتوليد الطاقة مع ظروف مواتية للريح، أن لديها أقل كلفة إنتاج للكهرباء. وكلتا التكنولوجيتان ستمكنان من الحصول على كلفة أقل لإنتاج الكهرباء عن تلك التي تستخدم الوقود وذلك فى سنة ٢٠٣٠. فنجد فى السنين الأخيرة أن تطورات القيمة والتكنولوجيا قد حسنت بشكل ملحوظ تنافسية محطات الرياح والفوتوفولتية. وهذا أوضح فى حالة المحطات الفوتوفولتية والتي تعتبر الأغلى كطاقة متجددة فى ألمانيا.

إن تحليل كلفة إنتاج الكهرباء تظهر أن تنبؤات الأسعار للمحطات الفوتوفولتية فى آخر إصدار من هذه الدراسة (٢٠١٠، ٢٠١٢) يظهر بجلاء أن هناك نموًا قويًا فى الأسواق وأيضا انخفاضًا واضحًا فى أسعار المحطات الفوتوفوليتة. والسبب فى هذا هو أن هذه التنبؤات والخاصة بكلفة إنتاج الكهرباء يشوبها عدم الدقة نظرًا لمنحنيات التعلم (Ferioli 2009). وهذا يخلق مجموعة من الأسئلة : إلى أى مدى ستستمر منحنيات التعلم فى المستقبل من خلال التطورات المبتكرة وإنتاج تكنولوجيات جديدة ؟ كيف سيتطور السوق فى المستقبل أو كيف ستتطور قيم التمويل فى بيئة اقتصادية محلية أو عالمية ؟ ولهذا السبب فإن تحاليل الحساسية لمنحنيات التعلم مع مراعاة معاملات التطور المختلفة تطرح لمختلف التكنولوجيات.

تطور تكلفة الفوتوفولتية

تمر صناعة الفوتوفولتية بمرحلة ثبات وتماسك، والتي تتميز بقدرة عالية عالية فى إنتاج المحطات وضغط سعرى هائل من هبوط تعريفة التغذية في الشبكة في كثير من الأسواق وأسعار الأسواق للوحدات الشمسية والتي لا تغطى تكلفتها. وكنتيجة لهذا، نجد حالات إفلاس واندماج بين الوحدات ومصنعوا الخلايا. وفى نفس الوقت فإن ضغط القيمة على الموردين والبناة والمصنعين لمكونات النظام قد زاد كثيرًا. لكى نعكس هذا الوضع بكفاية، فإن المرحلة المتماسكة والثابتة خلال ٢٠١٤ تؤخذ فى الاعتبار للتنبؤ بتطورات أخرى فى كلفة إنتاج الكهرباء، واحدة منها هى الصحوة الصناعية من آثار الهبوط الشديد والغير متوقع في الأسعار. وهذا يفترض أن صناع الوحدات والخلايا يمكنهم الإنتاج على مستويات بحيث أن يغطوا أسعارهم، حيث يوجد هنا مؤشرات إيجابية. ولهذا فإن هذه الدراسة تتوقع زيادة فى الطلب والمبيعات فى صناعة الفوتوفولتية فى ٢٠١٣. وبالإضافة إلى هذا، فإن العقود طويلة المدى للسيليكون والتي انتهى مدى العمل بها أدى إلى أن كثير من مصنعي الخلايا استفادوا كثيرًا من القيمة المنخفضة للعقود الجديدة. وقد أدت الريادة فى سوق الفوتوفولتية العالمية إلى زيادة الأحمال على منشآت الإنتاج الحالية وهو الذى سوف يتسبب فى انخفاض تكلفة المصاريف العامة للوحدات والخلايا (IHS 2013).

تحاليل الحساسية لمنحنيات التعلم المستخدمة فى الفوتوفولتية والرياح

تظهر الرسوم التوضيحية ١٨ ، ١٩ تركيبات مختلفة لمعدلات التقدم وسيناريوهات السوق (انظر جدول ٨ ، ٩) فى ضوء كلفة إنتاج الكهرباء من المحطات الفوتوفولتية الصغيرة والمحطات على اليابسة للرياح فى ألمانيا. بدءًا من القيمة المتوسطة للأسعار الحالية، فإن القيم تشير إلى تذبذب من ١٠ - ٢٠٪ اعتمادا على المقاييس المستعملة. وهذا يشير إلى عدم الرقي فى منحنيات التعلم فى حال استخدام قياسات مختلفة. وفى نفس الوقت هو يعكس عرض النطاق المحتمل لتطور القيمة للتكنولوجيات المختلفة.

المحطات الفوتوفولتية الصغيرة والموجودة فى مواقع تسمح بإنتاج ١٠٥٠ كيلووات ساعة كلفة إنتاج الكهرباء بين ٠,٠٦ يورو/ كيلووات ساعة و ٠,١٠ يورو/ كيلووات ساعة يمكن تحديدها لكل سيناريو. أما بالنسبة للمحطات على اليابسة لتوليد الطاقة من الرياح، فيتوقع انخفاض طفيف فى القيمة (٠,٠٦٠ - ٠,٠٦٨ يورو/ كيلووات ساعة) نتيجة انخفاض كلفة إنتاج الكهرباء الحالية.

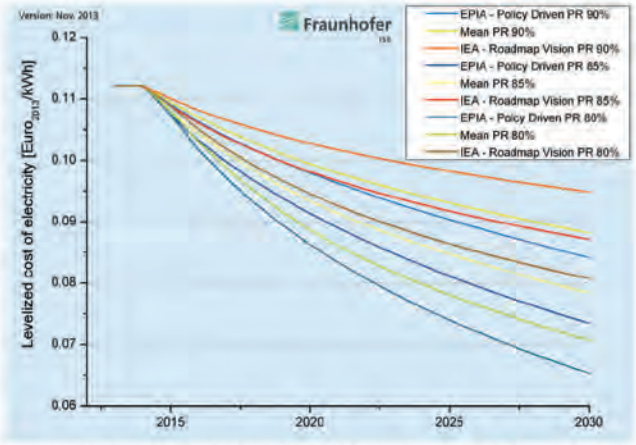

Figure 18: Sensitivity analysis for the forecasts for LCOE of small PV plants, investment 1500 Euro/kW, GHI=1050 kWh/(m²a)

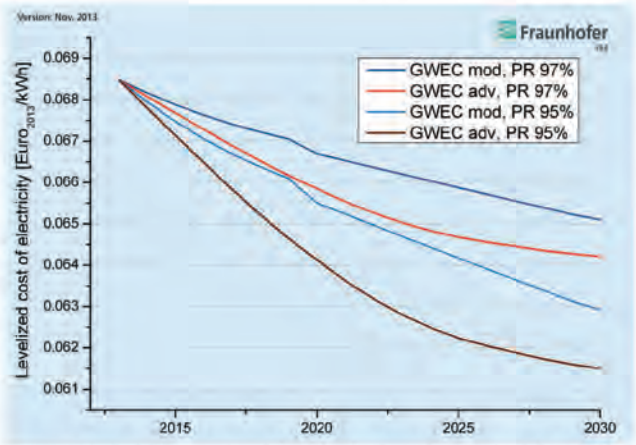

Figure 19: Sensitivity analysis for the forecasts for LCOE of onshore wind power, investment 1400 Euro/kWh, FLH=2000 h/a

٥- تكنولوجيات الإشعاع الشمسي العالي

فى هذا الجزء تم تحليل ثلاث تكنولوجيات هى الفوتوفولتية. الطاقة الشمسية المركزة. الفوتوفولتية المركزة لمناطق ذات إشعاع شمسي عالي، وتم حساب كلفة إنتاج الكهرباء لكل منها.

لحساب كلفة إنتاج الكهرباء لتلك التكنولوجيات الثلاث تم اختيار ثلاث مواقع أحدها يتصف بأقل قيمة للإشعاع الشمسي العالمي فقط ١٤٥٠ كيلووات ساعة/ م٢ للعام وتمت دراسته لمحطة فوتوفولتية حيث أن الإشعاع المباشر فى ذلك الموقع كان أقل كثيرًا من متطلبات التكنولوجيا المركزة. لذا تم تحليل تكنولوجيات الفوتوفولتية المركزة (CPV) الطاقة الشمسية المركزة فى مواقع ذات إشعاع مباشر قوى بقيمة ٢٠٠٠ و ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/م٢. محطات الفوتوفولتية تم دراستها فى مواقع توافق قيمة إشعاع أفقي عالمي (GHI) بقيمة ١٨٠٠ و ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ للعام.

فى مقارنة التكلفة الصافية لعام ٢٠١٣ بين الفوتوفولتية والفوتوفولتية المركزة والطاقة الشمسية المركزة فى مواقع ذات إشعاع عالي (٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢للعام) كانت كلفة إنتاج الكهرباء أقل للفوتوفولتية عن الطاقة الشمسية المركزة. نظرًا لضعف نمو السوق بالمقارنة بالفوتوفولتية كانت كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الطاقة الشمسية المركزة ذات التخزين الحراري المدمج (وحتى ٣٦٠٠ ساعة تحميل) أقل من ٠,١٩ يورو/ كيلووات ساعة، بينما وصل بالنسبة للمحطات الفوتوفولتية ذات الحجم الكبير (utility-scale) أقل الـ ٠,١٠ يورو/ كيلووات ساعة مع نفس الإشعاع. ووفقًا للإشعاع ، تتراوح كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الفوتوفولتية المركزة (CPV) ما بين ٠,٠٨ و ٠,١٤ يورو/ كيلووات ساعة (شكل رقم ٢٠)

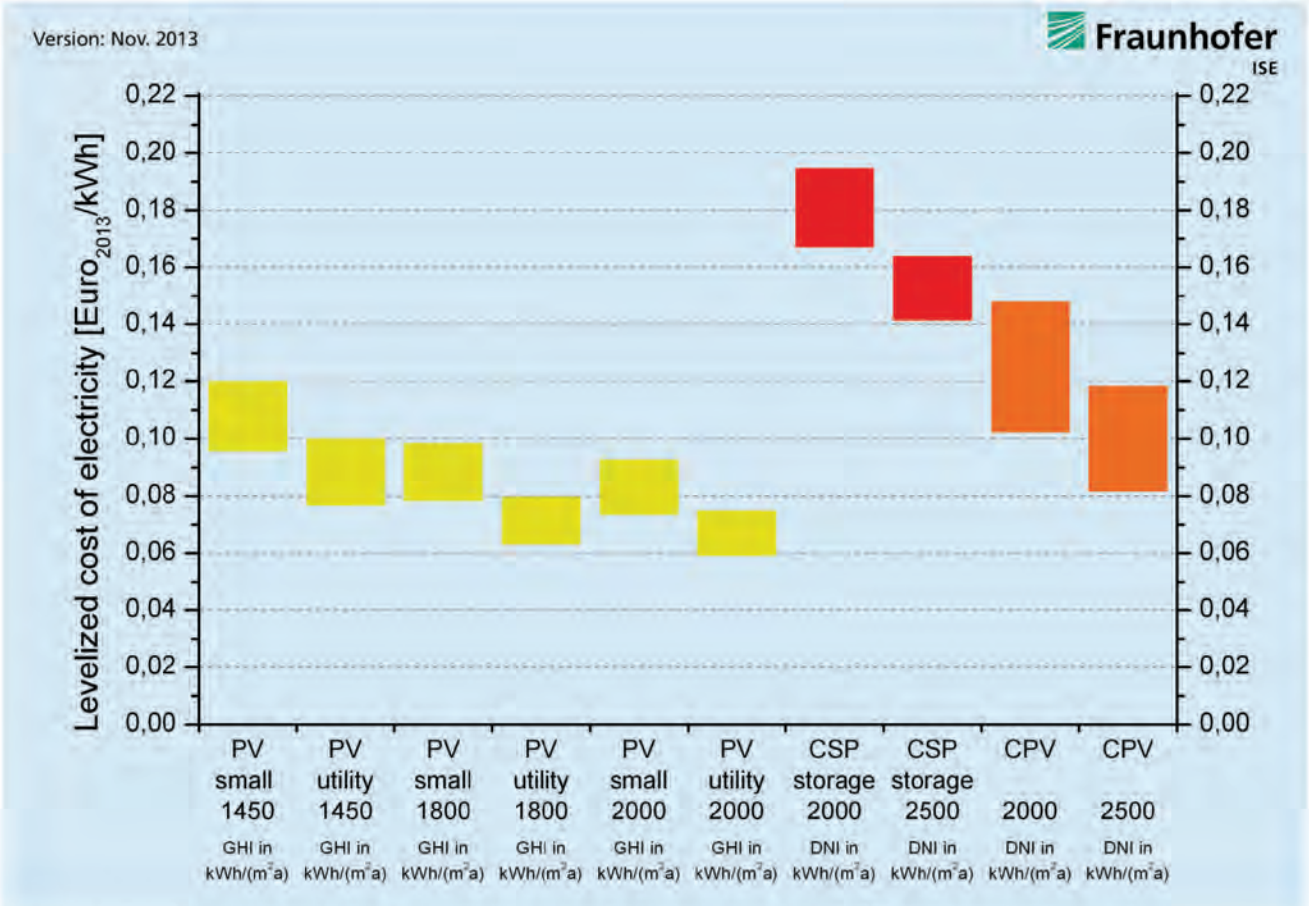

Figure 20: LCOE of renewable energy technologies at locations with high solar irradiation in 2013
The value given under the name of the technology refers to the solar irradiation in kWh/(m²a) (GHI for PV, DNI for CPV and CSP)

فى مواقع ذات إشعاع شمسي العالمي العالي بقيمة ١٨٠٠ كيلووات ساعة/ م٢للعام فى جنوب إسبانيا و/ أو ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/م٢ للعام كما فى دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا هبطت قيمة كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,١٠ إلى ٠,٠٦ يورو/ كيلووات (شكل رقم ٢١)

وفى مواقع ذات إشعاع بقيمة ١٤٥٠ كيلووات ساعة/ م٢للعام مثل فرنسا يقع تقريبًا ما بين ٠,٠٨ و ٠,١٢ يورو/ كيلووات. إلا أن زيادة تكلفة التمويل فى مواقع مثل إسبانيا أو دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا تزيد من كلفة إنتاج الكهرباء وتضيع بالتالي ميزة زيادة الإشعاع جزئيًا (انظر جدول رقم٢ لافتراضات التمويل).

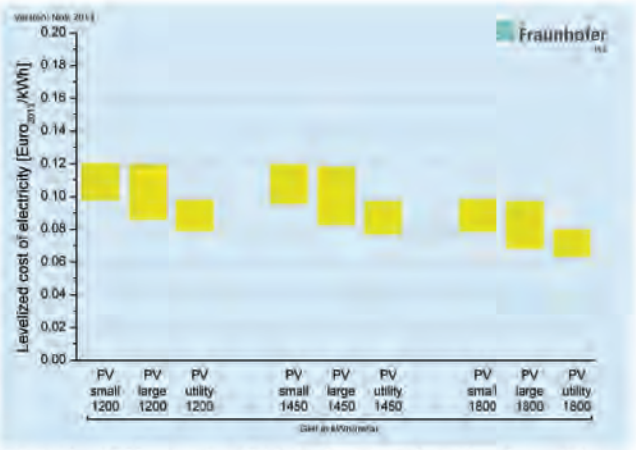

Figure 21: LCOE of various PV plant types at three locations with high solar irradiation kWh/(m²a) in 2013

محطات الطاقة القائمة على تقنية المركزات الشمسية الحرارية

نظرًا لخصائصها التكنولوجية يمكن تشغيل محطات الطاقة الشمسية المركزة مبدئيًا بكفاءة فى مناطق ذات إشعاع مباشر بمعدل سنوي أعلى من ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ . ومع دمج نظم التخزين الحراري بالملح المصهور يمكن لهذه المحطات حفظ الطاقة الحرارية مؤقتًا وبالتالي تغذية الشبكة الكهربائية بشكل غير معتمد على الظروف الجوية أو الوقت من اليوم. إن الخيار لدمج تخزين الطاقة هو ما يميز الطاقة الشمسية أساسًا عن طاقة الرياح والفوتوفولتية. وبتفعيل الدعم الحكومى فى الولايات المتحدة الأمريكية وإسبانيا لاقت محطات تكنولوجيا الطاقة الشمسية المركزة دفعة جديدة خلال الفترة ما بين ٢٠٠٥ و ٢٠١١. بعد تشييد تسع محطات توليد طاقة فى كاليفورنيا بإجمالي طاقة ٣٥٤ ميجاوات خلال الفترة من ١٩٨٠ و ١٩٩٠ لم تتمكن من توليد مزيد منها. وخاصة الدول ذات الإشعاع المباشر (DNI) عالي طورت خطط توسع مكثفة لمشاريع الطاقة الشمسية المركزة كثيرًا فى مناطق صحراوية.(CSP Today, 2011)

ويعزى الانخفاض الحاد فى أسعار الفوتوفولتية فقد عانت تكنولوجيا الطاقة الشمسية المركزة من الكثير من الضغوط خاصة فى إسبانيا والولايات المتحدة الأمريكية حتى أن العديد من المشاريع المخططة لإنشاء محطات طاقة تأجلت أو ألغيت. فى ذات الوقت مع الـ "الربيع العربى" وما صاحبه من عدم وضوح الظروف السياسية فى بعض دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا تباطأ التوسع في التخطيط لمحطات الطاقة الشمسية المركزة. وعلى سبيل المقارنة فإن دولاً مثل المغرب أو الكويت مازالت تواصل خططًا طموحة. في الولايات المتحدة الأمريكية، هناك مشروعات طاقة شمسية مركزة طموحة مثل برجي الطاقة الشمسية في إيفانبا Ivanpah (٣٧٧ ميجاوات) وكريسنت ديونز Crescent Dunes (١١٠ ميجاوات). قد تم إنشاءهما وسيتم تشغيلهما في ٢٠١٣. في الماضي فإن جرين بيس Green Peace 2009 وترايب Tribe 2009 و سرازين Sarasin 2011 قد تنبأوا بنمو ملحوظ في سوق محطات توليد الطاقة الشمسية المركزة. وقد اتخذت هذه التنبؤات كقاعدة لهذه الدراسة حيث أنه لا توجد تنبؤات حديثة للأسواق والتي تضع في اعتبارها صعوبة التطورات في آخر عامين. (انظر الرسم التوضيحي ٢٢)

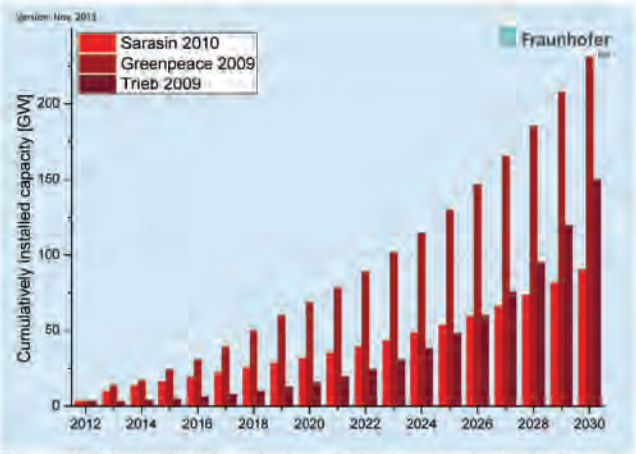

Figure 22: Market forecast for cumulative power plant capacity for CSP 2012-2030, Sarasin (2010), Trieb (2009), Greenpeace (2009)

فى منتصف ٢٠١٣ يوجد على مستوى العالم محطات للطاقة الشمسية المركزة تعمل بطاقة إجمالية ٣,٥ جيجاوات. كما يتم حاليًا بناء محطات إضافية بسعة ٢,٥ جيجاوات وحوالي ٧ جيجاوات فى طور التخطيط أو التطوير. (CSP Today Project Tracker, Status 7.8.2013)

تحليل حساب كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الطاقة الشمسية المركزة مبنى أساسًا على بيانات مشاريع محطات الطاقة ذات القطع المكافئ الاسطواني والأبراج الشمسية المركزية المنفذة فى إسبانيا والولايات المتحدة الأمريكية. وعلى تلك الأسس أمكن تطوير بارامترات محطات الطاقة ومعلومات الاستثمار لمشاريع محطات الطاقة الشمسية المركزة ذات القطع المكافئ الأسطواني والتي تبلغ قدراتها ٥٠ ميجاوات مثل محطة أنداسول1ـ3 Andasol1-3 ذات تخزين لمدة ثمان ساعات. أو شمس 1 Shams1 بطاقة مائة ميجاوات فى أبو ظبى. يمكن مقارنة كلفة إنتاج الكهرباد لهذه المشاريع بكفلة محطات الطاقة القائمة على تقنية البرج الشمسي جيماسولار Gemasolar solar tower فى إسبانيا ذات طاقة بسعة ٢٠ ميجاوات وسعة تخزينية لمدة ١٥ ساعة. إضافة إلى ذلك أخذت فى الاعتبار تكلفة محطات الطاقة البرجية فى الولايات المتحدة الأمريكية. حجم الطاقة التخزينية الحرارية يقدر بعدد ساعات التحميل الكامل التى يمكن أن تغذي التوربينة بالطاقة من المخزون الحراري دون توافر إشعاع شمسي.

ونظرًا لقلة المعلومات عن الكفاءة التراكمية حتى الآن بواسطة تكنولوجيا مركزات " فرينل " فقد تم الاعتماد على مشروعات فردية فقط كمرجع لهذه الدراسة. مثال لذلك محطة جديدة قائمة على تقنية الفرينل ذات طاقة ٣٠ ميجاوات فى إسبانيا. ومن غير الممكن في الوقت الحاضر القيام بتحليل أوسع للسوق لعديد من المشاريع نظرًا لعدم نشر المعلومات عن تكلفة العديد من هذه المشاريع التي لا تزال فى مرحلة التطوير. ويبقى في الحقيقة أن لكل من هذه تكنولوجيات الثلاث التكوين الخاص بكل محطة وتصميمها وهذه الأمور لا تزال عرضة لتدقيق تكنولجي ملحوظ. وهذا واضح فى تعدد الاختلافات فى فكر تصميم المحطات والتي توصف وفقًا للمنتج وكذا وفقًا للموقع واحتياجات الطاقة (تحجيم التخزين).

كلفة إنتاج الكهرباء لمحطات الطاقة الشمسية المركزة التي تم تحليلها وذات تخزين حراري فى منطقة ذات موارد شمسية جيدة بمعدل أعلى من ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢للعام تتراوح ما بين ٠,١٦ و ٠,١٩٦ يورو/ كيلووات ساعة (شكل ٢٣).وهذا يعنى أنها كثيرًا ما تكون أفضل أداءًا من محطات التكثيف بتقنية القطع المكافئ الاسطواني التي تعمل بدون تخزين حراري والتي تتراوح لفة الطاقة بها ما بين ٠,٢٥١ و ٠,١٥٦ يورو/ كيلووات ساعة. والسبب فى ذلك أن جمع عاكس كبير للأشعة الشمسية مع تخزين حراري بالأملاح السائلة يؤدي لاستخدام أفضل لتربينى محطة الطاقة وبالتالي عدد أعلى من ساعات التحميل الكامل القصوى.

محطات الطاقة الشمسية بنظام الأبراج الشمسية المركزية المزودة بتخزين حراري (٠,١٨٤ - ٠,٢١ يورو/ كيلووات ساعة) قد تؤدى أقل قليلا من المحطات ذات القطع المكافئ الأسطواني المزوده بتخزين حراري (٠,١٦١ - ٠,١٩٧ يورو/ كيلووات ساعة). المحطات ذات مركزات " فرينل " بدون تخزين (٠,١٤٢ - ٠,١٧٩ يورو/ كيلووات ساعة) تكون على النقيض أقل تكلفة جزئيًا من المحطات ذات القطع المكافئ الاسطواني بدون تخزين حراري (٠,١٥٦ - ٠,٢٥١ يورو/ كيلووات ساعة). فى المناطق ذات الموارد الإشعاعية العالية وحتى ٢٥٠٠ كيلووات ساعة/ م٢للعام مثل دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا أو صحاري كاليفورنيا يمكن تحقيق كلفة إنتاج للكهرباء ٠,١٢١ يورو/ كيلووات لتكنولوجيات الطاقة الشمسية المركزة بدون تخزين حراري و ٠,١٣٦ يورو/ كيلووات مع تكنولوجيات التخزين الحراري.

خفض التكاليف متوقع خلال الأعوام القادمة لتكنولوجيات محطات الطاقة الشمسية المركزة بالمقارنة للمرجع الأول لتلك المحطات؛ ستتوفر من خلال آلية أعلى، خبرة بالمشاريع، استخدام مواد ومكونات محسنة وكذا مشاريع إضافية كبيرة (Fraunhofer and Ernst&Young, 2011). واول الإشارات الإيجابية لتطوير تكلفة محطات الطاقة الشمسية المركزة هي تعريفة تغذية الشبكة التي تقدر بـ ٠,١٣٥ دولار أمريكي/كيلووات ساعة محطة البرج الشمسي في كريسنت ديونز (Crescent Dunes (NREL 2013 في الولايات المتحدة الأمريكية الذي سوف يتم تشغيله في ٢٠١٣. حتى اليوم تعتبر تكنولوجيات الشمسية المركزة هى الوحيدة التي يمكن دمج نظم التخزين الحراري الكبيرة معها. وهذا يضيف ميزة كبيرة مع زيادة التوسع فى تكنولوجيات الطاقة المتجددة والتي لم تحظى بعد بالتقدير المناسب من السوق.

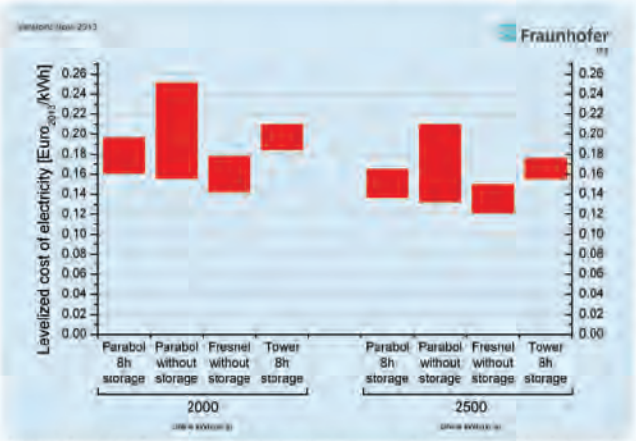

Figure 23: LCOE of CSP plants with a nominal capacity of 100 MW, by plant type and irradiation (DNI in kWh/(m²a)) in 2013

يشير تحليل الحساسية أن خفض الاستثمارات بنسبة ٢٠٪ - مقارنة بالموقف الحالي - يؤدي إلى خفض كلفة إنتاج الكهرباء بقيمة ٠,١٢٨ يورو/ كيلووات ساعة (شكل ٢٤). وزيادة ظروف الإشعاع الشمسي المباشر يؤثر أيضًا بشكل قوى ومباشر على تلك القيمة.

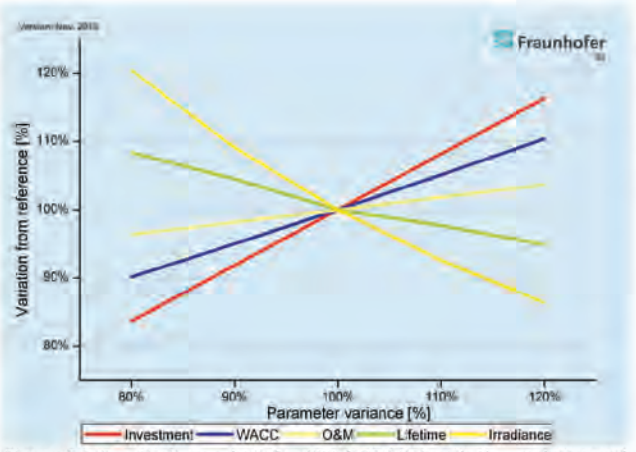

Figure 24: Sensitivity analysis for CSP (100 MW with thermal storage) with annual DNI of 2000 kWh/(m²a) and specific investment of 6000 Euro/kW

محطات الطاقة الفوتوفولتية المركزة

الطاقة الفوتوفولتية المركزة هامة خاصة لتوليد الطاقة بتكلفة بسيطة فى المناطق الغنية بالشمس والتي تتعدى قيم الإشعاع المباشر (DNI 2000 كيلووات ساعة/ م٢) . تختلف تلك النظم وفقًا لمعامل التركيز. الحصة الأكبر ٨٥٪ من القدرة المنفذة توجد على هيئة فوتوفولتية مركزة ثنائية المحور. وفى هذه التكنولوجيا يتم تركيز الأشعة الشمسية على الخلية الشمسية بواسطة عدسات و مرايا قليلة التكلفة. ومن خلال تركيز ضوء الشمس على مساحة الخلية الصغيرة بقوة من ٣٠٠ إلى ١٠٠٠ مرة

وهناك تكنولوجيا أخرى أكثر فاعلية تقوم على تركيز ضوء الشمس على مساحة الخلية الصغيرة بقوة من ٣٠٠ إلى ١٠٠٠ مرة وهى أكثر تكلفة

مقارنة بسابقتها حيث تستخدم خلايا شمسية معتمدة على ٣ـ ٥ من أشباه الموصلات (e.g. triple-solar cells made of GaInP/GaInAs/Ge) كما توجد أيضًا نظم ذات قدرة أقل فى تركيز الطاقة (حتى ١٠٠ مرة) ولكن تتبع حركة الشمس فى اتجاهين وتستخدم مواد تقليدية من أشباه الموصلات (من السليكون وهى أقل تكلفة).

انتشرت المحطات الفوتوفولتية المركزة فى السوق خلال السنوات الأخيرة فقط حيث طبقت لأول مرة فى إسبانيا عام ٢٠٠٦ فى محطة بطاقة تزيد عن واحد ميجاوات. منذ ذلك الحين تم تزايد إنشاء محطات تجارية بطاقات فى حيز الميجاوات سنويًا بينما هناك محطات وصلت طاقاتها إلى ١٠ ميجاوات. ومع زيادة الاتجاه لبناء محطات طاقة كبيرة كان هناك تباين ملحوظ في السوق في المنطقة. في حين أن أول محطات الطاقة الفوتوفولتية المركزة قد تم إنشاؤها فى إسبانيا إلا أن مزيدا منها قد انتشر في عديد من الدول منذ عام ٢٠١٠. من تلك المناطق الإقليمية المحورية الولايات المتحدة الأمريكية والصين وإيطاليا وأستراليا وجنوب إفريقيا. مقارنة بالمحطات الفوتوفولتية التقليدية فإن سوق المحطات الفوتوفولتية المركزة ما زال صغيرًا بحجم وصل إلى ٥٠ ميجاوات فى عام ٢٠١٢. هناك عدد من المحطات الكبيرة ذات سعات فى حدود ٥٠ ميجاوات تحت الإنشاء ومشاريع أخرى فى مراحل متقدمة من التطوير (شكل ٢٥).

أسباب بناء أول محطة كبيرة للطاقة باستخدام الفوتوفولتية المركزة هى استمرار زيادة كفاءة الوحدات المكونة حيث تزيد حاليًا عن ٣٢٪ و٢٧٪ لكامل النظم وهو ما تم بالفعل مشاهدته فى الأعوام الأخيرة (Wiesenfarth, 2012). هذا مع توقع زيادة كفاءة نظم الفوتوفولتية المركزة إلى أعلى من ٣٠٪ خلال السنوات القادمة . (EU PV Technology Platform 2011; Pérez-Higueras 2011)عامل آخر هو أن المحطات التى تستخدم نظم التتبع تستفيد من توازن فى إنتاج الكهرباء ومردود أعلى للطاقة على مدار اليوم. وفى نفس الوقت يمكن تكبير حجم محطات الطاقة بتكنولوجيا الفوتوفولتية المركزة لمعدلات أداء كبيرة تصل إلى ٢٠ حتى ١٠٠ ميجاوات يمكن أن يتم بنفس السرعة والمرونة كما هو الحال فى الفوتوفولتية التقليدية. محطات الطاقة الفوتوفولتية المركزة تحتاج أيضا مساحة صغيرة حيث أن أساسات وحدات التتبع صغيرة نسبيًا بما يسمح باستمرار استخدام الأرض للزراعة. تظهر أيضا تلك المحطات ميزات فى الأجواء الحارة حيث خرج الخلايا الشمسية لا يتضاءل بذات سرعة خلايا السيليكون التقليدية عند درجات الحرارة العالية. إضافة إلى ذلك لا تحتاج أغلب تكنولوجيات الفوتوفولتية المركزة أى نوع من التبريد بالماء فى التشغيل. أسعار النظم حاليًا شاملاً تركيب المحطات ذات سعة ١٠ ميجاوات يتراوح ما بين ٤٠٠ و ٢٢٠٠ يورو/ كيلووات (GTM 2013, industry survey) ويرجع الحد الأعلى للتكلفة للفكر المختلف للتكنولوجيا وكذا لحداثة وتغير الأسواق المحلية. اليوم وصلت كلفة إنتاج الكهرباء من ٠,١٠٢ ـ ٠,١٤٨ كيلووات ساعة/يورو للمواقع ذات الإشعاع المباشر ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ وهذا يمكننا من المقارنة اليوم بين محطات الطاقة الكبيرة الفوتوفولتية ومحطات الطاقة الشمسية المركزة بالرغم صغر حجم السوق. - (شكل ٢٦ و ٢١)

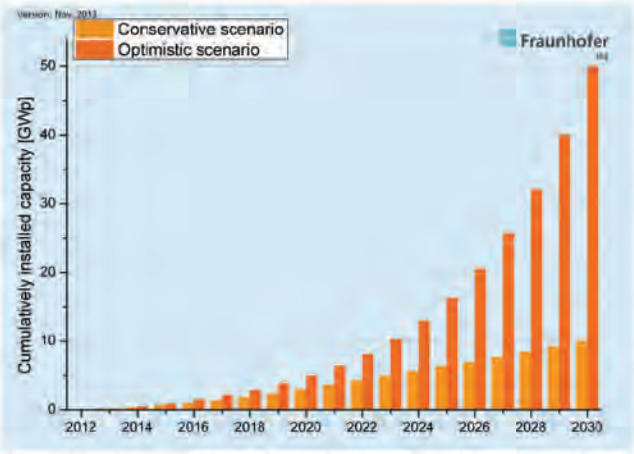

Figure 25: Market forecast of cumulative power plant capacity for CPV for 2012-2030 (Fraunhofer ISE, 2013)

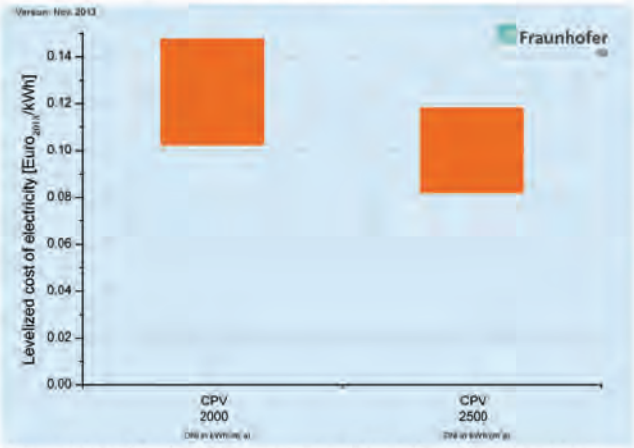

Figure 26: LCOE of CPV by irradiation (DNI in kWh/(m²a)) in 2013

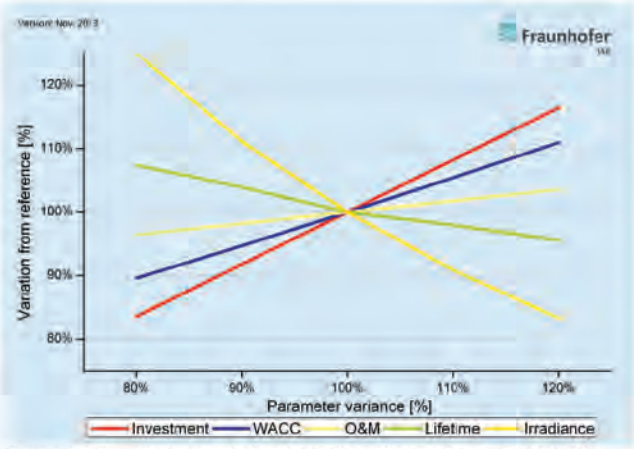

Figure 27: Sensitivity analysis of CPV (irradiation DNI = 2000 kWh/(m²a), investment = 1800 Euro/kW)

تنبؤ بكلفة إنتاج الكهرباء خلال ٢٠٣٠ لتكنولوجيات الطاقة الشمسية فى ظروف إشعاع شمسى عالى

تم الإنتهاء من التنبؤ بكلفة إنتاج الكهرباء خلال ٢٠٣٠ بنفس الطريقة بالنسبة لتكنولوجيات الفوتوفولتية والفوتوفولتية المركزة والطاقة الشمسية المركزة فى مواقع ذات إشعاع شمسي عالي. دراسات المركز الألماني للفضاء تعطي معاملات تقدم مختلفة للمكونات الفرعية فى محطات الطاقة الشمسية المركزة (المجال الشمسى/ التخزين الحراري/ وحدة الطاقة) بقيم ما بين ٨٨٪ و ٩٨٪ (Viebahn 2008, Trieb 2009) وهذا يعطي متوسط معامل التقدم بقيمة ٩٢,٥٪ والتي تعزى لمحطة الطاقة بالكامل. وتفترض دراسات أخرى معاملات تقدم بقيم ٩٠٪ (Greenpeace, 2009 أو ٩٢ - ٩٦٪ (Sarasin, 2009). قيم الأسعار ومنحنيات التعلم المبنية على الخبرات لم تسجل بعد بالنسبة لمحطات الفوتوفولتية المركزة إلا أنه يمكن استشراف احتمالات كبيرة لانخفاض الأسعار. يتنبأ مركز GTM للبحوث بتكلفة نظم الفوتوفولتية المركزة بقيمة ١,٢ دولار/ وات فى عام ٢٠٢٠ بما يقابل انخفاض فى التكلفة بنسبة ٥١٪ مقارنة العام ٢٠١٢ (GTM 2013). تلعب التحسينات التكنولوجية دورًا فى ذلك مثل تخفيض الفاقد في النظام وزيادة الكفاءات. إضافة إلى ذلك يتوقع انخفاض التكلفة من خلال اقتصاديات الحجم على سبيل المثال لزيادة درجة الآلية فى الإنتاج وزيادة قوة السوق فى شراء الخامات. (الشكل رقم ٢٥) يبين افتراض معامل تقدم بنسبة ٨٥٪ لوحدات الفوتوفولتية المركزة فى السيناريو المتحفظ. باقى مكونات النظام (العاكسات والكابلات ..الخ) تأتي من مجال الفوتوفولتية وسبق تحسينها. إن معامل التقدم ونمو السوق الفوتوفولتية مفترض أن يمثل حالة سوق أكثر نضجًا. تقسيم الاستثمارات بين المكونات والوحدات تم بنسبة ١ إلى ١.

فى ٢٠٣٠ يمكن أن تهبط كلفة إنتاج الكهرباء الناتجة من محطات الشمسية المركزة إلى قيم بين ٠,٠٩٦ و ٠,١٣٤ يورو/ كيلووات ساعة وبالنسبة للفوتوفولتية المركزة يمكن أن ينخفض إلى ما بين ٠,٠٤ و ٠,٠٧٦ يورو/ كيلووات ساعة (شكل ٢٦). لكلتا التكنولوجيتين سيكون العنصر الحاسم مدى استمرار الإنشاءات فى السوق ذات الإشعاع الشمسي العالي في السنوات القادمة.

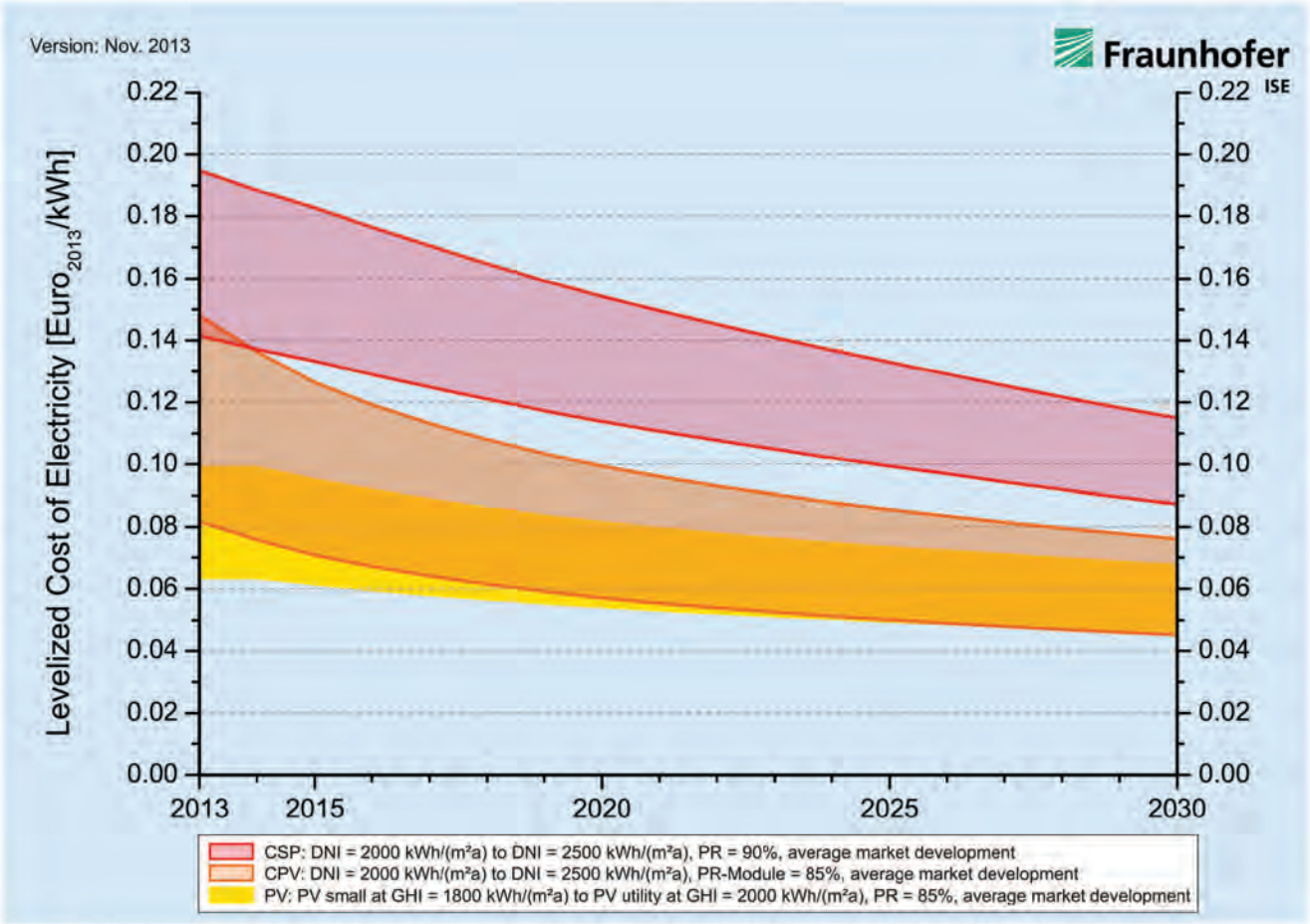

Figure 28: Development of the LCOE of PV, CSP and CPV plants at locations with high solar irradiation kWh/(m²a)

حساسيات لمنحنيات التعلم المستخدمة في الطاقات الفوتوفولتية المركزة والشمسية المركزة

الشكلين الآتيين يوضحان حيز كلفة إنتاج الكهرباء لكل من الفوتوفولتية المركزة والطاقة الشمسية المركزة لمختلف التركيبات من معاملات التقدم وسيناريوهات السوق. بدءًا من متوسط قيمة تكاليف اليوم وتظهر القيم تذبذبات من ١٠ إلى ٢٠٪ وفقا للبارامترات المستخدمة.

محطات الطاقة الشمسية المركزة ووفقا للحسابات مع منحنيات تعلم مختلفة يمكنها إنتاج كهرباء بقيمة ٠,١ يورو/ كيلووات ساعة في ٢٠٣٠. بالنسبة لمحطات الطاقة للفوتوفولتية المركزة فيمكن أن يصل متوسط التكلفة ما بين ٠,٠٦ و ٠,٠٧ يورو/ كيلووات ساعة.

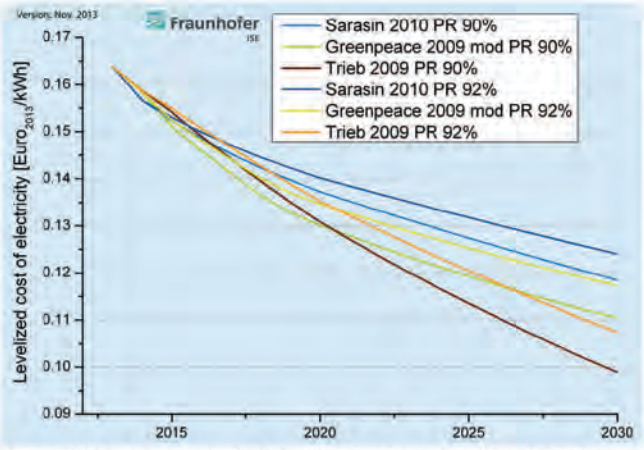

Figure 29: Sensitivity analysis for the forecast of LCOE CSP, investment 6000 Euro/kW, DNI=2500 kWh/(m2a).

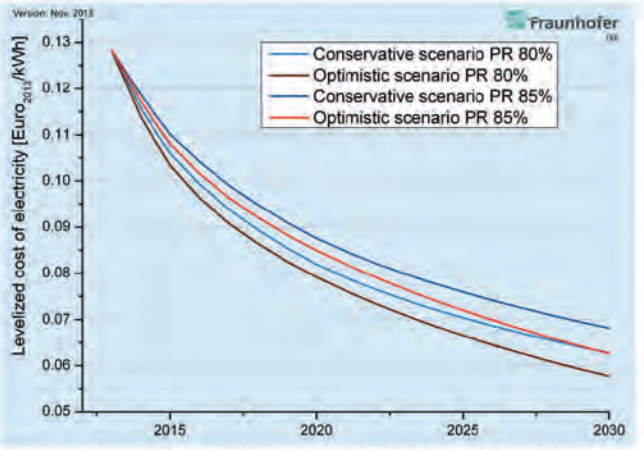

Figure 30: Sensitivity analysis for the forecast for LCOE CPV, investments 1800 Euro/kW, DNI=2000 kWh/(m2a)

٦- نظرة مستقبلية:
كلفة إنتاج الكهرباء وتكامل نظم تكنولوجيات الطاقة المتجددة

استمرار هبوط كلفة إنتاج الكهرباء لتكنولوجيات الطاقة المتجددة مع زيادة اسعار محطات طاقة الوقود الحفري يؤدي إلى دوام تحسين تنافسية السوق لتكنولوجيات الطاقة المتجددة. وهذا يؤدي إلى سرعة نمو الفجوات المتخصصة بالسوق والتي ستمكن من تشغيل تكنولوجيات الطاقة المتجددة بكفاءة اقتصادية حتى بدون دعم حيث أن تلك التكنولوجيات ستتمكن من القيام بمشاركة أساسية فى الإمداد بالطاقة فى المستقبل.

هذا التطور تدعمه الحكومة الألمانية الفدرالية سياسيًا بهدف رئيسي وهو تقليل انبعاث الغازات الضارة حتى عام ٢٠٥٠ بنسبة من ٨٩ إلى ٩٠٪ عن عام ١٩٩٠ وفى نفس الوقت يتم إيقاف استخدام الطاقة النووية بحلول عام ٢٠٢٢.

مع زيادة الإنشاءات لمنتجى الكهرباء المتذبذبين وما يرتبط معهم من مشاركات عالية لإمدادات الطاقة سيتغير نظام الإمداد بالطاقة أساسيًا أي التفاعل مع المكونات الفردية والفاعلين. وفى هذا ستلعب عوامل أخرى، بجانب كلفة إنتاج الكهرباء، دورًا فى التحليل وتقييم التكنولوجيا فى نظم الطاقة. على سبيل المثال ستزيد أهمية " معنى الطاقة" أي توافرها فى أوقات زيادة الطلب وكيفية الرقابة على المحطة و إمكانية القيام بخدمات النظام مثل توفير الطاقة المثلى أو تثبيت التردد والفولتية. هناك عدد من التركيبات لتنظيم مثل نظم الطاقة تلك على المستوى القومي أو الإقليمي أو المجتمعي.

في حالة الاستجابة للطلب لتغطية الاحتياج فى أي وقت يمكن تطوير نظام لنشر الطاقة بمساعدة نموذج لنظام طاقة لتحقيق هدف محدد مثل خفض انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون (model ReMod-D, described in Henning and Palzer 2013) فى هذه العملية يكون من الضرورى التعامل مع نظام الطاقة فى شكله المجمل نظرًا لوجود عديد من التداخل والوسائط بين مختلف القطاعات (الكهرباء/ الحرارة/ النقل..).

للإجابة على سؤال كيفية تحقيق مثل ذلك النظام المستهدف، من الهام أن نقدر فى أي إتجاه وبأية سرعة تتغير نظم الطاقة. هناك عوامل مختلفه هامة للتغير: تحفيز مدفوع سياسيًا، ظروف حاكمة أو قيود وكذا كفاءة التكنولوجيات. لب الموضوع يتألف من تحليل الظروف التي تحدد الاستعداد لدى المستثمر للاستثمار فى مختلف مكونات نظم الطاقة. لكفة إنتاج الكهرباء وتطورها تلعب دورا هاما فى ذلك القرار.

النموذج الاستكشافي لنظام الطاقة نموذج "E2S" لمعهد فراونهوفر لنظم الطاقة الشمسية. الذي يأخذ فى الاعتبار كل من كلفة إنتاج الكهرباء وتحليل الكفاءة الاقتصادية، يحاول الإجابة على السؤال حول أي مجموعة استثمارية تستثمر فى أي من تكنولوجيات وفى أي مواقع تكون تلك الاستثمارات ذات معنى للنظام ككل وللمستثمرين (نموذج قرار الاستثمار). القرارات الفردية يتم مزجها عندئذ فى النموذج. الشكل رقم ٣١ يوضح الهيكل التخطيطي لنموذج قرار الاستثمار. وبه توضيح لربط الاستثمارات فى سعة توليد طاقة بقرار الاستثمار مع الأخذ فى الحسبان هيكل الشروط السياسية والاقتصادية والفنية المبينة على نظم الطاقة الحالية. التأثير المتذبذب بين قرارات الاستثمار (على سبيل المثال فى تكنولوجيات الطاقة والتخزين الحراري) وبالتالي تذبذب معنى الطاقة المولدة بواسطة ذات العنصر يجب أن تؤخذ فى الاعتبار بشكل صريح.

وللوصول إلى عرض جيد لتطوير الاستثمارات فى تكنولوجيات الطاقات المتجددة يجب دائما الأخذ فى الاعتبار التوزيع الجغرافى للموارد كعامل هام حيث أن هناك خيارات مختلفة للاستثمار فى التكنولوجيات لكل موقع ولكل مجموعة استثمار فى ألمانيا عند ظهور فرص الاستثمار المناسبة خلال استعراض التحليل. بالتالي وعلى سبيل المثال شركات الإمداد بالطاقة لا يمكنها الاستثمار فى محطات الفوتوفولتية فوق أسطح المنازل الخاصة لكن بدلاً من ذلك لديها الخبرة والإمكانيات للاستثمار فى حلول التخزين الحراري وفى محطات طاقة الرياح في البحر. أسباب القرار هى توقعات دراسة مردود الاستثمار (ROI) والمساهمة فى رأس المال والتمويل الخارجي وكذا الفائدة على القروض لكل من مجموعات الاستثمار المختلفة والتي تختلف بشكل حاد وبما يؤثر بشكل مختلف على تكلفة إنتاج الكهرباء لكل مجموعة استثمارية وتكنولوجياتها المفضلة. الشكل ٣٢ يشير الى أمثلة لاختلافات إقليمية عالية فى كلفة إنتاج الكهرباء للمحطات الفوتوفولتية على الأسطح لمستثمر خاص على مستوى قطاع محلي. الشكل على اليسار يشير الى الكلفة لعام ٢٠١٣ والشكل على اليمين الكلفة ٢٠٢٠.

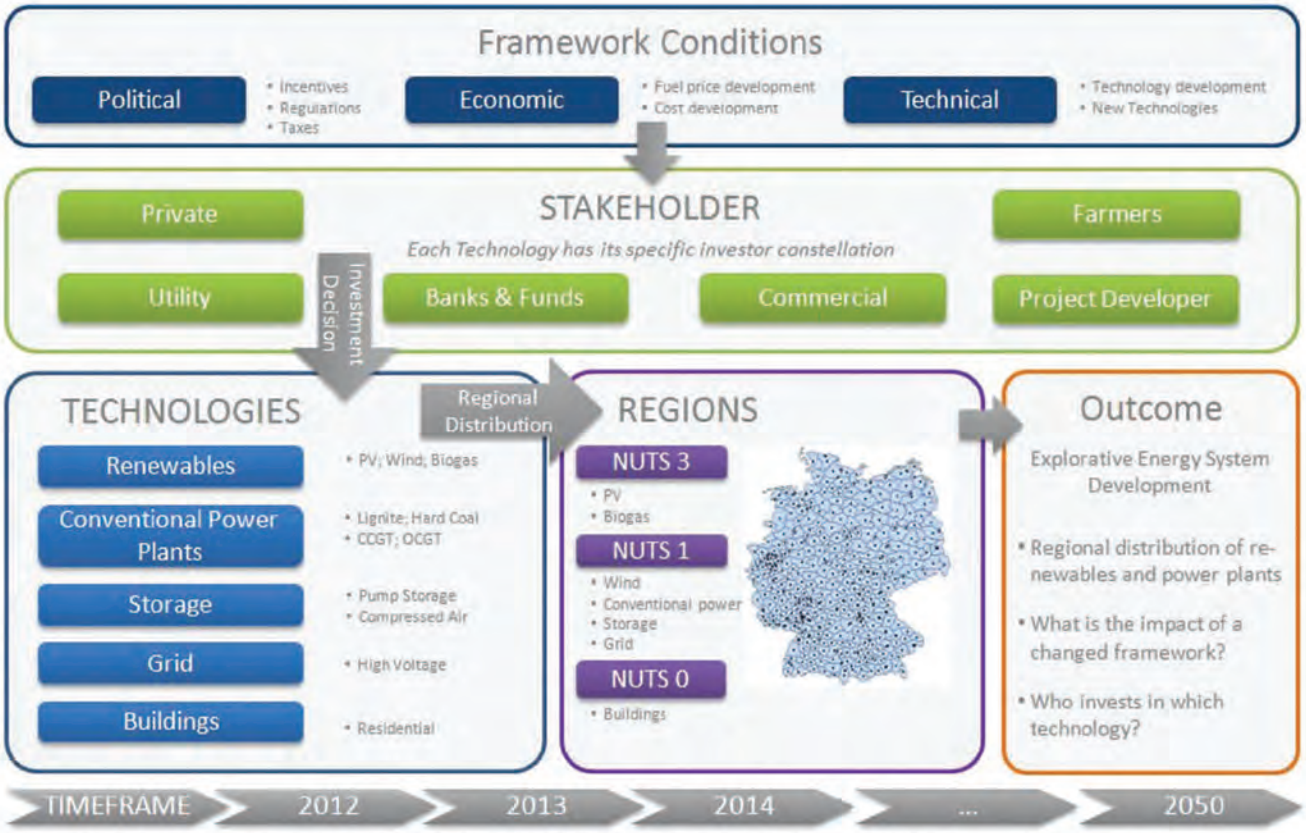

Figure 31: Schematic figure of the investment decision model (E2S-Invest) for the development of the energy system in Germany

تحليل كلفة إنتاج الكهرباء يساعد في إظهار أي إستثمارات تمت في أي تكنولجيا في أي موقع وذلك بواسطة نموذج قرار الاستثمار. المردود هو إمكانية رسم مسار لتطوير نظم الطاقة و إظهار التطورات المتوفرة في ظل الظروف المحددة. بناءًا على ذلك وبعد التحليل لمكونات إضافية يمكن تحديد كيفية تطور إجمالي الهيكل بتكلفة بسيطة. إضافة إلى ذلك يمكن تحديد إذا كانت الظروف الهيكلية مرتبة بشكل لبدء إعادة هيكلة نظام الطاقة بشروط مناسبة على المستوى الماكرو-اقتصادي أو ما إذا كان هناك احتياج لمزيد من التعديلات والآليات للسوق (نماذج أعمال جديدة/ تنظيمات للاستخدام الخاص/ توسيع للشبكة/ توسيع للتخزينات الحرارية). وإلى أي مدى يكون هذا الاحتياج. لتحقيق النظام المستهدف.

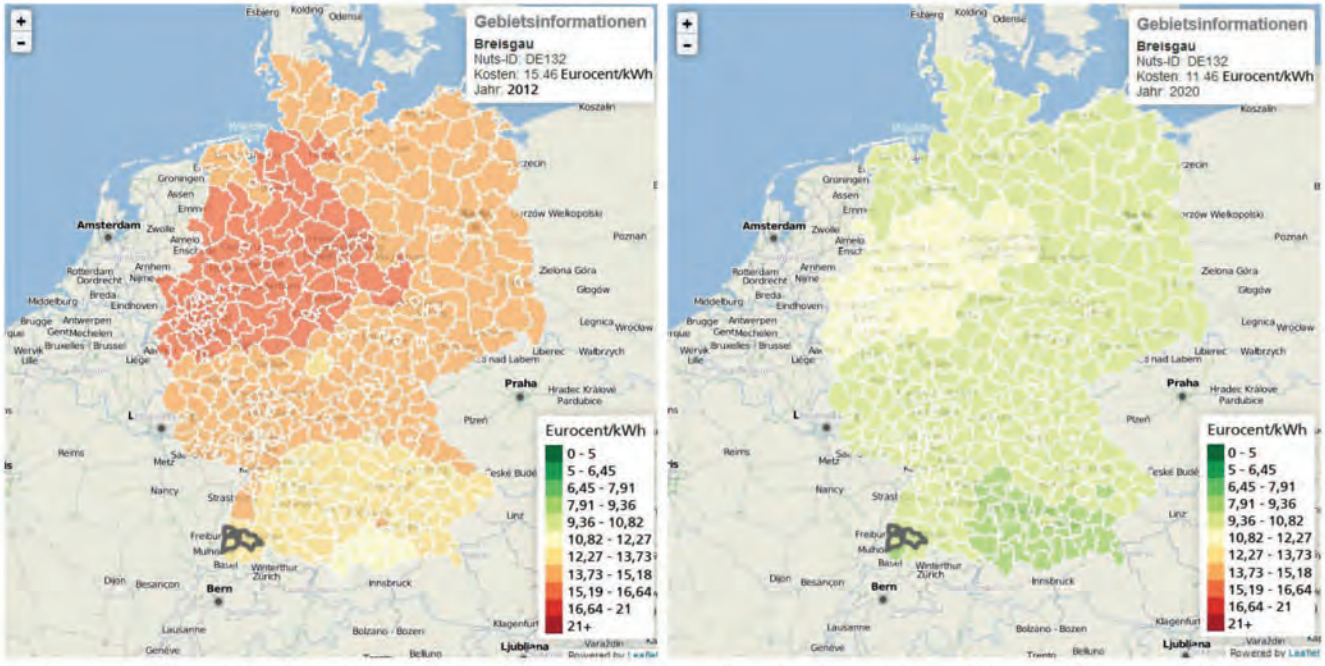

Figure 32: Model E2S at Fraunhofer ISE presents the development of regionally highly differentiated LCOE in combination with likewise regionally differentiated investor behavior for specific technology types. The figure shows as an example the LCOE of rooftop PV plants for private investors in 2012 (left) and 2020 (right)

٧. الملحق

حساب كلفة إنتاج الكهرباء

أسلوب كلفة إنتاج الكهرباء يجعل من الممكن المقارنة بين محطات الطاقة ذات الأجيال المختلفة وتكاليف إنشائها. الفكرة الأساسية هي تجميع كافة التكلفة التراكمية الخاصة بإنشاء وتشغيل المحطة ومقارنتها بإجمالي الطاقة المولدة من المحطة. مردود ذلك هو ما يسمى كلفة إنتاج الكهرباء ويقاس باليورو للكيلووات ساعة. من الهام الإشارة أن هذه الطريقة تمثل تجريد الحقائق بهدف إمكان المقارنة بين أنواع المحطات ذات الأجيال المختلفة. وهى لا تصلح لتحديد فاعلية التكلفة لمحطة طاقة محددة. لذا فإن حساب التمويل يجب أن يأخذ فى الإعتبار العائد والمنصرف وفقا لنماذج التدفق النقدي.

حساب متوسطات كلفة إنتاج الكهرباء يتم على أساس القيمة الحالية لرأس المال التى تحسب فيها تكاليف الإستثمار والمدفوعات من العائد والمنصرف خلال عمر المحطة بناءا على الخصومات منذ مرجعية مشتركة. القيمة النقديه لجميع المصروفات تقسم على القيمة النقديه للطاقة المولدة. خصم الطاقة المولدة يبدو للوهلة الأولى غير مفهوم من حيث المنظور المادى ولكنه يرجع للتحولات المحاسبية. الفكرة من وراء هذا هى أن الطاقة المولدة تتناسب ضمنا مع ارباح مبيعات تلك الطاقة. مع زيادة تجريك تلك المكاسب فى المستقبل تنخفض قيمتهم النقدية. إجمالى المصروفات السنوية على مدى إجمالى عمر تشغيل المحطة تشمل مصروفات الإستثمار وتكلفة التشغيل المتراكمة خلال عمر تشغيل المحطة. لحساب كلفة إنتاج الكهرباء للمحطات الجديدة تستخدم معادلة (Konstantin 2009) :

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

حيث

(LCOE)	متوسط كلفة إنتاج الكهرباء باليورو/ كيلووات ساعة
I_0	استثمار المصروفات باليورو
A_t	إجمالي التكلفة السنوية باليورو فى عام t
$M_{t,el}$	كمية الكهرباء فى العام المعنى بالكيلووات ساعة
i	نسبة الفائدة الفعلية (٪)
n	العمر الاقتصادي لتشغيل المحطة بالأعوام
t	عدد أعوام عمر المحطة

إجمالي التكلفة السنوية يشمل التكلفة الثابتة والمتغيرة لتشغيل المحطة وصيانتها وخدمتها والإصلاح ومدفوعات التأمين. يمكن إدخال أيضا الأسهم والتمويل الخارجى ضمنًا فى التحليل من خلال معيار متوسط تكلفة رأس المال على معامل الخصم (نسبة الفائدة). ويتوقف على حجم مساهمة رأس المال وعائده على مدى عمر المحطة وتكلفة القروض والمستخدم منها.

يمكن كذلك استخدام المعادلة للتكلفة الكلية السنوية في حساب كلفة إنتاج الكهرباء:

التكلفة الكلية السنوية At =
تكلفة التشغيل الثابتة
+ تكلفة التشغيل المتغيرة
(+ القيمة المتبقية/ التخلص من المحطة)

ويمكن ضمان المقارنة من خلال خصم كافة المصروفات وكمية الكهرباء المولدة على مدى عمر تشغيل المحطة لذات التاريخ المرجعى.

كلفة إنتاج الكهرباء هي إذًا مقارنة حسابية على أساس التكلفة وليس بحساب لتعريفة تغذية الشبكة. يمكن أن تحسب فقط باستخدام بارامترات إضافية مؤثرة. وتسبب القواعد الحاكمة للاستخدام الخاص قانون الضرائب والمكاسب التي حققها المشغل، تسبب صعوبة حساب تعريفة تغذية الشبكة بناءًا على نتائج كلفة إنتاج الكهرباء. التأهيل الإضافي المطلوب هو ألا تأخذ عملية حساب كلفة إنتاج الكهرباء فى الحسبان أهمية الكهرباء المنتجة داخل نظام الطاقة فى ساعة ما من العام.

نماذج منحنيات التعلم

إضافة إلى تحليل كلفة إنتاج الكهرباء لعام ٢٠١٣ يمكن ، فإنه يمكن بمساعدة إسقاطات السوق خلال ٢٠٢٠ و ٢٠٣٠، خلق نماذج لمنحنيات التعلم والتى تسمح بدورها عمل بيان حول احتمالات مستقبل تطور أسعار المحطات وبالتالي كلفة إنتاج الكهرباء كذلك. منهج منحنى التعلم يمثل العلاقة بين الكمية المنتجة التراكمية (حجم السوق) وانخفاض تكاليف الوحدات (تكاليف الإنتاج) لمنتج ما. إذا تضاعف عدد الوحدات وانخفضت التكلفة بنسبة ٢٠٪ يكون معدل التعلم ٢٠٪ (معدل التقدم = ١-ـ معدل التعلم).

والمعادلة التالية للتكلفة $C(x_t)$ تربط العلاقة بين الكمية المنتجة x_t خلال زمن t بالمقارنة عند نقطة مرجعية X_0 والكلفة المتعلقة $C(x_0)$...والتعلم البارامتري b . يمكن بيانه كالتالي:

ويكون معدل التعلم:

$$C(x_t) = C(x_0)(\frac{x_t}{x_0})^{-b}$$
$$LR = 1 - 2^{-b}$$

.(Ferielli (2009), Wright (1936

من تنبؤ أسعار المحطات $C(x_t)$ خلال فترة الدراسة وذلك بالاستعانة بنموذج منحنى التعلم (مع افتراض قيم لمعدلات التعلم ونسب التقدم من المراجع العلمية) يمكن حساب كلفة إنتاج الكهرباء حتى عام ٢٠٣٠.

ومع دمج سيناريوهات السوق للعشرين سنة القادمة يمكن وضع أرقام سنوية محددة للوحدات بالسوق التراكمي بحيث يمكن توقع تطور كلفة إنتاج الكهرباء وفقًا لمؤشر زمني تراتبي. التغيرات فى شروط التمويل على أساس تغير الظروف الهيكلية فى الاقتصاد القومى يصعب التنبؤ بها وبالتالي لم تدرج فى الدراسة. وسيحمل ذلك عملية التنبؤ بتطور كلفة إنتاج الكهرباء مزيد من عدم التأكد غير مرتبط بالنواحى التكنولوجية.

فى تحليل الحساسية يمكن دراسة بارامترات الاستثمار، العمر الافتراضى للتشغيل، متوسط تكاليف الاستثمار، عدد ساعات التحميل القصوى وتكلفة التشغيل وتأثير كافة تلك العوامل على كلفة إنتاج الكهرباء (انظر الفصل الرابع).

Data Appendix

Technology	PR	Market scenario	Variance of PR	Variance of scenarios
PV rooftop small	85%	Average value scenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
PV rooftop large	85%	Average value scenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
PV utility scale	85%	Average value scenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
Wind Onshore	97%	Onshore Wind moderate	95%	Onshore Wind advanced
Wind Offshore	95%	Offshore Wind	-	-
CSP	90%	Greenpeace 2009	92-96%	Sarasin 2010, Trieb 2009
Biogas	-	-	-	-
CPV	85% auf Modul, BOS wie PV	Conservative scenario	-	Optimistic scenario
Brown coal	-	-	-	-
Hard coal	-	-	-	-
Combined cycle	-	-	-	-

Table 8: Summary of progress ratios and market scenarios for PV, CPV, CSP and wind power plants.

Technology	Scenario name	Source	2020 (GW)	2030 (GW)	Used in forecast
Wind offshore	Offshore Wind	ISE, EWEA	54	219	X
Wind onshore	Onshore Wind moderate	GWEC 2013, mod.	759	1617	X
Wind onshore	Onshore Wind advanced	GWEC 2013, adv.	1150	2541	
PV	IEA Roadmap Vision	IEA, 2010	390	872	
PV	average value scenario	ISE	581	2016	X
PV	EPIA Policy Driven	EPIA, 2013	759	2695	
PV	EPIA Business as Usual	EPIA, 2013	464	1591	
PV	Sarasin extrapolated	Sarasin 2011	710	1853	
CPV	ISE	ISE	3	10	X
CPV	ISE	ISE	5	50	
CSP	Sarasin 2010	Sarasin 2010	32	91	
CSP	Trieb 2009	Trieb 2009	15	150	X
CSP	Greenpeace 2009	Greenpeace 2009	68	231	
Biogas, brown coal, hard coal and combined cycle: No market scenarios required.					
The forecasts of fuel costs, carbon emission costs and full load hours are taken from external sources					

Table 9: Summary of scenarios and development goals for PV, CPV, CSP and wind power plants.

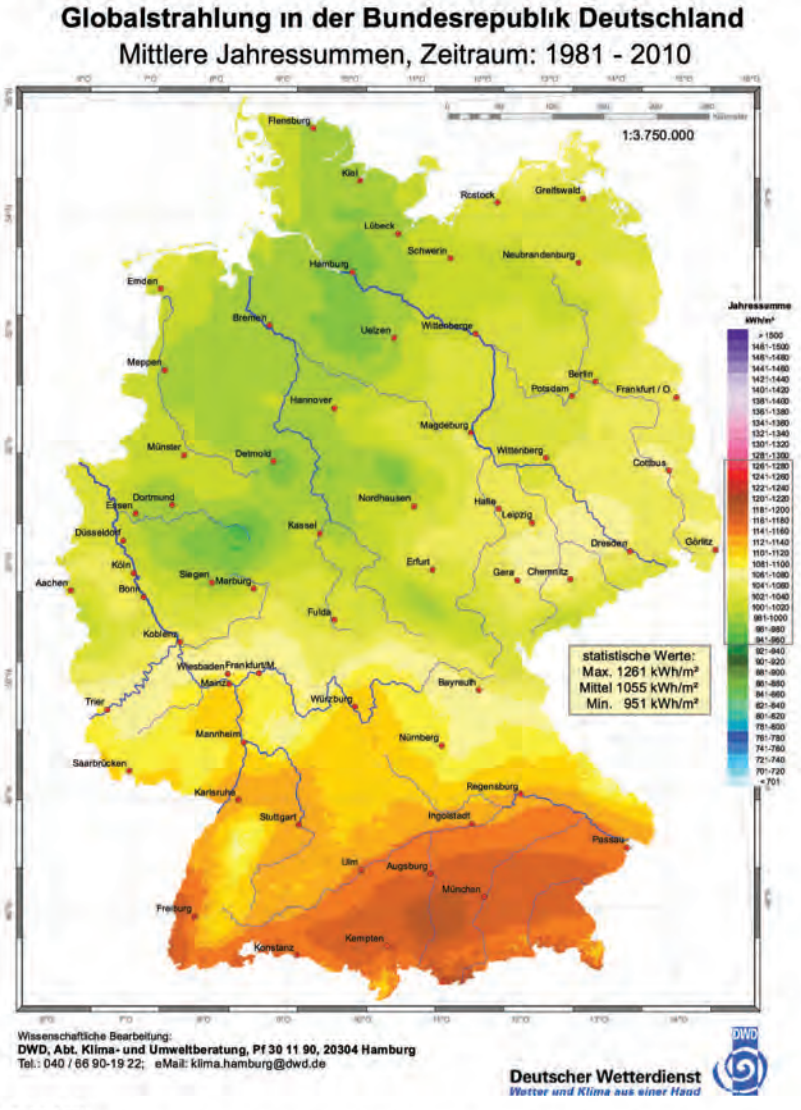

Figure 34: Global Irradiation in Germany (Average annual sum, DWD 2013).

٨. محطات طاقة الوقود النفطى

محطات الطاقة بالديزل فى ألمانيا تلعب دورًا صغيرًا بطاقة إجمالية أقل من ٤,١ جيجاوات لمحطات طاقة ذات معدلات أكبر من ١٠ ميجاوات (BNA,2013). وتنتج ٨,٢ تيراوات ساعة أو ١,٣٪ من إجمالي إنتاج الكهرباء فى ألمانيا فى عام ٢٠١٢ (Destatis, 2013). لا يوجد تخطيط لمزيد من المحطات التي تعمل بالبترول خلال السنوات القادمة (BNA, 2013a). ورغم ذلك فمحطات الطاقة التي تعمل بالديزل تلعب دورًا هامًا جدًا فى نظام الكهرباء لبعض الدول النامية. منطقة الشرق الأوسط وشمال إفريقيا على سبيل المثال لديها رصيد كبير من البترول خاصة دول مثل المملكة العربية السعودية ودول أخرى فى الشرق الأوسط تعتمد كثيرا على البترول لإنتاج الطاقة. نسبة مشاركة البترول فى الطاقة فى المملكة العربية السعودية تبلغ ٨٨٪ من الطاقة التي تصل حوالى ٢٣٠٠ تيراوات ساعة عام ٢٠١٣ (EIA, 2013). ولدعم الاقتصاد لمنع عدم الاستقرار الاجتماعى تدعم عديد من الدول الزيوت المعدنية للاستهلاك المحلي بما يؤدي إلى تحميل الحكومات زيادات كبيرة فى الميزانية. حتى فى الدول المنتجة للنفط مثل المملكة العربية السعودية يكون دعم النفط المستهلك محليًا يؤدي إلى خسارة فى الدخل عند المقارنة بتصدير النفط بأسعار السوق العالمي. وهذا الذى يسمى تكاليف الفرص يجب أن يؤخذ فى الاعتبار عند مقارنة تكاليف إنتاج الطاقة من موارد مختلفة.

افتراضات

لحساب كلفة إنتاج الكهرباء يتم اختيار نوعين من وحدات توليد الطاقة بالديزل. نظم ذات حجم صغير بمعدلات خرج أقل من ٥٠ كيلووات والنظم الأكبر حجمًا ذات معدل طاقة خرج ما بين ١ و ١٠ ميجاوات. من المفترض أن كلا النظامين يعمل بالديزل أو النفط للتسخين (وهو مقارب من الشكل الكيميائي للديزل). النظم الأكبر حجمًا ذات الطاقة الأكبر من ١٠ ميجاوات تعمل عادة بالوقود النفطي الثقيل أو الوقود المزدوج (مزيج من نفط وغاز) وغير مدرجين فى هذا التحليل. الوقود النفطي الثقيل هو المتبقي من عمليات التقطير فى محطات المصافي (محطات التكرير). ونظرا للزوجته العالية يحتاج إلى تسخين قبل الاستخدام ويحتوي على كثير من الملوثات مثل الكبريت وبعض المعادن. ونظرًا لتعقد عملية استخدامه وزيادة انبعاثاته فهو أقل سعرًا من الديزل.

طاقة نفط الديزل ١١,٨٥ كيلووات ساعة/ كجم وكثافة ٠,٨٤ كجم/ لتر بما يعطى قيمة حرارية ١٤,١١ كيلووات ساعة للتر.(Fritsche, Schmidt 2012) ملخص الافتراضات الفنية والاقتصادية للحسابات فى الجدول رقم ١٠.

متوسط السعر العالمي للديزل فى عام ٢٠١٣ كان ١٢٤,٦٢ دولار/ بليون برميل، بما يساوي ٠,٥٧٩ يورو/ لتر (U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot Price, EIA 2013a).

سعر المستخدم النهائي للديزل فى دولة ما يتوقف بقدر كبير على

	Small scale Diesel (< 50 kW)		Utility scale Diesel (1 to 10 MW)	
Investment in Euro/kW	200	400	600	900
$WACC_{real}$	6.9%		6.9%	
O&M in Euro/kWh	0.02	0.02	0.03	0.03
Efficiency	30%	40%	40%	45%
FLH in h/a	2000	4000	7000	8000
Lifetime in years	20		20	
Fuel	Diesel		Diesel	
CO_2 price in Euro/t	0		0	

Table 10: Calculation parameters for small scale and utility scale Diesel systems.

الضرائب المحلية أو الدعم. في المملكة العربية السعودية على سبيل المثال سعر الديزل ٠,٠٥٣ يورو/ لتر بينما فى ألمانيا (الوقود النفطى المماثل كيمائيًا للديزل مع انخفاض الضريبة عليه) يصل إلى ٠,٦٩٦ يورو/ لتر لتطبيقات محطات الطاقة. إجمالي تكاليف الفرص للمملكة العربية السعودية نتيجة دعم النفط تقدر بـ ٨٧,٤ بليون يورو سنويًا. إجمالي دخل الضرائب فى ألمانيا المبني على ضريبة الطاقة) والذى يشمل النفط والغاز والفحم ومصادر الطاقة الأخرى بلغ حوالي٤٠ بليون يورو عام ٢٠١٢ (BDS 2013).

انعكاس أسعار الديزل حتى ٢٠٣٣ تم حسابه وفقًا لافتراضات الشبكة الرسمية لخطة تطوير ٢٠١٣ عن مشغلي نظام الإرسال الألمانى (NEP, 2013). كانت النتيجة أن بلغ السعر العالمى للديزل ٠,٧١٤ يورو/ لتر فى عام ٢٠٢٣ و ٠,٧١٨ يورو/ لتر عام ٢٠٣٣ وهو سيناريو شديد التفاؤل وقد يكون السعر الفعلي للديزل أعلى بشكل ملحوظ.

النتـــائج

متوسط سعر الكهرباء المولدة بالديزل تختلف وفقًا لمواصفات المحطة وأسعار الوقود. لتقدير السعر العالمي يصل متوسط سعر الكهرباء لمحطات الديزل الصغيرة ما بين ٠,١٣ و ٠,١٧ يورو/ كيلووات ساعة فيما تتراوح كلفة إنتاج الكهرباء للمحطات الأكبر ما بين ٠,١٢ و ٠,١٣ يورو/ كيلووات ساعة.

هذا الحيز يغطي المحطات ذات الكفاءة العالية والمنخفضة بما يتمشى مع تكلفة الاستثمار وإجمالي عدد ساعات التحميل لها. وبالتالي تكون كلفة إنتاج الكهرباء لتكنولوجيات الطاقة الشمسية فى مواقع ذات الإشعاع العالي مقارنة بمحطات الطاقة بالنفط. فى عام ٢٠١٣ فى مواقع ذات إشعاع مباشر بقيمة ٢٠٠٠ كيلووات ساعة/ م٢ بلغت كلفة إنتاج الكهربـــاء الفوتوفولتية من ٠,٠٦ إلى ٠,٠٩ يورو/ كيلووات ساعة

وبالتالى أقل منها للمحطات العاملة بالديزل. وبالنسبة لمحطات الطاقة الفوتوفولتية المركزة ما بين ٠,٠٨ و ٠,١٥ يورو/ كيلووات ساعة بما يعنى أن هذه التكنولوجيا أيضا أقل أو مساوية لمحطات النفط. أما محطات الطاقة الشمسية المركزة فتصل القيمة ما بين ٠,١٤ و ٠,١٩ يورو/ كيلووات ساعة وتقع بالتالى فى المستوى الأعلى لمحطات الشتغيل بالديزل.

مقارنة بين الفوتوفولتية والشمسية المركزة والفوتوفولتية المركزة

فى عدد من الدول مثل الإمارات ومصر والسعودية أو قطر اسعار النفط مدعومة بقدر كبير. حساب كلفة إنتاج الكهرباء على أساس أسعار الوقود ملخص فى الجدول ١١. الدعم الأعلى فى المملكة العربية السعودية تليها مصر وقطر. مما ترتب عليه تباين كبير فى كلفة إنتاج الكهرباء. فى المملكة العربية السعودية على سبيل المثال تقل كلفة إنتاج الكهرباء بنسبة ست مرات عن السعر العالمى لكن السعودية تدفع قرابة ٨٧ بليون لدعم الوقود. يقدر الدعم بمقارنة التكلفة وإستهلاك النفط بناءا على سعر السوق العالمى وسعر الديزل الخاص بالدولة وفقا لـ EIA 2013.

المغرب تكسب عائدات من استخدام النفط حيث لديها ضريبة بنسبة ٣٠٪ على الزيوت المعدنية (forbes, 2013). فى عام ٢٠١٢ ربحت الدولة قرابة ١,٧ بليون يورو. فى دول إخرى مثل المانيا تزيد كلفة إنتج الكهرباء بشكل ملحوظ عن سعر الأسوا العالمية حيث تفرض على الزيوت المعدنية ضرائب عالية.

	Diesel price	Small Diesel < 50 kW	Utility Diesel > 10 MW	Subsidies/ taxes in bil. €
World Market	0.579	0.13 - 0.17	0.12 - 0.13	
United Arab Emirates	0.48	0.11 - 0.14	0.10 - 0.11	-3.6 (subsidy)
Egypt	0.135	0.04 - 0.05	0.04	-19.5 (subsidy)
Saudi Arabia	0.053	0.02	0.02 - 0.03	-87.4 (subsidy)
Qatar	0.203	0.05 - 0.07	0.05 - 0.06	-4.1 (subsidy)
Morocco	0.72	0.16 - 0.21	0.14 - 0.16	1.7 (tax)
Germany	0.696	0.15 - 0.20	0.14 - 0.16	40 (tax)

Table 11: LCOE of diesel generators in a set of choosen countries

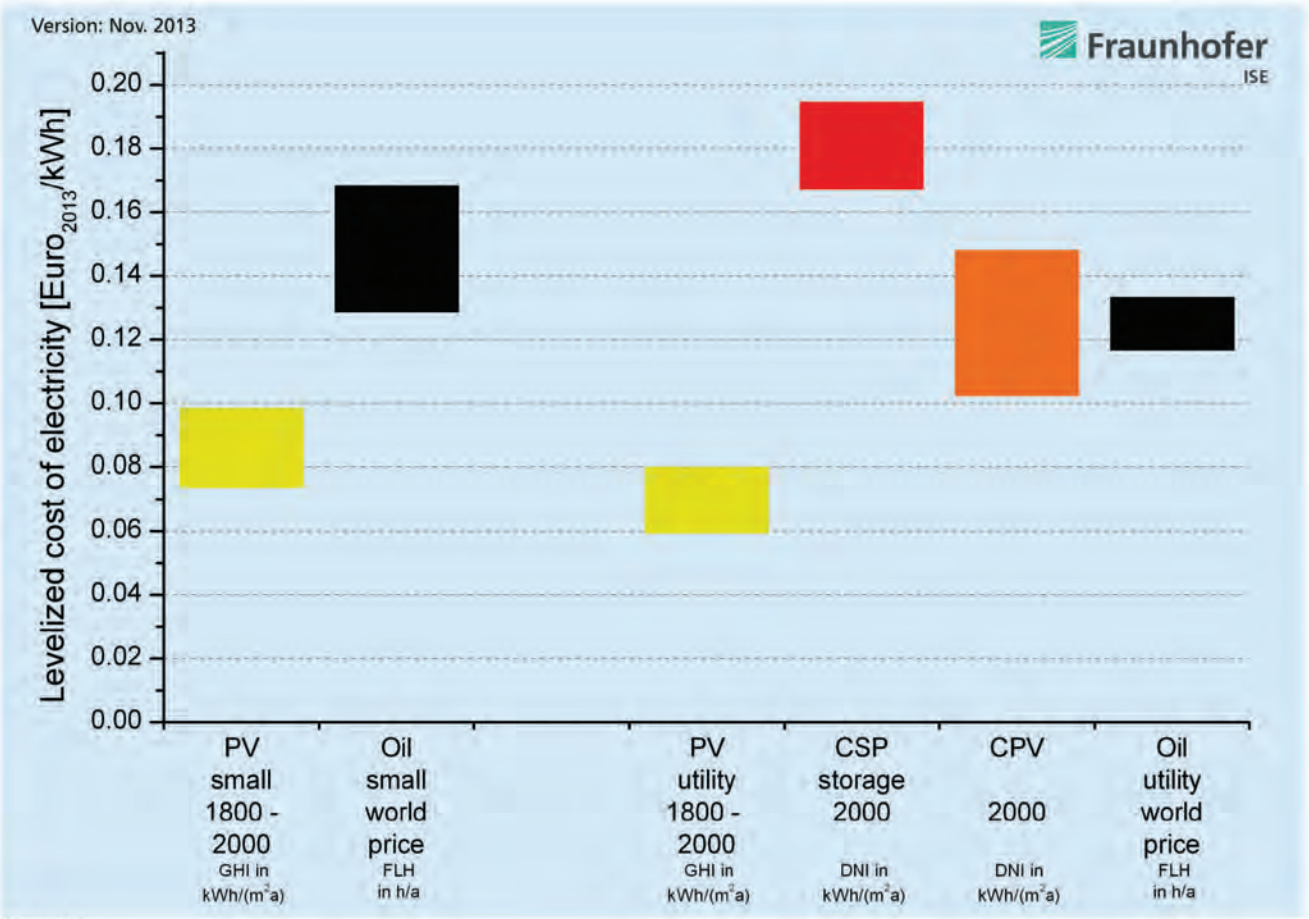

Figure 33:

٩- المراجـــع

Albrecht, J. (2007), The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective, Energy Policy 35 (2007) 2296–2304.

ASUE (2011), Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (2011): BHKW-Kenndaten 2011.

Bhandari, R. and Stadler, I. (2009), Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves, Solar Energy 83 (2009) 1634–1644.

Biogas (2013), Fachverband Biogas e.V., Branchenzahlen 2012 und Prognose der Branchenentwicklung 2013 – Entwicklung des jährlichen Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland, Retrieved 05/2013.

Bloomberg (2013), Bloomberg New Energy Finance, "Solar To Add More Megawatts Than Wind In 2013, For First Time", http://about.bnef.com/press-releases/solar-to-add-more-megawatts-than-wind-in-2013-for-first-time/, Retrieved: 07.11.2013.

BMELV (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Daten und Fakten zur Biomasse – Die Novelle 2012, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Juni 2012.

BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Verfasser: D. Böhme, W. Dürrschmidt, M. van Mark, http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/ee_in_zahlen/doc/2720.php, Retrieved: 07.11.2013.

BMU (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studien im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bearbeiter: J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus (alle DLR), N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert (alle IWES), B. Wenzel (IFNE), 29. März 2012.

BMU (2013), Erneuerbare Energien 2012, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Bearbeiter: P. Bickel, M. Memmler, S. Rother, S. Schneider, K. Merkel, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf, retrieved: 07.11.2013

BMWi (2013), Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Aktualisierung vom 15.07.2013: http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html, Retrieved: 07.11.2013.

BNA. (2013), Bundesnetzagentur, Kraftwersliste der Bundesnetzagentur, abzurufen unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Retrieved: 07.11.2013.

CSP Today (2011), CSP World plant locations, Datenbank zu CSP-Projekten, http://www.trec-uk.org.uk/images/CSPTodayWorldMap2011.pdf, Retrieved: 04.10.13.

DBFZ (2010), Thrän, D., Bunzel, K., Viehmann, C., Büchner, D., Fischer, E., Fischer, E., Gröngröft, A., Hennig, C., Müller-Langer, F., Oehmichen, K., Rönsch, S., Scholwin, F., Bioenergie heute und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte, Sonderheft zum DBFZ Report, Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Dezember 2010.

DBFZ (2012), Witt, J., Thrän, D., Rensberg, N., Hennig, C., Naumann, K., Billig, E., Sauter, P., Daniel-Gromke, J., Krautz, A., Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011, Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) und Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), März 2012.

DWD (2013), Strahlungskarte des Deutschen Wetterdienst: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 – 2010, DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg.

EPIA (2012), Market Report 2011, Januar 2012 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite: http://www.epia.org/publications/epiapublications.html, Retrieved: 04.10.13.

EPIA (2011), Global market outlook for photovoltaics until 2015, Mai 2011 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite: http://www.epia.org/publications/epiapublications/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2015.html, Retrieved: 04.10.13.

EPIA (2013), Global market outlook for photovoltaics 2013-2017, http://www.epia.org/news/publications/, Retrieved: 29.07.2013

EREC (2009), Renewable Energy Scenario to 2040, Half of the Global Energy Supply from Renewables in 2040, Studie des European Renewable Energy Council (EREC), http://www.censolar.es/erec2040.pdf, Retrieved: 04.10.13.

EU PV Technology Platform (2011), A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, Edition 2.

EWEA (2012), Wind in power, 2011 European statistics, Studie der European Wind Energy Association, Verf.: J. Wilkes, J. Moccia, M. Dragan, 2012.

Fraunhofer and Ernst&Young (2011), MENA Assessment: Local Manufacturing of CSP projects in MENA region, report for the World Bank, 2011.

Ferieli, F. (2009), Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis, Energy Policy, Volume 37, Issue 7, July 2009, 2525-2535.

FNR (2010), Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI); Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen, 5., vollständig überarbeitete Auflage, Gülzow, 2010.

Gerdes, G. and Tiedemann, A. (2006), Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms (Final Report).

Greenpeace (2009), Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot, Publikation: http://www.solarpaces.org/Library/docs/concentrating-solar-power-2009.pdf, Retrieved: 04.10.13.

GTM Research (2013), in Vortrag: Fraisopi, F., The CPV Market: An Industry Perspective, Intersolar München, 20.06.2013.
GWEC (2013a), Global Wind Energy Outlook 2012, Studie des Global Wind Energy Council, Verfasser: L. Fried, S. Shukla, S. Sawyer, S. Teske, S. Bryce.

GWEC (2013), Global Wind Statistics 2012, Statistik des Global Wind Energy Council, Verfasser: L. Fried.

Hegge-Goldschmidt, E., Hörchens, U. (2013), Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, Erstentwurf der Übertragungsnetzbetreiber, März 2013, http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_Teil_I.pdf, Retrieved: 04.10.13.

Henning, H.-M., A. Palzer (2013), A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, In Press, Corrected Proof, Available online 2 October 2013.

EIA (2011), International Energy Outlook 2011 - World installed natural gas-fired generation capacity by region and country-Reference cases, Washington, 2011.

IEA (2012), Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation – Foldout, Paris, International Energy Agency, 2012.

International Energy Agency IEA (2010), Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf, Retrieved: 04.10.13.

IHS (2013), Japan Set to Become World's Largest Solar Revenue Market in 2013 as Installations Boom in Q1, http://www.isuppli.com/Photovoltaics/News/Pages/Japan-Set-to-Become-World%E2%80%99s-Largest-Solar-Revenue-Market-in-2013-as-Installations-Boom-in-Q1.aspx, Retrieved: 29.07.2013.

IMS Research (2011), PV Manufacturing Equipment Revenues to More Than Halve in 2012 According to IMS Research, Online Press Release 10. November 2011, http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr_id=2398, Retrieved: 04.10.13.

ISE (2013), Burger, B., "Stromerzeugung durch Solar- und Windenergie im Jahr 2012", http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2012.pdf, Retrieved: 11.11.2013

ISET (2009), Windenergie Report Deutschland 2008, erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Deutscher Windmonitor", gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

ISI (2010), Energietechnologien 2050 - Schwerpunkt für Forschung und Entwicklung, Fraunhofer ISI, Verfasser: Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Möst, D.; Scheufen, M., Karlsruhe, 2010.

IWES (2009), Windenergie Report, Deutschland 2009 – Offshore, Studie erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens »Monitoring der Offshore-Windenergienutzung – Offshore WMWP«.

IWR (2013), Photovoltaik: Warum China jetzt den Binnenmarkt entdeckt, http://www.iwr.de/news.php?id=24180, Retrieved: 29.07.2013

KfW (2013), Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, http://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270%20274, Retrieved: 29.07.2013

Konstantin, P. (2009), Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.

Kost, C., Schlegl, T., Thomsen, J., Nold, S., Mayer, J., (2012), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, Mai 2012, http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf, Retrieved: 04.10.2013.

Kost, C. und Schlegl, T. (2010), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, Dezember 2010, http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1955270.pdf, Retrieved am 04.10.2013.

Krohn, S. (2009), The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association (EWEA).

Neij, L. (2008), Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments, Energy Policy 36 (2008) 2200– 2211.

NEP (2013), Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf, Retrieved: 07.11.2013.

NREL (2013) Concentrating Solar Power Projects, http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=60, Retrieved am 04.10.2013.

Pérez-Higueras, P., Munoz, E., Almonacid, G., Vidal, P.G. (2011), High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 1810–1815.

Prässler, T., Schaechtele, J. (2012), Comparison of the financial attractiveness among prospective offshore wind parks in selected European countries, Energy Policy 45 (2012) 86–101.

Prognos (2013), Entwicklung von Stromproduktionskosten - Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende, Studie im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, Berlin, 10. Oktober 2013.

pvXchange (2012), Großhandelsplattform Photovoltaik, Datenbank, http://www.pvxchange.com/de/index.php/index.html, Retrieved: 07.11.2013.

Reich 2012: Reich, N.H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W., Kiefer, K., Reise, C., Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2012; 20:717–726, DOI: 10.1002/pip.1219.

REN21 (2012), Renewable Global Status Report 2012, http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2012.pdf. Retrieved am 04.10.13.

Sarasin (2011), Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze, Studie der Sarasin Bank.

Scholwin et al. (2011): Scholwin, F., Trommler, M., Rensberg, N., Krautz, A., Henning, C., Zimmer, Y., Gömann, H., Kreins, P., De Witte, T., Ellsiepen, S., Röder, N., Osterburg, B., Reinhold, Y., Vet-Ter, A., Hilse, A., Döhler, H., Roth, U. & Hartmann, S.: Nachhaltige Biogaserzeugung in Deutschland – Bewertung der Wirkungen des EEG – Endbericht, im Auftrag des BMELV (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz), erstellt von Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig, Johann Heinrich von Thünen Institut (vTI) , Braunschweig, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena, Kuratorium für Technik, Bauwesen und Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt, Juni 2011.

Stenull, M., Härdtlein, M., Eltrop, L., Dederer, M., Messner. J. (2011), Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg - Ergebnisse aus einer Umfrage für das Betriebsjahr 2009, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Staatliche Biogasberatung Baden-Württemberg, 2011.

Taumann, M. (2012), Modellierung des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in Deutschland; Masterthesis, angefertigt am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Dezember 2012

Transpower (2009), Stand der Netzanbindung der Offshore- Windparks in der deutschen Nordsee, »offshore talks by windcomm«, Büsum, 11. August 2009, http://www.windcomm.de/Downloads/offshore_talks_by_windcomm/Meyerjuergens_offshore_talks.pdf. Retrieved: 04.10.2013.

Trieb (2009), Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe Potential, Infrastructure and Cost 2009, Report prepared in the frame of the EU project »Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security (REACCESS)« carried out under the 7th Framework Programme (FP7) of the European Commission .

ÜNB. (2013), Netzentwicklungsplan Strom 2013 - zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfasser: 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.

VDE (2012), Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020, Verfasser: Brauer, G., Glaunsinger, W., Bofinger, S., John, M.,

Magin, W., Pyc, I., Schüler, S., Schwing, U., Seydel, P., Steinke, F., VDE-Studie, April 2012.

VDMA (2012), Umsatzerwartung für 2011 trotz Rückgang der Auftragseingänge bestätigt, Pressemeldung VDMA Branche Photovoltaik-Produktionsmittel, 13. Januar 2012, http://www.vdma.org/wps/portal/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_Pl_QuartalsstatistikQ32011_de?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/wps/wcm/connect/vdma/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_Pl_QuartalsstatistikQ32011_de. Retrieved: 04.10.2013.

Viebahn, P., Krohshage, S., Trieb, F. (2008), Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants, Deliverable n° 12.2 – RS Ia, NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability.
Wiesenfarth, M., Helmers, H., Philipps, S.P., Steiner, M., Bett, A.W. (2012), Advanced concepts in concentrating photovoltaics (CPV), Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, Germany, pp. 11-15.

WNISR (2013), Schneider, M., Froggatt, A., World Nuclear Industry Status Report 2013, http://www.worldnuclearreport.org/, Retrieved: 07.11.2013.

Wright, T. P., (1936), Factors Affecting the Cost of Airplanes. Journal of Aeronautical Sciences, Vol. 3 (1936), pp. 122-128.

Zervos, A. and Kjaer, C. (2009), Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 2009 update.

مجال أعمال تحليل نظم الطاقة

تطورت تكنولوجيات الطاقة المتجددة خلال الأعوام الأخيرة تطورًا مذهلاً: انخفضت الأسعار بشكل حاد وزادت فى نفس الوقت السعات التي تم إنشائها بشكل عظيم. على المستوى العالمي لم يقف تطور تكنولوجيات الطاقة المتجددة، خاصة الفوتوفولتية وطاقة الرياح، عند التواجد بشكل مهم فى صناعة الطاقة بل أصبحت بما وصلت إليه من النمو تشارك فى التغيرات الرئيسية فى نظام الطاقة.

ويثير هذا التغير الجديد مجموعة من التساؤلات الهامة أولاها تركز على تكامل وتفاعل تكنولوجيات الطاقة المتجددة مع نظام الطاقة: كيف يمكن تحقيق استخدام تلك التكنولوجيات بشكل اقتصادى فى مختلف المناطق؟ وكيف يمكن دمج تكنولوجيات مختلفة معًا بغرض تحقيق أفضل تغطية لاحتياج الطاقة؟ وكيف سيتطور نظام الطاقة بالكامل؟ وعند أي نقط يجب على الدولة دعم التطور ؟
معهد فرانهوفر (Fraunhofer ISE) يطرح مجموعة متنوعة للإجابات لهذه الأسئلة ويغطي موضعات العمل التالية:

- تقييم فنى اقتصادى لتكنولوجيات الطاقة
- تحليل للسوق ووضع نماذج الأعمال
- تخطيط لاستخدام محطات الطاقة واستراتيجيات التشغيل
- وضع نماذج لسيناريوهات الإمداد بالطاقة
- المبادئ القومية والإقليمية للإمداد بالطاقة

فى معهد فرانهوفر يتم تحليل مختلف تكنولوجيات الطاقة من منظور فني واقتصادى مثل أسس تكلفة الطاقة. وعلى مدى أبعد، يمكن وضع تصميم أمثل لاستخدام تكنولوجيات الطاقة المتجددة لحقول محطات الطاقة أو للدول وذلك بدراسة التفاعل بين المكونات بالإشارة إلى مواصفات محددة.

مجال أعمال تحليل نظم الطاقة يدرس تحويل نظام الطاقة بمساعدة مداخل منهجيات مختلفة جدا:
منها على سبيل المثال يمكن الإشارة إلى نظام متعدد القطاعات يهدف تحديدا لتقليل انبعاثات ثاني أكسيد الكربون وفقًا لأقل تكلفة للاقتصاد القومي. وعلى جانب آخر يمكن الاستفادة من نماذج قرارات الاستثمار للإشارة إلى الكيفية التى سيتطور بها النظام فى إطار ظروف معينة وكيف تتفاعل المكونات فى نظام وظائف الطاقة. ويسمح ذلك لنماذجنا بتقديم قاعدة ثابتة لاتخاذ القرار فى إطار الظروف المستقبلية لأى نظام إمداد بالطاقة.

كما نطرح فى مجال أعمال تحليل نظم الطاقة أحد الأسس الإضافية وهو تطوير نماذج للأعمال والتى تأخذ فى الاعتبار تغير الظروف الحاكمة فى مختلف الأسواق. ونطور خيارات لكيفية استخدام تكنولوجيات الطاقات المتجددة بشكل أكثر فى المستقبل، حتى فى الدول التى لم تنتشر بها بكثافة بعد. وبذلك يعرض معهد فرانهوفر منهجية كاملة للتحليل وكذا دراسات وبحوث عن موضوعات تكنولوجية واقتصادية بما يسمح بالسيطرة على التحديات التى يسببها نظام طاقة متغير.

Fraunhofer
ISE

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE

Person of Contact:
Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost
christoph.kost@ise.fraunhofer.de
Dipl. Phys. oec. Johannes N. Mayer
johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de

Head of Business Area Energy System Analysis:
Dr. Thomas Schlegl

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
Germany
www.ise.fraunhofer.de

Director of Institute:
Prof. Dr. Eicke R. Weber

للاتصـــــال

Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost
christoph.kost@ise.fraunhofer.de
Dipl. Phys. oec. Johannes N. Mayer
johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de

منسق مجال أعمال تحليل نظم الطاقة
Dr. Thomas Schlegl

معهد فراونهوفر لنظم الطاقة الشمسية
Fraunhofer Insitute for Solar Energy Systems ISE
Heidenhofstrasse 2
79110 Freiburg
Germany
www.ise.fraunhofer.de

مدير المعهد
Prof. Dr. Eicke R. Weber