



دانشگاه زنجان

دانشکده ی مهندسی

گروه برق

پایان نامه ی کارشناسی

گرایش قدرت

مباحث اقتصادی سیستم های قدرت و بازار برق

استاد راهنما

دکتر سعید جلیل زاده

نگارش

سید طاهر همتی

87442195

۱ مقدمه ..... ۸

۲) هزینه‌های تولید برق ..... ۸

۲-۱) هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کارکرد ..... ۸

نیروگاه‌های تجدیدپذیر و متعارف

۲-۲) هزینه‌های سراسری تولید ..... ۱۰

۳) بهینه‌سازی اقتصادی در سیستم‌های قدرت ..... ۱۲

۳-۱) تنوع نیروگاه‌ها در یک سیستم قدرت ..... ۱۲

مسائل اقتصادی نیروگاهها ..... ۱۴

هزینه‌های متغیر سالیانه ..... ۱۴

برخی تعاریف ..... ۱۵

بیان هزینه‌های متغیر و ثابت انواع نیروگاهها ..... ۱۶

عوامل موثر در کاهش هزینه‌ی تولید نیروگاه‌ها ..... ۱۷

تابع هزینه با استفاده از تابع لاگراتژ ..... ۱۷

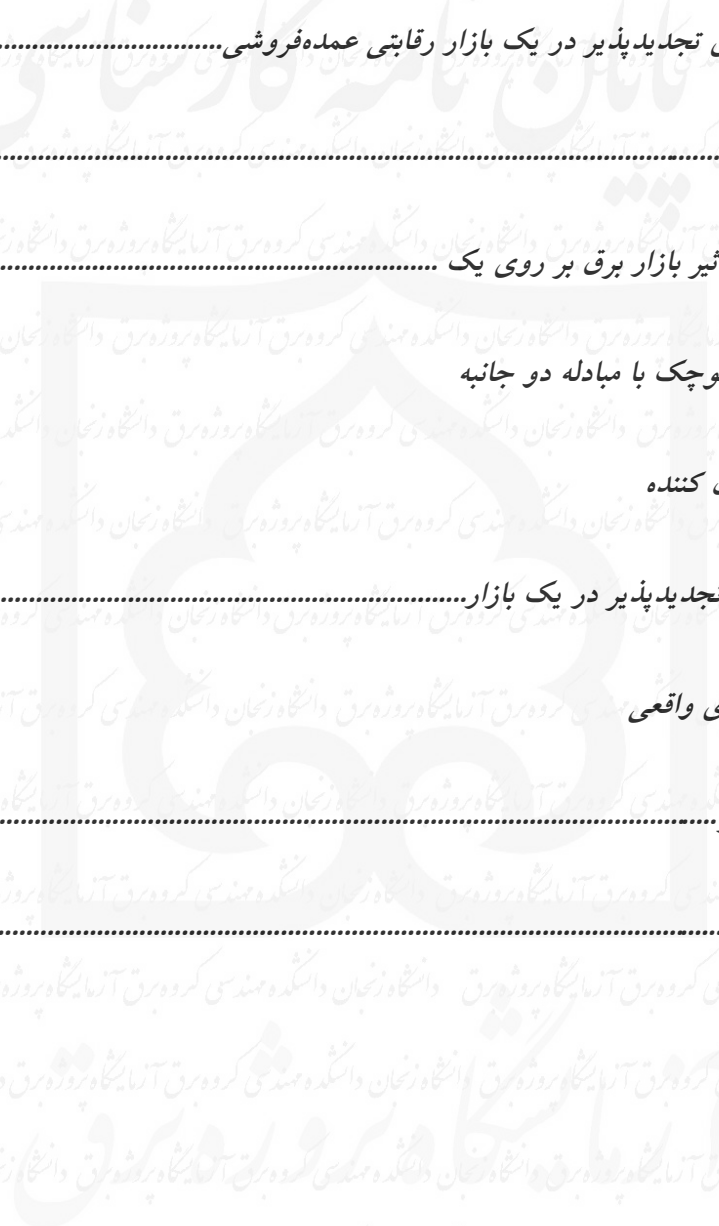
توزیع اقتصادی بار بدون در نظر گرفتن تلفات ..... ۱۸



۴-۵	اعتبار ظرفیت.....	۳۶
۵-۵	خلاصه.....	۳۶
۶	مکانیسم‌های حمایتی برای انرژی‌های تجدیدپذیر.....	۳۶
۱-۶	مقدمه.....	۳۶
۲-۶	قانون حمایت داخلی.....	۳۷
۳-۶	سیستم سهمیه‌بندی.....	۳۸
	تعهد به استفاده از منابع تجدیدپذیر.....	۳۸
۴-۶	مالیات کربن.....	۳۸
	وضع مالیات بابت تغییر آب و هوا.....	۳۸
	اصلاحیه ی ecotax.....	۳۹
	تخفیف مالیاتی.....	۳۹
۷	تجارت برق.....	۳۹
۱-۷	مقدمه.....	۳۹
۲-۷	صنعت تأمین برق بریتانیا.....	۴۰
	کمسیون مرکزی تولید برق با مالکیت دولتی.....	۴۰



.....	۵۱
.....	۵۱
.....	۵۱
.....	۵۲
.....	۵۲
.....	۵۳
.....	۵۳
.....	۵۵
.....	۵۵
.....	۵۶





## ۱) مقدمه

در این پایان نامه به مرور مباحث اقتصادی تولید برق از انرژی‌های تجدیدپذیر و همچنین بازار برق، مکانیسمی رو به گسترش که تعیین می‌کند کدام تولید در چه زمانی مورد استفاده قرار گیرد، می‌پردازد. در ابتدا مقایسه‌ای بین هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کارکرد انواع تجدیدپذیر و متعارف تولید صورت می‌گیرد. سپس به این موضوع پرداخته می‌شود که چنانچه هزینه‌های خارجی همراه با هزینه‌ها فایده‌های تولید تعبیه شده با منبع تجدیدپذیر در مقیاس کوچک مد نظر قرار گیرد، پارامترهای اقتصادی چگونه تغییر خواهند کرد.

پس از آن این موضوع مورد بررسی قرار می‌گیرد که برق تولید شده از انرژی تجدیدپذیر چگونه به لحاظ اقتصادی در داخل یک سیستم برق که در آن توزیع توان یک نیروگاه جهت تأمین تقاضای در حال تغییر برق انجام می‌گیرد، تطبیق داده می‌شود. در ادامه به مرور وضعیت بریتانیا پرداخته می‌شود تا نشان داده شود که چطور برق حاصل از انرژی تجدیدپذیر در داخل سیستمی که از یک حالت تملک تام و تحت کنترل به شکل یک بازار خصوصی با تجارت و رقابت آزاد در می‌آید، گنجانده می‌شود.

سرانجام به اختصار، مکانیسم‌های حمایتی که در سرتاسر جهان به منظور تشویق رشد تولید از طریق انرژی تجدیدپذیر مورد استفاده قرار می‌گیرد مرور می‌شود.

## ۲) هزینه‌های تولید برق

### ۱-۲) هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کارکرد نیروگاه‌های تجدیدپذیر و متعارف

به منظور ارزیابی جوانب اقتصادی تولید برق از انرژی‌های تجدیدپذیر، لازم است تا در آغاز هزینه‌های احداث و بهره‌برداری چنین نیروگاه‌هایی را با

نیروگاه‌های متعارف مقایسه نمود. هزینه‌های نصب و سطوح عملکردی نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر در کل جهان به طور وسیعی مشابه است، اگر چه رقم شاخصی وجود ندارد که بتواند مقدار دقیق هزینه‌ها و میزان کارایی هر نوع فناوری را تعیین کند. برای مثال در مورد انرژی بادی و خورشیدی، بازدهی انرژی (kWh) به ازای هر (kW) نیروگاه‌ها به طور قابل توجهی با مقدار منبع تغییر می‌کند. به عنوان مثال مستحذات خورشیدی نزدیک به استوا به طور کلی پر بازده‌تر از انواع موجود در، فرساً، سوئد یا نیوزیلند می‌باشد. در این باره تغییرات انرژی باد شدیدتر است؛ بادخیزترین مناطق در این خصوص عبارتند از: نیوزیلند، جزایر بریتانی و قطب جنوب، حال آنکه متوسط سرعت باد در مناطق استوایی بسیار کم است.

جدول (1) پارامترهای کلیدی مرتبط با نیروگاه‌های استفاده کننده از فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر و همچنین متعارف را خلاصه می‌کند تا امکان مقایسه

فراهم شود. این جدول همچنین حاوی نکاتی درباره نحوه تغییر این پارامترها است. هزینه سوخت برای تمامی انواع انرژی تجدیدپذیر صفر است اما برای سوخت‌های گیاهی که مثبت است و همینطور فناوری‌های زیباله‌سوزی که در صورت اجتناب از هزینه‌های دفن زیباله در زمین می‌تواند منفی باشد، چنین نیست. باید تأکید کرد که هزینه‌های اشاره شده با هدف دستیابی به دیدی از بازه امکان‌پذیر مقادیر، ارائه شده و دقیق نیست و نباید به همه کاربردها اعمال گردد.

جدول (1): هزینه‌های شاخص و اطلاعات مربوط به کارایی انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر و متعارف. (از D. Milborrow)

فناوری	هزینه (€/kW)	سرمایه‌گذاری	هزینه تعمیر و بهره‌برداری (€)	ضریب ظرفیت (%)	هزینه سوخت (cents/kWh)



-	20 -50a	0/9 - 1/5	1000 - 1500	باد ساحلی
-	30 - 40a	1/5 - 3	1500 - 2000	باد غیر ساحلی
0/5 - 1/5	70 - 85c	0/9 - 1/5	1500 - 2700b	زیست توده (سوخت های گیاهی)
-	70 - 90	1/3 - 2/7	450 - 1300	گاز مدفون
e	70 - 85	4/5 - 7/5d	2300 - 6000	زباله های شهری
	75 - 85	0/75 - 2/3	1500 - 3000	زمین گرمایی
	8 - 15	0/15 - 0/8	5000 - 7000	پیل نوری
2/3 - 3f	85	0/3 - 0/8	450 - 700	گاز (CCGT)
1/5 - 2/3	75 - 80	0/8 - 1/5	1000 - 1100	زغالسنگ
0/6 - 1/1	85 - 90	0/5 - 1/2	1700 - 2300	هسته ای

**a:** به سرعت باد بستگی دارد.

**b:** نیروگاه گران راندمان بیشتری دارد.

**c:** تولید پس از 15 سال افت می کند.

**d:** به ترکیب زباله بستگی دارد.

**e:** هزینه منفی است (9 - 4/5 €cents/kWh) اما عرضه ماندگار لازم است.

**f:** قیمت های گاز نسبتاً ناپایدارند.

جدول (1) سه مؤلفه از هزینه های تولید برق را نشان می دهد:

1. هزینه سرمایه گذاری شامل هزینه نیروگاه؛ تملک زمین (مگر آنکه اجاره بهایی پرداخت گردد که در این حالت نوعی هزینه کارکرد خواهد بود)؛ اتصال به شبکه،

اگر چه در بعضی دولت های اروپایی، شرکت های برق بایستی متحمل این هزینه گردد؛ و هزینه های اولیه تأمین بودجه (که در مقابل هزینه های بازپرداخت

است). در بخش بعدی روشی که با آن، هزینه های سرمایه گذاری به مؤلفه ای از هزینه تولید تعبیر می شوند توضیح داده خواهد شد.

2. هزینه های بهره برداری و تعمیرات (O&M) شامل بیمه، اجاره بها، و نرخ هایی که به اختیار مقرر محلی تنظیم می شود، همچنین هزینه های نیروی انسانی و

مواد استفاده شده جهت بهره برداری و تعمیرات.

3. هزینه های سوخت.

## 1. Operating and Maintenance

## ۲-۲) هزینه‌های سراسری تولید

هزینه‌های سرمایه‌گذاری راهنمای مطمئنی جهت رقابت نیستند. برای مثال، هزینه‌های سرمایه‌گذاری پایین نیروگاه‌های سیکل ترکیبی دارای توربین گازی،

منجر به کاهش هزینه‌های تولید برق نخواهد شد مگر آنکه هزینه سوخت نیز کم باشد. به طور مشابه، اگر چه نیروگاه زمین‌گرمایی هزینه سرمایه‌گذاری بالایی دارد، اما ضریب بار آن نیز زیاد بوده و لذا ممکن است هزینه‌های تولید آن مشابه نیروگاه‌های گازی یا بادی باشد.

عوامل سازمانی ملی تأثیر کلانی بر روی ضوابط سرمایه‌گذاری جهت استقرار وجه و انتظارات سرمایه‌گذاران برای بازگشت سرمایه‌ای که بر روی پروژه

صرف نموده‌اند دارد. در برخی جاها همه سرمایه‌گذاری از سوی صنایع دولتی یا ملی شده تأمین شده و لذا سرمایه صرف شده [از سوی بخش خصوصی] صفر است.

با این حال، صرف‌نظر از منابع مالی، می‌توان یک هزینه سرمایه‌گذاری استنتاج نمود که حاکی از نرخ بهره قابل اعمال به کل هزینه پروژه جهت تعیین هزینه‌های تولید می‌باشد. عناوین دیگر برای این پارامتر نرخ تنزیل آزمایشی و نرخ بهره پروژه می‌باشد. قبل از خصوصی‌سازی صنعت برق در بریتانیا نرخ تنزیل آزمایشی توسط

خزانه‌داری تنظیم می‌شد که در سال 1990 معادل 8% بود. امروزه در دانمارک، شرکت‌های برق تقریباً به صورت ثابتی از نرخ‌های تنزیل آزمایشی بخش عمومی

استفاده می‌کنند که نوعاً در حدود 5%-6% است. در بریتانیا و ایالات متحده؛ قواعد ثابتی وجود ندارد و توسعه‌دهندگان پروژه از معیاری بهره می‌گیرند که قویاً از

سرمایه‌گذار تأثیر می‌پذیرد. در عمل، نرخ کلی بهره به سهم نسبی بدهی و سرمایه و نرخ‌های بهره مناسب بستگی دارد. یک میانگین وزنی، که برای کل یک پروژه

مناسب باشد، متمایل به حدود 11% است، گر چه مقادیر بالاتر و پایین‌تری نیز یافت می‌شود.

پارامتر دیگری که شدیداً هزینه‌های تولید را تحت تأثیر قرار می‌دهد، دوره بازپرداخت سرمایه می‌باشد. هر چه این دوره طولانی‌تر شود، مقدار پرداختی

سالانه جهت پوشش دادن بهره و استهلاک، بیشتر کاهش یافته و بنابراین هزینه تولید کمتر می‌شود. در دانمارک، این دوره غالباً متناسب با طول عمر پیش‌بینی شده

پروژه می‌باشد که معمولاً 20 تا 25 سال است. در بخش خصوصی نیز دوره‌های استهلاک متغیر است، اما عموماً در بازه 10 تا 15 سال می‌باشد.

نرخ بدهی سالانه کسری از مقدار سرمایه قابل پرداخت در هر سال است که بازپرداخت‌های سرمایه‌گذاری اصلی را به اضافه بهره پوشش می‌دهد که هم به

نرخ بهره و هم دوره بازپرداخت بستگی دارد. مقادیر نوعی در جدول (2) نشان داده شده است. پس از این که هزینه سالانه تعیین شد، هزینه تولید متناظر به سادگی

برابر خواهد شد با هزینه سالانه تقسیم بر تولید سالانه انرژی.

جدول (2) نشان می‌دهد که ضوابط سرمایه‌گذاری می‌تواند تأثیر بسیار مهمی بر روی مؤلفه هزینه سرمایه‌گذاری در هزینه‌های تولید برق داشته باشد.

سخت‌گیرانه‌ترین معیار با بیشترین نرخ بهره یعنی 12% بدان معناست که بدهی‌های سالیانه دو برابر حالت آسانترین معیار با کمترین نرخ بهره که 5% است، خواهد

شد. چنانچه مؤلفه هزینه سرمایه‌گذاری بخش کوچکی از کل هزینه تولید را تشکیل دهد، مثلاً در حالت تولید با سوخت گاز، تغییرات در ضوابط سرمایه‌گذاری تأثیر

بسیار اندکی بر روی هزینه‌های تولید خواهد گذاشت. در مورد فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر نظیر باد، موج، پیل نوری و جزر و مد که در آنها هزینه‌ها

سرمایه‌گذاری بیشترین سهم را از هزینه تولید دارد اثر مزبور به مراتب بیشتر خواهد شد.

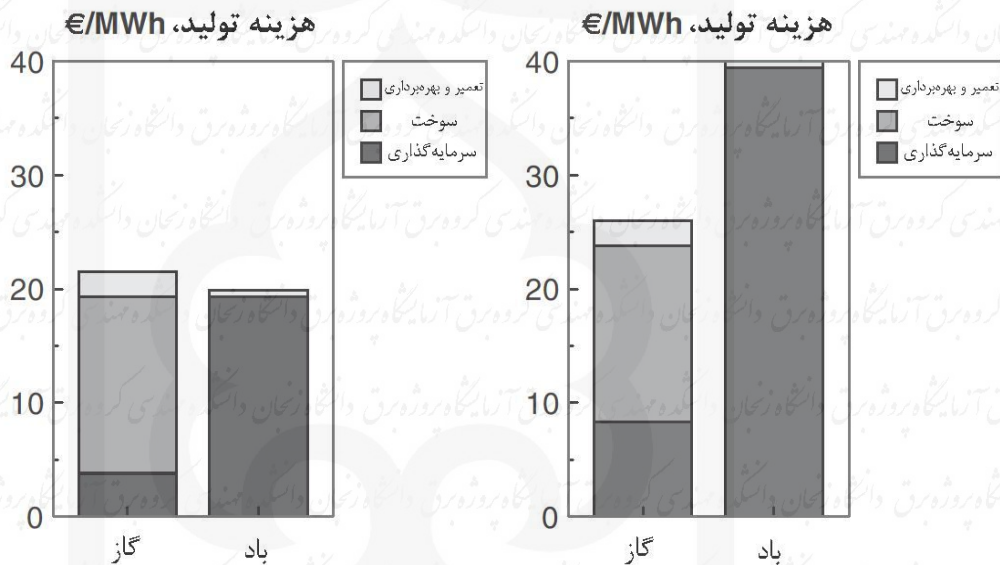
جدول (2) نرخ‌های بدهی سالانه نمونه (از D. Milborrow)

نرخ تورم (%)	دوره بازپرداخت (سال)	نرخ بدهی سالانه	توضیحات
5	20	0/0802	استفاده شده در دانمارک

آمار «صنعت ملی شده» سابق در بریتانیا	0/1019	20	8
معیار محتمل کنونی در بریتانیا	0/1315	15	10
اعمال به سرمایه‌گذاری در صورت دارا بودن ریسک بالا	0/1614	12	12

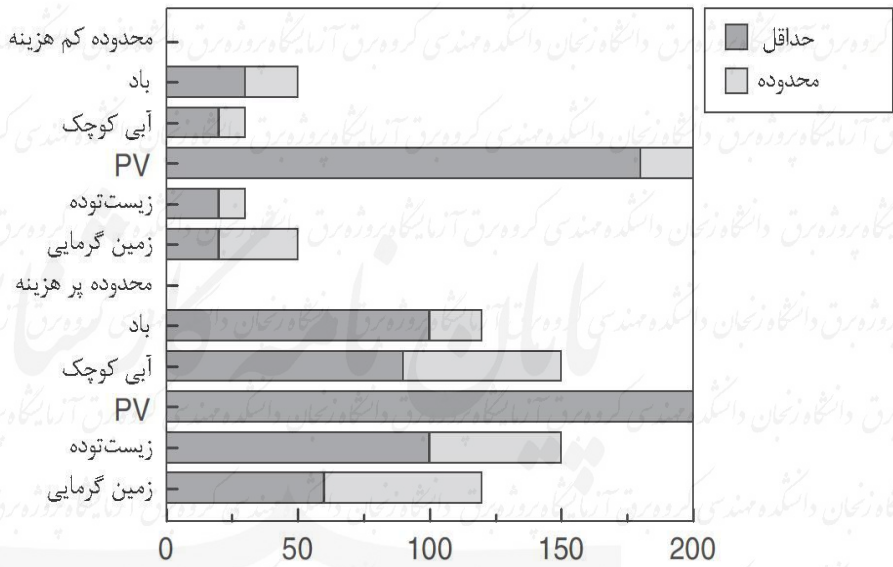
شکل (1) با مقایسه هزینه‌های تولید برای گاز و باد که نخست با معیار سرمایه‌گذاری در ردیف بالای جدول (2) و دوم با معیار موجود در ردیف پایین صورت می‌گیرد، این نکته را نشان می‌دهد. نتایج به وضوح گویای تأثیر حرکت از سرمایه‌گذاری در بخش عمومی به بخش خصوصی می‌باشد. قیمت‌ها بالا رفته، اما تأثیر بر روی یک منبع تولیدی سرمایه‌بر، همانند باد، بسیار واضح‌تر دارد. اطلاعات مربوط به هزینه‌های نصب و سطوح میزان کارایی از آژانس انرژی دانمارک [1] اخذ شده است.

در شکل (1) تنها گاز و باد با هم مقایسه شده‌اند در حالی‌که داده‌های IEA [2] که در شکل (2) نشان داده شده، گستره وسیع‌تری از فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر را تحت پوشش قرار می‌دهد. مجدداً تأکید می‌شود که پایداری نسبی منابع مختلف بستگی زیادی به معیار سرمایه‌گذاری دارد.



شکل (1): هزینه‌های تولید به صورت تابعی از مؤلفه‌های مالی و سرمایه‌گذاری

### هزینه تولید، US\$/MWh



منبع: IEA

شکل (2): اطلاعات هزینه تخمینی IEA راجع به فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر با هزینه‌های سرمایه‌گذاری کم و زیاد. (از D. Milborrow)

داده‌های IEA، انرژی موج را که هم اکنون راجع به آن تحقیقات رو به رشدی در بریتانیا و سایر نقاط در حال انجام است، در بر نمی‌گیرد اما هزینه‌های

بازرگانی به طرز اجتناب‌ناپذیری بسیار نامعلوم است. پیشنهاد اتحادیه انرژی موج آن است که هدف‌گذاری کوتاه مدت هزینه تولید در حدود 80 \$/MWh

(60 €/MWh) باشد.

### (۳) بهینه‌سازی اقتصادی در سیستم‌های قدرت

#### (۱-۳) تنوع نیروگاه‌ها در یک سیستم قدرت

سیستم‌های قدرت به طور کلی توسط نیروگاه‌های متنوعی که از سوخت‌های گوناگونی استفاده می‌کنند تغذیه می‌شوند. هر نیروگاه مشخصات مخصوص

خود را داشته و مناسب کار خاصی در سیستم می‌باشد.

شکل (3) نشان می‌دهد که تقاضای ساعتی در کل روز می‌تواند توسط نیروگاه‌های تولیدی متنوعی در یک سیستم قدرت نمونه تأمین شود. نخست تولید

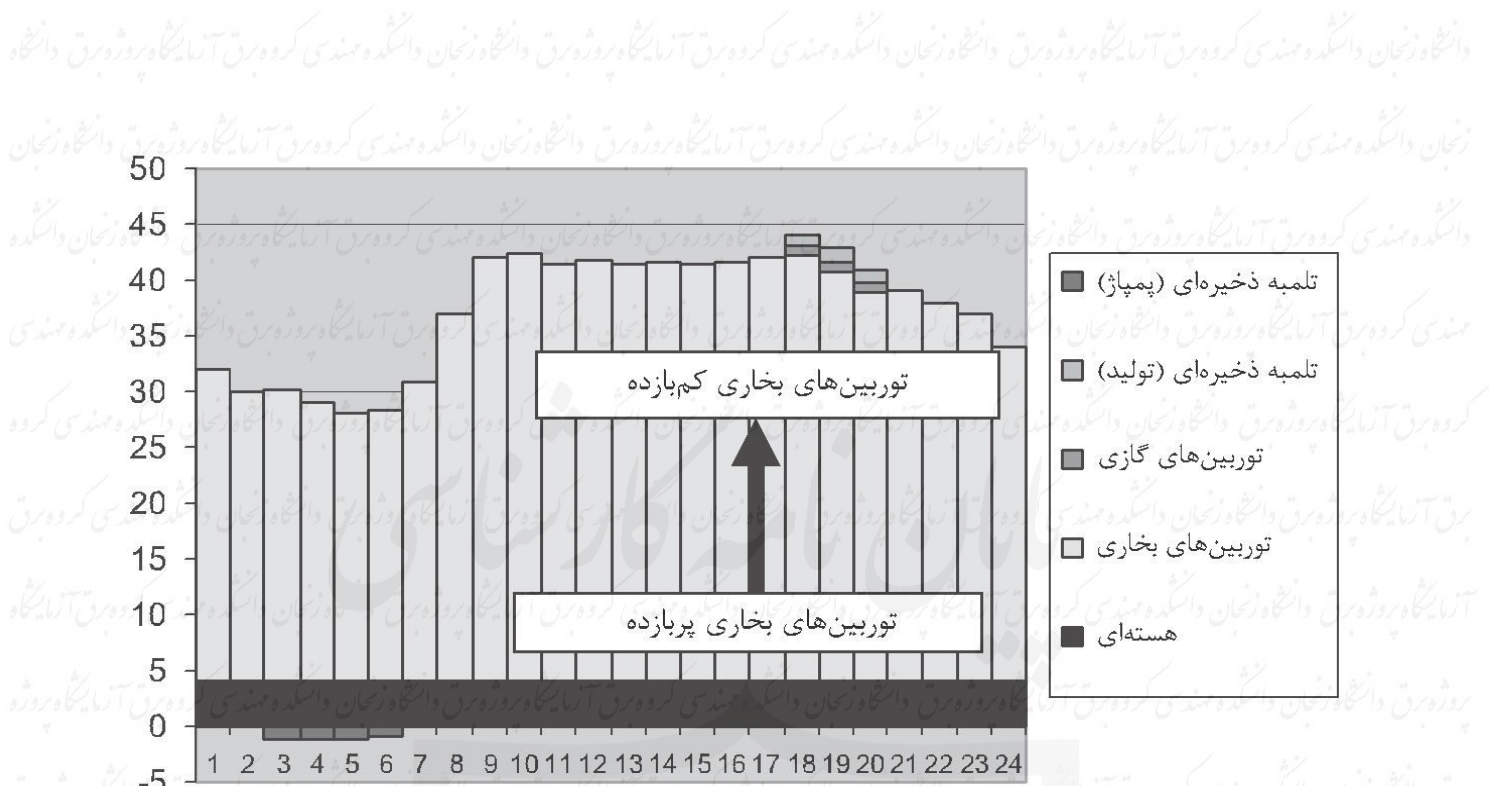
هسته‌ای، که نسبتاً انعطاف‌پذیر است، برای این منظور تخصیص می‌یابد. مخازن تلمبه ذخیره‌ای، با استفاده از برق ارزان در طول شب پر می‌شوند. نیروگاه‌های پر

بازده‌تر گازی و زغالسنگ در اولویت بعدی جای می‌گیرند و نهایتاً توربین‌های گازی واکنش سریع و تلمبه ذخیره آبی جهت تأمین تقاضا در خلال زمان‌های پیک مورد

استفاده قرار می‌گیرند. در بخش بعدی، نحوه انجام «پخش بار بهینه اقتصادی» توضیح داده می‌شود.

جدول (3) مشخصات بهره‌برداری تولید سستی

نوع نیروگاه	مشخصات فیزیکی	مشخصات اقتصادی	نقش در سیستم
هسته‌ای	انعطاف‌ناپذیر؛ بهترین عملکرد در بار ماندگار	هزینه‌های سرمایه‌گذاری بسیار بالا؛ هزینه کارکرد بسیار پایین	بار پایه ماندگار؛ ضریب ظرفیت 75%
گازی CCGT	می‌تواند انعطاف‌پذیر باشد، اما با پاسخ ردیابی بار ضعیف	هزینه‌های سرمایه‌گذاری پایین، هزینه‌های کارکرد پایین؛ قراردادهای تأمین سوخت کارکرد در پرباری را تحمیل می‌کنند	بار پایه ماندگار؛ ضریب ظرفیت 80%
زغالسنگ	انعطاف‌پذیر با پاسخ ردیابی بار خوب	هزینه‌های سرمایه‌گذاری متوسط، هزینه‌های کارکرد متوسط - بالا.	ردیابی تقاضا، واحد جهت تأمین ذخیره در بخشی از ظرفیت خود بارگذاری می‌شوند؛ ضریب ظرفیت از 20% تا 70%
آبی تلمبه ذخیره‌ای	فوق‌العاده انعطاف‌پذیر	هزینه‌های سرمایه‌گذاری بالا، هزینه‌های نهایی بالا	پاسخ سریع که برای «پیک‌سای» استفاده می‌شود
آبی دارای مخزن	انعطاف‌پذیر	هزینه‌های سرمایه‌گذاری بالا، هزینه‌های کارکرد پایین	بار پایه و در صورت لزوم ردیابی تقاضا
توربین گازی سیکل باز	انعطاف‌پذیر	هزینه‌های سرمایه‌گذاری بسیار پایین، هزینه‌های کارکرد بسیار بالا	«پیک‌سای»؛ ضریب ظرفیت >> 5%



شکل (3): نمونه‌ای از برنامه‌ریزی نیروگاه‌ها جهت تأمین بار

#### مسائل اقتصادی نیروگاهها

هزینه های ثابت سالیانه: هزینه هایی که تقریباً هیچ ارتباطی به تولید نیروگاه ندارند.

الف) هزینه های ثابت سالیانه شامل خرید زمین و تجهیزات هزینه ی نصب و راه اندازی میباشد این هزینه بندرت در اثر تولید از مصرف کنندگان دریافت میشود.

ب) هزینه های سالیانه ی بیمه مالیات و بهره ی نیروگاه چون این هزینه ها به طور سالیانه محاسبه میشود جز هزینه های ثابت شده اند.

پ) هزینه ی استهلاک ساختمان و ماشین آلات در طول عمر نیروگاه بعضی تجهیزات نیاز به تعمیر و تعویض دارند و چون به تولید بستگی ندارند جز هزینه های ثابتند.

د) هزینه ی نگه داری و مدیریتی این هزینه ها حتی در صورت عدم تولید نیروگاه باز وجود دارند.

رابطه ی هزینه ثابت سالیانه:

در صورتی که قیمت تمام شده ی نیروگاه به ازای هر کیلو وات پس از تاسیس به **a** دلار باشد، و تجهیزات با تولید **pe** باشند آنگاه کل هزینه به **a.pe** خواهد شد اما با توجه به

استهلاک و در یک ضریب هزینه ی ثابت سالیانه **FCR** ضرب میشود که ضریب همواره کوچکتر از 1 است

$$Kafc = pe.a.FCR \text{ (هزینه ی ثابت سالیانه)}$$

هزینه های متغیر سالیانه



دادن قیمت‌ها و حجم‌ها اقدام نمایند. قراردادهای دو جانبه بایستی به اطلاع بهره‌بردار سیستم رسانده شده و هرگونه انحرافی در قیمت‌های کشف شده در **NZEM**

تسویه می‌شود. شایان ذکر است بخش اعظم شرکت‌کنندگان از طریق **NZEM** به داد و ستد می‌پردازند.

آرژانتین

مصرف‌کنندگان بزرگ و تولیدکنندگان، گزینه شرکت در یک بازار لحظه‌ای را در اختیار دارند. بعلاوه، آنها می‌توانند وارد قراردادهای دو جانبه شوند. عرضه‌کنندگان برق به مصرف‌کنندگان کوچکتر، برق را یا با قیمت‌های تنظیم شده فصلی می‌خرند یا مستقیماً از تولیدکنندگان که تحت قراردادهای دو جانبه صورت می‌پذیرد. قیمت‌های فصلی هر شش ماه بر اساس قیمت‌های لحظه‌ای توسط دولت تنظیم می‌شوند. چنانچه تغییرات قابل توجهی در توازن عرضه/ تقاضا وجود داشته باشد قیمت‌ها تا یک ساعت مانده، قابل اصلاح هستند. تولیدکنندگان هر شش ماه بر اساس هزینه‌های سوخت خود و با توجه به محدودیت‌های سقف قیمت پیشنهاد می‌دهند. بهره‌بردار بازار (**CAMMESA**) هزینه‌های نهایی تولید را به کمک الگوریتم‌های از پیش تعریف شده و قیمت‌های پیشنهادی سوخت/ آب محاسبه می‌کند.

کالیفرنیا

در کالیفرنیا جهت تنظیم قیمت‌های واقعی برای روز بعد، یک صرافی برق اختیاری (**PX**) مورد استفاده قرار می‌گیرد. تولیدکنندگان و عرضه‌کنندگان پیشنهادت خرید و فروش را بر اساس یک مزایده تکرار شونده ثبت می‌نمایند که در آن شرکت‌کنندگان می‌توانند پیشنهادت خرید و فروش را تا پنج بار اصلاح نمایند. پس از هر تکرار **PX** قیمت‌های شاخص را منتشر می‌سازد که خواه ناخواه پیشنهادهای شرکت‌کنندگان مورد پذیرش قرار می‌گیرد **PX** برنامه نهایی روز بعد را تسلیم بهره‌بردار مستقل سیستم (**ISO25**) می‌نماید. به طور همزمان، شرکت‌کنندگانی که در **PX** شرکت نکرده باشند، چه به خاطر ورود به قراردادهای دو جانبه و چه به علت داد و ستد در صرافی‌های مختلف برق، وضعیت خود را از طریق هماهنگ‌کننده‌های برنامه‌ریزی (**SC26**)ها) تسلیم **ISO** می‌کنند. برنامه‌های اصلاح شده تا یک ساعت پیش از موعد قابل ارائه هستند. کار متعادل‌سازی توسط **ISO** و از طریق یک بازار متعادل‌کننده مبتنی بر پیشنهادهای تنظیمی ساعت قبل انجام می‌شود. سپس جهت تسویه نامتعادلی‌های شرکت‌کنندگان، یک قیمت متعادل کننده واقعی مقرر می‌شود.

مقررات‌زادی بازارهای برق در اروپا

در بین کشورهای عضو اتحادیه اروپا، در ابتدا نروژ، سوئد، فنلاند و بریتانیا جهت تشویق به رقابت و [دستیابی به] قیمت‌های پایین‌تر اقدام به آزادسازی بازارهای برق خود کردند. در سال 1996، کمیسیون اروپایی به تدریج دستورالعملی را برای سایر کشورهای اتحادیه اروپا معرفی نمود تا نسبت به آزادسازی بازارهای برق خود اقدام نمایند. در نتیجه، سایر کشورهای اتحادیه اروپا نیز شروع به اجرای برنامه آزادسازی نمودند، گر چه بعضی از آنها در این باره نسبت به سایرین پیشرفته‌ترند.

## 25. Independent System Operator

## 26. Scheduling Coordinators



دو کشور از اعضای اتحادیه اروپا در حال تطبیق به اصطلاح مدل تک خریدار (SBM27) می‌باشند. در مکانیسم این بازار، همه تولیدکنندگان، برق خود را

به یک خریدار تنها (SB) می‌فروشند. همچنین SB تنها مرجع مجاز فروش برق به مصرف‌کنندگان می‌باشد. تولیدکنندگان نیز متعادل به عقد معاهدات خرید برق

(PPA28) (های بلندمدت با SB هستند. این مکانیسم مورد توجه کشورهای فرانسه و یونان قرار گرفته است. سایر کشورهای اتحادیه اروپا در حال معرفی

سیستم‌های بازاری با ترکیبی از ائتلاف‌های برق، صرافان برق، داد و ستد دو جانبه و بازارهای متعادل هستند.

## ۲-۷) ارزش انرژی تجدیدپذیر در یک بازار رقابتی عمده‌فروشی

مقدمه

این بخش به ارزش‌گذاری تولید حاصل از انرژی تجدیدپذیر هنگام رقابت با سایر انواع تولید در یک بازار برق می‌پردازد. بخش زیر به مقوله «ارزش سبز»

برق مربوط می‌شود. از منظر داد و ستد در یک بازار برق، دو تفاوت اساسی بین تولید حاصل از انرژی تجدیدپذیر و تولید «متعارف» وجود دارد. این دو عبارتند از:

- اندازه نسبتاً کوچک واحدهای تولید برق از انرژی تجدیدپذیر؛

- تغییرپذیری یا فقدان کنترل‌پذیری برای اکثر واحدهای تولید برق از انرژی تجدیدپذیر.

مورد اول نشان می‌دهد که چنین تولیدکنندگانی نفوذ کمتری در یک بازار برق دارند. واقعیت آن است که عرضه‌کنندگان برق جهت دستیابی به یک سود معقول، مصرف‌کنندگان نسبتاً زیادی داشته و ممکن است تقاضای آنها به هزاران مگاوات برسد. تولیدکنندگان برق از انرژی تجدیدپذیر ممکن است فقط ده‌ها مگاوات

تولید کنند (گرچه مقدار تولید برخی از مزارع بادی غیر ساحلی معرفی شده ممکن است بیش از این باشد). برای مثال بسیاری از صرافان برق، پیشنهادات خرید و

فروش کمتر از 1MW را نمی‌پذیرند و حتی اگر یک تولیدکننده برق از انرژی تجدیدپذیر قادر به انجام مبادلاتی در بلوک‌های 1MW باشد، احتمالاً این بازار نسبتاً غیر نقدی است، یعنی بلوک‌های مورد مبادله در این اندازه به آسانی در بازار به فروش نمی‌رسند. چنین نقیصه‌ای، ارزش برق تولید شده از منابع تجدیدپذیر را محدود

خواهد کرد.

مورد دوم به طور خاص در بازاری که قیمت‌های پیش‌بینی شده را مقرر نموده و دارای بازار متعادل کننده برای **top-up** و **spill** می‌باشد حائز اهمیت است. تولید از طریق نیروی باد، تغییرپذیر است، در واقع متکی بر تغییرات باد است که تا اندازه‌ای قابل پیش‌بینی است اما هر چه زمان طولانی‌تر را مد نظر قرار

می‌دهیم دقت آن رو به کاهش می‌گذارد. تولید آبی در صورت عدم وجود مخزن، وابسته به دبی رودخانه است که به نوبه خود متأثر از میزان بارندگی است. ذخیره

مخزن به کم کردن نوسانات کمک خواهد کرد اما یک خشکسالی طولانی مدت سبب قطع شدن تولید خروجی خواهد شد. تولید از طریق زیست‌توده اگرچه کنترل‌پذیر است اما به مواد اولیه زیست‌توده بستگی دارد که این وابستگی ممکن است به صورت فصلی باشد. برق حاصل از پیل نوری در یک اقلیم گرم با ابر ناچیز

به طور معقولی قابل پیش‌بینی است اما جابه‌جایی ابرها می‌تواند نوسانات قابل توجهی در خروجی ایجاد نماید. تولید از طریق نیروی موج وابسته به بادی است که

امواج را تولید می‌نماید. با توجه به اینکه امواج، انرژی دریافت شده از باد را «تجمیع» می‌کنند تغییرات انرژی در آنها هموارتر از باد است. نیروی جزر و مد متکی بر

## 27. Single-Buyer Model

## 28. Power Purchase Agreements

فازهای نسبی ماه و خورشید بوده و همینطور تغییرات روزانه بسیاری دارد اما به طور معقولی قابل پیش‌بینی است. تغییرات سرعت/جهت باد و فشار می‌تواند بازه پیش‌بینی شده جزر و مد را اصلاح نماید. خلاصه فوق تأکید می‌نماید که همه منابع انرژی تجدیدپذیر دارای مواردی مرتبط با تغییرپذیری با درجات متغیر و مقیاس‌های زمانی متفاوت می‌باشند. قابلیت پیش‌بینی تغییرات نیز از یک منبع تجدیدپذیر تولید برق به منبعی دیگر متغیر است. اگر یک تولیدکننده برق از انرژی تجدیدپذیر متناوب برای یک مقدار انرژی مشخص، با شریک دیگری، مثلاً یک عرضه‌کننده، قرارداد دو جانبه منعقد نماید بروز هرگونه اختلاف بین آنچه که تولیدکننده برای تحویل قرارداد بسته و آنچه که تولیدکننده واقعاً تحویل نموده در قیمت‌های **top-up** و **spill** حاصل شده از یک بازار متعادل‌کننده تسویه خواهد شد. این قیمت‌ها به طور کلی در مقایسه با قیمت‌های متوسط دو جانبه نامطلوب هستند. در این نوع بازار، آن دسته از تولیدکنندگان برق از منابع تجدیدپذیر که نتوانند خروجی خود را به طور دقیق پیش‌بینی نمایند بی‌بهره خواهند بود.

**بررسی موردی:** تأثیر بازار برق بر روی یک تولیدکننده آبی کوچک با مبادله دو جانبه و یک بازار متعادل‌کننده

یک تولیدکننده آبی کوچک مایل است تا برق خروجی خود را در یک بازار برق ساعتی بفروشد که در آن شرکت‌کنندگان قادرند تا به صورت دو جانبه داد و ستد نموده و نامتعادلی‌ها را در یک بازار متعادل‌کننده در قیمت‌های نامتقارن **spill** و **top-up** تسویه نمایند، یعنی **spill** و **top-up** در نرخ‌های متفاوتی دریافت/پرداخت می‌شوند که این امر بازتاب پیشنهادات خرید و فروش تولیدکنندگان/مصرف‌کنندگان انعطاف‌پذیری است که قادرند تا به محض فراخوانی توسط بهره‌بردار سیستم خروجی خود را تنظیم کنند. تولیدکننده آبی برای فراهم نمودن خروجی ثابت **1/9 MW** در هر ساعت از یک دوره **24** ساعته و با قیمت **15 €/MWh** با یک عرضه‌کننده وارد یک قرارداد از نوع روز بعد می‌شود. سؤال این است که درآمد متوسط تولیدکننده بر حسب **€/MWh** در طول این دوره **24** ساعته چقدر خواهد بود؟

برای پاسخ به این سؤال، لازم است تا خروجی واقعی تولیدکننده در هر ساعت و همچنین قیمت‌های **spill** و **top-up** در طول دوره **24** ساعته معلوم شود. جدول (9) محاسبات مورد نیاز را نشان می‌دهد. می‌توان ملاحظه کرد که خروجی تولیدکننده در کل روز، در بالا و پایین مقدار **1/9 MW** تغییر می‌کند؛ همان مقداری که در قرارداد آمده است. تا آنجا که به عرضه‌کننده مربوط می‌شود، مقدار **1/9 MW** طبق قرارداد تأمین می‌شود و در مجموع مبلغ **648/00€** بابت انرژی تأمین شده در طی روز به تولیدکننده پرداخت خواهد کرد. این قرارداد زودتر از موعد به بهره‌بردار بازار اعلام می‌شود. با این وجود، خروجی تولیدکننده، به صورت ساعتی اندازه‌گیری شده و بهره‌بردار بازار می‌تواند مشاهده نماید که این خروجی در هر ساعت مطابق با قرارداد نیست. لذا تولیدکننده متعهد می‌گردد تا کسورات را در قیمت واحد **top-up (TUP29)** جبران نماید ضمن اینکه بابت هرگونه تولید مازاد، قیمت واحد **Spill (SUP30)** به وی پرداخت می‌گردد. در این بازار، همچنانکه بیشتر بازارها دارای قیمت‌های متعادل‌کننده نامتقارن هستند، **SUP** نسبتاً کمتر از قیمت رایج بازار و **TUP** نسبتاً بیشتر از قیمت رایج بازار می‌باشند.

جدول (9): نمایش بهای قرارداد یک تولیدکننده آبی در **15 €/MWh** با نامتعادلی‌های تسویه‌شونده در قیمت‌های واحد **spill (SUP)** و قیمت‌های واحد **Top-up (TUP)**

## 29. Top-up Unit Price

## 30. Spill Unit Price

ساعت	واقعی (MWh)	قراردادی (MWh)	ارزش قرارداد (€)	(€MWh) SUP	(€MWh) TUP	نامتعادلی هزینه (€)
1	1/0	1/9	28/50	11/00	23/00	-20/70
2	1/3	1/9	28/50	11/00	21/00	-12/60
3	1/5	1/9	28/50	9/00	20/00	-8/00
4	2/0	1/9	28/50	8/00	23/00	0/80
5	2/0	1/9	28/50	10/00	28/00	1/00
6	2/0	1/9	28/50	12/00	30/00	1/20
7	2/5	1/9	28/50	12/00	35/00	7/20
8	2/5	1/9	28/50	13/00	33/00	7/80
9	2/5	1/9	28/50	13/00	35/00	7/80
10	2/6	1/9	28/50	13/00	37/00	9/10
11	2/8	1/9	28/50	12/00	33/00	10/80
12	2/7	1/9	28/50	11/00	30/00	8/80
13	2/6	1/9	28/50	10/00	28/00	7/00
14	2/5	1/9	28/50	9/00	27/00	5/40
15	2/3	1/9	28/50	9/00	25/00	3/60
16	2/0	1/9	28/50	8/00	24/00	0/80
17	1/5	1/9	28/50	8/00	23/00	-9/20
18	1/4	1/9	28/50	7/00	24/00	-12/00
19	1/5	1/9	28/50	7/00	23/00	-9/20
20	1/6	1/9	28/50	8/00	24/00	-7/20
21	1/5	1/9	28/50	9/00	23/00	-9/20
22	1/3	1/9	28/50	9/00	21/00	-12/60
23	1/2	1/9	28/50	8/00	20/00	-14/00
24	1/4	1/9	28/50	9/00	20/00	-10/00
	46/2	45/6	684/00			-53/40

به این ترتیب بهای خالص کسری انرژی و هم‌منظور مازاد انرژی، برای تولید کننده آبی بالغ بر €53/40 است. اگر این مقدار به درآمد حاصل از قرارداد تولید کننده اضافه شود، در مجموع روزانه €630/60 نصب وی خواهد شد. کل انرژی‌ای که تولید کننده بابت آن قرارداد بسته بود، 46/2 MWh است. بنابراین بهای خالص انرژی فراهم شده توسط تولید کننده €13/65 می‌باشد. به این ترتیب مقدار جریمه مربوط به نادقیق بودن پیش‌بینی تولید کننده از توان خروجی در یک روز قبل در حدود 9% قیمت قرارداد دو جانبه (€15/MWh) است.

### داد و ستد انرژی تجدیدپذیر در یک بازار برق با قیمت‌گذاری واقعی

اگر همان تولید کننده آبی در بازاری با قیمت‌گذاری واقعی، برای مثال یک سیستم ائتلافی نظیر ائتلاف پیشین انگلستان و ولز، به داد و ستد بپردازد در معرض قیمت‌های نامتعادل نامطلوب قرار نخواهد گرفت. تفاوت اصلی بین یک چنین سیستم ائتلافی اجباری و یک سیستم با داد و ستد دو جانبه و یک بازار متعادل کننده آن است که اولی هزینه متعادل‌سازی را در سراسر سیستم روی همه شرکت‌کنندگان پخش می‌کند، در حالیکه دومی هزینه متعادل‌سازی را تنها به آن دسته از شرکت‌کنندگانی تحمیل می‌کند که در مقایسه با وضعیت قرارداد خویش از تعادل خارج شده‌اند. به طور کلی قیمت‌های ائتلاف اجباری، با توجه به لزوم مبادله همه برق از طریق آن، نسبت به قیمت‌های بازار متعادل کننده از ثبات بیشتری برخوردار است لذا قیمت جریمه برای تولیدکنندگان برق از منابع تجدیدپذیر متنوب، کمتر است. با این حال، اگر یک تولید کننده برق از انرژی تجدیدپذیر مایل باشد تا وضعیت خود را به منظور برخورداری از یک قیمت ثابت برای خروجی تضمین نماید، کماکان در معرض قیمت‌های ائتلاف برای هر نوع تولیدی که تحت پوشش قرارداد خرید و فروش تضمینی نیست، قرار خواهد داشت. اگر قیمت‌های ائتلاف در خلال یک دوره به علت پدید آمدن یک ظرفیت تولیدی مازاد، ناگهان کاهش یابد آنگاه در چنین حالتی تولید کننده شکست خواهد خورد، مخصوصاً اگر پیش‌بینی آن از مقدار تولید تفاوت فاحشی با واقعیت داشته باشد که در نهایت آسیب‌پذیر می‌گردد.

### بازاریابی برق سبز

اگر چه وضع قانون توسط دولت روشی برای تشویق تولید از انرژی تجدیدپذیر محسوب می‌شود، اما تنها روش نیست. گشایش بازارهای برق فرصتی را در اختیار عرضه‌کنندگان فعلی و جدید قرار داده است تا تعرفه‌های سبز را به مصرف‌کنندگان پیشنهاد نمایند. برق سبز به عنوان یک «فراورده مشوق» به مصرف‌کنندگان هوادار محیط زیست، عرضه می‌شود. معمولاً بابت اعمال تعرفه سبز، پاداشی مطالبه می‌شود. این پاداش یا به صورت مستقیم به تولید کننده برق از انرژی تجدیدپذیر پرداخت می‌شود یا برای حمایت از تولیدات جدید در عرضه انرژی‌های تجدیدپذیر مورد استفاده قرار می‌گیرد. نحوه اعمال این تعرفه‌ها از کشوری به کشور دیگری متغیر است. برای نمونه در بریتانیا نتیجه مطالعات بازار حاکی از آن است که 25% از مشترکین داخلی برق، که بالغ بر 5/7 میلیون خانوار می‌شود، علاقمند به اعمال یک تعرفه برق سبز هستند حتی اگر این علاقه جهت تضمین اینکه برق مصرفی آنها از منابع تجدیدپذیر تأمین می‌گردد به بهای پرداخت اندکی بیشتر از پایین‌ترین قیمت‌ها تمام شود. با این وجود در عمل، کمتر از 1% خانوارها در بریتانیا به یک تعرفه سبز تغییر وضعیت داده‌اند، در حالی که بازارهای آلمان و آمریکا به رقم 2% دست یافته‌اند. به نظر می‌رسد که پاداشی که مصرف‌کنندگان مایل به پرداخت آن هستند ممکن است بسیار ناچیز باشد. به علاوه، آزادی مصرف‌کنندگان در تغییر عرضه‌کنندگان برق خود، همانند ایده خرید برق سبز، مفهوم نسبتاً جدیدی است، لذا ممکن است نتیجه‌گیری قطعی درباره موفقیت بازاریابی برق سبز یا عدم آن بسیار زود باشد.

- [1] Danish Energy Agency, 'Technology data for electricity and heat generating plants', 2004.
- [2] International Energy Agency, *Renewables for Power Generation, Status anti Prospects*, OECD, Paris, 2003.
- [3] TEE Power Division, *Economics of Embedded Generation*, Institution of Electrical Engineers, London, 1998.
- [4] Hohmcyer, O. *Social Costs of Energy Consumption*, Springer-Verlag, Berlin, 1998.
- [5] 'Externalities of energy (ExtrcnE), European Commission, 1995 99', EUR 16520-25 EN; also 'External costs. EC summary document on the above', published 2003, EUR 20198. The EU page [http://cuaropa.cu.intlcomm1rcsarch/cnrgy/gp/gp\\_pubs\\_cn.html](http://cuaropa.cu.intlcomm1rcsarch/cnrgy/gp/gp_pubs_cn.html) has a link to these and other relevant material.
- [6] *Power generation and the environment*. Roberts, Liss and Saunders, Oxford University Press, 1990.
- [7] Lockwood, B. 'The social costs of electricity generation', CSERGE, University of East Anglia, 1992.
- [8] A full description may be found at <http://curopa.cu.intlcomns/cnvironmnc1climat/cmission.htm> and on the DEFRA site at <http://www.dcfra.gov.uk/cnvironmnc1climatcchangc/trading/cu/>.
- [9] Wcngcr, H. and Hoff, T. 'The value of PV in the distribution system - the German grid-support project', PG&E R&D Report 007.5-94.15.
- [10] 'REVALUE the value of renewable electricity', European Commission Project JOR3-CT96-0093.
- [11] Laughton, M. 'Implications of renewable energy in electricity supply', IMcchE Seminar on Power Generation by Renewables, Professional Engineering Publishing, Bury St Edmunds, 2000.
- [12] National Grid, 'National grid and distributed generation facilitating the future', 2001; [www.nationalgrid.com/uk/social & cnvironmnc1](http://www.nationalgrid.com/uk/social&cnvironmnc1).
- [13] The Transmission Issues Working Group Final Report, DTI, 2003.
- [14] 'Charge change prompts green fears', Power UK, Issue 119, January 2004.
- [15] South Western Electricity plc., 'Interaction of Delabole wind farm and South Western Electricity's distribution system', ETSU Report W1331002661REP, 1994.
- [16] [www.dti.gov.uk/energy/renewables/tiwgreport.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/tiwgreport.pdf).
- [17] Milhorrow, D.J. 'Capacity credits clarifying the issues', in British Wind Energy Association 18th Annual Conference, Exeter, 25 27 September 1996, MEP Ltd, London, 1996.
- [18] Ilex Energy Consulting Ltd and UMIST, 'Quantifying the system costs of additional rncwablcs in 2020' (The 'SCAR' report), Report commissioned by DTI.
- [19] Dale, L., Milhorrow, D., Slark and Strbac, G. 'A shift to wind is not unfcasibl', Power UK, 2003, 109, 17-25; on BWEA wcbstc [www.bwca.com](http://www.bwca.com).
- [20] Harrison, L. 'Wind economics set to beat gas in Ireland', Wiodpower Monthly, December 2004.

[21] Ruchscr, M. 'ENER-IURE Project Phase III analysis of the legislation regarding renewable energy sources in the EU member states', Report concerning electricity in Germany, 2001.

# پایان نامه کارشناسی

