

## مقایسه اقتصادی فناوری تولید برق از نیروگاه‌های گرمایش خورشیدی، فتوولتائیک و ترکیبی با رویکرد فازی

روزبه اخلاقی فیض آثار دانش‌آموخته کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی، گرایش برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی، دانشگاه تهران، (نویسنده مسئول)

r.akhlaghi.f@ut.ac.ir

سید هادی نوربخش دانش‌آموخته کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی، گرایش برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی، دانشگاه تهران

nourbakhsh@ut.ac.ir

حامد شکوری گنجوی دانشیار دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران، دکترای مهندسی برق - سیستم‌های کنترل

hshakouri@ut.ac.ir

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۹/۳۰

تاریخ دریافت: ۱۳۹۲/۷/۱۶

### چکیده:

امروزه فناوری‌ها و روش‌های تولید انرژی الکتریکی از خورشید طیف گسترده‌ای را تشکیل می‌دهند که به صورت اساسی یا جزئی دارای تفاوت در نحوه تبدیل انرژی خورشید به الکتریسیته هستند. این تفاوت‌ها خود منجر به وجود بازه‌ی وسیعی از هزینه‌های ثابت و متغیر و راندمان‌های متفاوت در شرایط مختلف جغرافیایی می‌گردد. لذا انتخاب روش بهینه تولید برق از خورشید مستلزم مطالعات و بررسی‌های دقیقی خواهد بود. علاوه بر تفاوت نوع فناوری، عدم قطعیت در هزینه‌های سرمایه‌ای هر فناوری ناشی از وجود آن در مراحل ابتدایی چرخه عمر فناوری نیز عاملی است که ابعاد پیچیدگی مسئله در انتخاب روش مطلوب را افزایش می‌دهد. لذا نمی‌توان برای تصمیم‌گیری از روش‌های معمول ارزیابی اقتصادی استفاده کرد. در این پژوهش هزینه‌ی ترازشده‌ی واحد انرژی الکتریکی نیروگاه گرمایش خورشیدی یا CSP<sup>۱</sup>، نیروگاه فتوولتائیک یا PV<sup>۲</sup> و ترکیبی<sup>۳</sup> با استفاده از مفاهیم فازی در مدل‌های اقتصادی فازی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در پیش‌بینی هزینه‌های مرتبط با آن برای ایران محاسبه و مقایسه شده است.

واژه‌های کلیدی: PV، CSP، اقتصاد مهندسی فازی، هزینه‌ی ترازشده انرژی

طبقه بندی JEL: D61 و L94

1. Concentrated Solar Power
2. Photovoltaic

3. حالت ترکیب دو فناوری PV و CSP

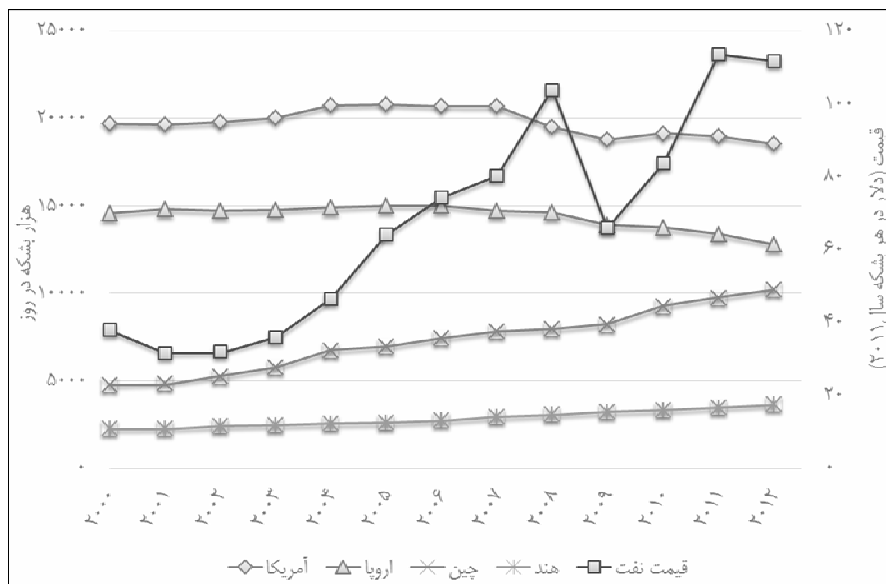
## ۱- مقدمه

در سال‌های اخیر بهره‌برداری از انرژی خورشیدی جهت تولید انرژی الکتریکی دارای سریع‌ترین رشد نسبت به تمامی فناوری‌های دیگر، اعم از تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر بوده است. این رشد به انواع روش‌های تولید انرژی الکتریکی از خورشید که بر مبنای دو فناوری PV (تبدیل مستقیم انرژی خورشید به برق) و CSP (تبدیل با واسطه انرژی خورشید به برق از طریق انرژی حرارتی) صورت می‌گیرد اختصاص دارد. در پنج سال اخیر ظرفیت بهره‌برداری شده‌ی جهانی از PV ها و CSP ها به ترتیب دارای رشد متوسط سالانه ۵۸ و ۳۷ درصد بوده است. این در حالی است که در همین بازه‌ی زمانی ظرفیت بهره‌برداری شده از سایر تجدیدپذیرها شامل انرژی باد، زمین‌گرمایی و برق‌آبی به ترتیب ۲۶، ۲ و ۳ درصد بوده است. این آمار زمانی بیشتر قابل توجه است که مشاهده می‌شود در سال ۲۰۱۱ رشد ظرفیت بهره‌برداری از PV ها و CSP ها به ترتیب ۷۴ و ۳۵ درصد بوده است. در حالی که در انرژی بادی و زمین‌گرمایی با کاهش رشد قابل توجه نسبت به دوره‌ی زمانی پنج ساله و در انرژی برق‌آبی با ثبات رشد مواجه بوده‌ایم (به ترتیب ۲۰، ۱ و ۳ درصد برای بادی، زمین‌گرمایی و خورشیدی) (گزارش وضعیت جهانی انرژی‌های نو<sup>۱</sup>، ۲۰۱۲). در این میان هدف‌گذاری انرژی دو کشور چین و آمریکا به عنوان بزرگترین تولیدکننده و مصرف‌کننده‌ی انرژی جهان حائز اهمیت خواهد بود (چشم‌انداز جهانی انرژی<sup>۲</sup>، ۲۰۱۳). بر اساس دوازدهمین برنامه‌ی پنج ساله‌ی چین برای سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۵ که توسط دولت مرکزی ارائه شده است، مقرر گردیده تا انتهای این برنامه، سهم منابع غیرفسیلی در مصرف انرژی اولیه‌ی این کشور به ۱۱/۴٪ و ظرفیت تولید آن به ۳۰٪ برسد؛ براساس آخرین به‌روزرسانی اهداف این برنامه، هدف‌گذاری گردیده است که تا سال ۲۰۱۵ ظرفیت به‌کارگیری انرژی خورشیدی به ۲۱ گیگاوات برسد (سیاست‌های انرژی چین<sup>۳</sup>، ۲۰۱۳). بر اساس گزارش بررسی ماهانه‌ی وضعیت انرژی آمریکا که توسط وزارت انرژی این کشور تهیه می‌شود، در سال ۲۰۰۰ سهم انرژی‌های نو از کل تولید انرژی اولیه‌ی آمریکا برابر با ۸/۵٪ بوده است که این رقم در سال ۲۰۱۳ به ۱۲/۴٪ افزایش یافته است (گزارش ماهانه اداره اطلاعات انرژی آمریکا<sup>۴</sup>، ۲۰۱۳). مطابق هدف‌گذاری صورت گرفته توسط بخش انرژی آمریکا، تا سال ۲۰۴۰، ۴٪ از

1. Renewables Global Status Report
2. International Energy Outlook
3. China's Energy Policy
4. Monthly Energy Review, EIA

سهم فسیلی در سبد انرژی این کشور کاسته و به سهم انرژی‌های نو افزوده خواهد شد (چشم‌انداز سالانه انرژی، اداره اطلاعات انرژی آمریکا، ۲۰۱۳).

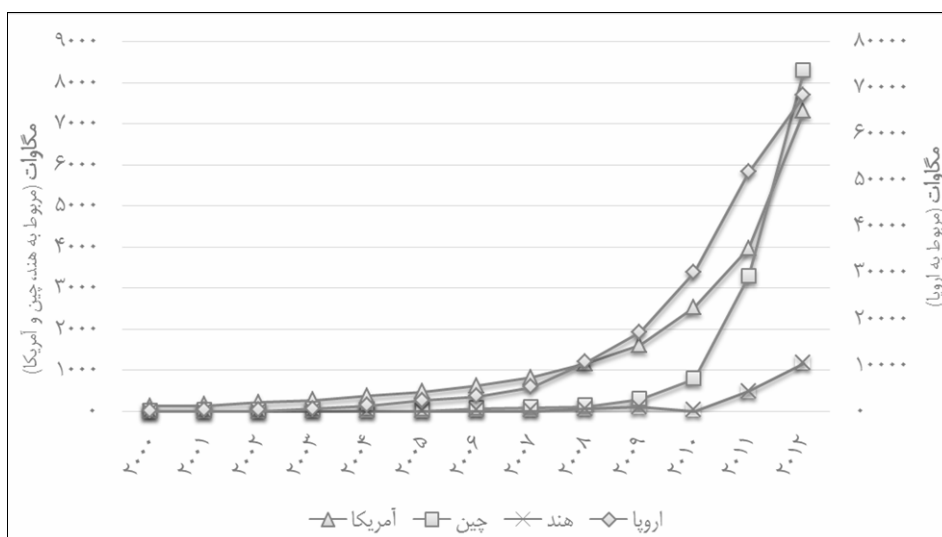
از سوی دیگر روند مصرف نفت در طی سالیان گذشته نشان می‌دهد از سال ۲۰۰۷ تا کنون که قیمت‌های جهانی نفت دچار جهش شده است، کشورهای اصلی مصرف‌کننده نفت اقدام به کاهش مصرف نفت نموده‌اند. همان‌گونه که در شکل (۱) مشاهده می‌شود کشورهای اروپایی و آمریکایی روند مصرفی خود را تغییر داده و حتی با وجود کاهش مجدد قیمت‌ها در سال ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ همچنان میزان مصرف خود را کمتر از گذشته نگه داشته‌اند؛ این رویه نشان‌دهنده اصلاح زیرساخت‌ها و سیاست‌های انرژی این کشورها است و گویای کاهش اقبال به مصرف نفت است. در شکل (۲) مشاهده می‌شود که این کاهش مصرف نفت هم‌زمان با افزایش نصب و به‌کارگیری انرژی خورشیدی در بین این کشورها و نیز نشان‌دهنده‌ی سیاست به‌کارگیری هرچه بیشتر انرژی‌های نو و به خصوص انرژی خورشیدی در بین کشورهای اصلی مصرف‌کننده‌ی انرژی است.



شکل (۱): وضعیت مصرف نفت در کشورهای اصلی مصرف‌کننده انرژی جهان

(گزارش آماری انرژی جهان، ۲۰۱۳)

1. Annual Energy Outlook, EIA
2. Statistical Review of World Energy



شکل (۲): وضعیت تولید برق خورشیدی در کشورهای اصلی مصرف کننده انرژی (گزارش آماری انرژی جهان، ۲۰۱۳)

کشور ایران نیز با عرض جغرافیایی ۲۴ تا ۴۰ درجه‌ی شمالی در منطقه‌ی بسیار مناسبی برای دریافت انرژی خورشیدی قرار دارد. تغییرات تابشی در ایران بین  $2/8 \text{ kWh/m}^2$  در جنوب شرقی تا  $4/5 \text{ kWh/m}^2$  در نواحی مرکزی ایران متغیر است. محاسبات نشان می‌دهد میزان ساعات تابش مناسب خورشید در ایران بیش از ۲۸۰۰ ساعت در سال است (فدایی<sup>۱</sup>، ۲۰۰۷). تابش نور خورشید از دو جزء تابش سراسری افقی ( $GHI^2$ ) و تابش مستقیم نرمال ( $DNI^3$ ) تشکیل می‌شود. عنصر تعیین کننده در ضریب ظرفیت PV، تابش سراسری افقی نور خورشید است، اما در فناوری‌هایی که مانند CSP دارای متمرکزکننده هستند در نظر گرفتن تابش سراسری نرمال یا  $GHI$  به تنهایی کافی نیست و تابش مستقیم نرمال نور خورشید نیز تأثیرگذار خواهد بود (آنتونینی<sup>۴</sup>، ۲۰۱۳). در واقع آنچه منجر به ایجاد تفاوت در ضریب ظرفیت این دو فناوری در مناطق مختلف می‌گردد تفاوت در دو شاخص  $GHI$  و  $DNI$  است.  $DNI$  بخشی از تابش خورشید است که به طور مستقیم و بدون

1. Fadaei
2. Global Horizontal Irradiance/Irradiation (GHI)
3. Direct Normal Irradiance/Irradiation (DNI)
4. Antonini

پراکنده و یا جذب شدن توسط اتمسفر و مولکول‌های هوا به زمین می‌رسد، اما چنانچه هوا ابری باشد بخشی از تابش خورشید جذب و پراکنده می‌شود که به این بخش از تابش<sup>۱</sup> DHI می‌گویند؛ GHI در واقع از جمع دو جزء تابش خورشید یعنی DNI و DHI حاصل می‌شود (وینگولا و همکاران<sup>۲</sup>، ۲۰۱۲).

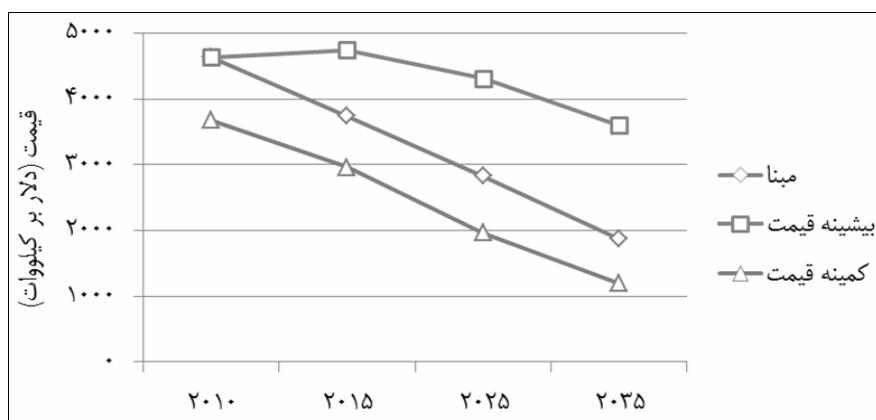
بر اساس اطلاعات موجود در بانک اطلاعاتی ناسا<sup>۳</sup> میانگین بیست و دو ساله‌ی دو شاخص GHI و DNI برای دنیا به ترتیب برابر با  $3/9$  (kWh/m<sup>2</sup>/day) و  $4/7$  (kWh/m<sup>2</sup>/day) و برای ایران به ترتیب برابر با  $5/1$  (kWh/m<sup>2</sup>/day) و  $6/1$  (kWh/m<sup>2</sup>/day) است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود وضعیت تابش خورشید در ایران به طور محسوسی از میانگین جهانی بالاتر است، از این رو می‌توان بیان داشت که بهره‌گیری از انرژی خورشیدی می‌تواند به عنوان یکی از بهترین راهکارهای تأمین تقاضای انرژی در ایران مورد توجه قرار گیرد.

نکته‌ای که در این میان حائز اهمیت است، انتخاب روش مناسب برای تولید برق خورشیدی است. بخشی از هزینه‌های سرمایه‌ای، میزان انرژی استحصالی و راندمان فناوری از جمله مواردی است که هزینه‌ی تراز شده واحد انرژی الکتریکی تولید شده در هر روش را از منطقه‌ای به منطقه‌ی دیگر دستخوش تغییر می‌کند. علاوه بر تفاوت ماهوی این پارامترها و وابستگی آن‌ها به مکان، عدم قطعیت در پیش‌بینی هزینه‌های مرتبط با هر روش نیز رسیدن به تراز واحد برای هر روش را با اختلال روبرو می‌کند.

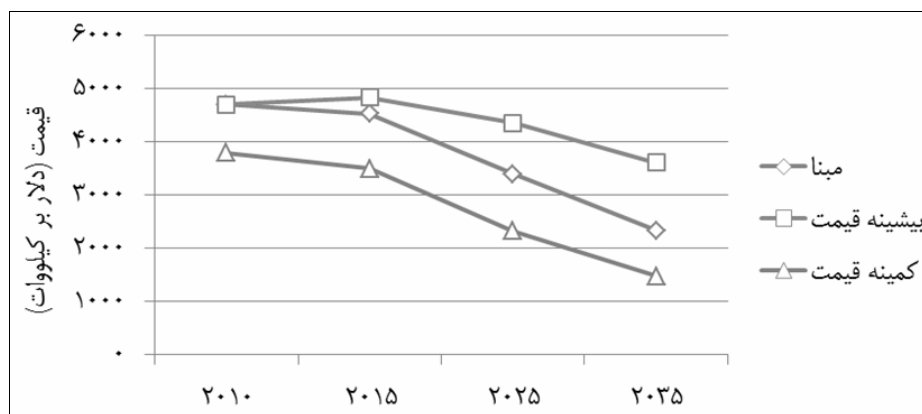
شکل‌های (۳) و (۴) به ترتیب پیش‌بینی هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری CSP و PV را در سه سناریوی مبنای، بیشینه و کمینه‌ی قیمت نشان می‌دهد، همان‌گونه که مشاهده می‌شود این پیش‌بینی‌ها که توسط EIA صورت گرفته است دارای اختلافی فاحش با یکدیگر هستند. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری ترکیبی با کمک هزینه‌ی سرمایه‌گذاری دو فناوری CSP و PV به دست می‌آید و طبعاً این اختلاف در هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری ترکیبی نیز وجود خواهد داشت. اختلاف مشاهده‌شده بیانگر عدم امکان پیش‌بینی دقیق و عدم قطعیت بالا در آن‌ها است که دقت تصمیم‌گیری به کمک مدل‌های قطعی را کاهش می‌دهد. منشأ اصلی عدم قطعیت مشاهده‌شده در پیش‌بینی‌ها رو به رشد

1. Diffuse Horizontal Irradiance (DHI)
2. Vignola et al
3. NASA Surface Meteorology and Solar Energy

بودن فناوری‌های استفاده از انرژی خورشیدی است که منجر می‌شود پیش‌بینی آینده‌ی این فناوری‌ها با مشکل مواجه شود به گونه‌ای که در هر دوره امکان وجود جهش و تغییرات عمده‌ای در این فناوری‌ها وجود دارد.



شکل (۳): پیش‌بینی هزینه سرمایه‌گذاری فناوری CSP  
(فرضیات گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۱، ۲۰۱۲)



شکل (۴): پیش‌بینی هزینه سرمایه‌گذاری فناوری PV  
(فرضیات گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲)

## 1. Assumptions to the Annual Energy Outlook

هدف از این پژوهش یافتن هزینه‌ی ترازشده واحد انرژی برق تولید شده در سه روش CSP، PV و ترکیبی در افق زمانی مورد نظر بوده است. به این منظور و برای لحاظ نمودن شرایط عدم قطعیت، هزینه‌ها به صورت فازی در نظر گرفته شده است. سپس از روش اقتصاد مهندسی فازی برای محاسبه هزینه‌ی ترازشده‌ی واحد انرژی برق در دو روش استفاده شده است. در ادامه پس از معرفی اجمالی فناوری CSP و PV، مبانی محاسبات اقتصاد مهندسی فازی طرح خواهد شد. سپس مدل اقتصاد مهندسی برای سه فناوری ارائه شده و نتایج تشریح خواهد گردید.

## ۲- فناوری‌های نیروگاه‌های خورشیدی

### ۲-۱- نیروگاه فتوولتائیک (PVP)

نیروگاه فتوولتائیک<sup>۱</sup>، یکی از انواع روش‌های تولید برق از انرژی خورشیدی است. در این روش با بکارگیری سلول‌های خورشیدی در تعداد زیاد (و چیدمان‌های متفاوت)، انرژی خورشیدی ناشی از تابش، مستقیماً به برق تبدیل می‌شود. در این بخش انواع سلول‌های خورشیدی اجمالاً معرفی و از نظر شرایط تجاری و بازار بررسی خواهند شد.

#### ۱-۱-۲- نسل اول: سلیکون کریستالی

سلیکون کریستالی (c-Si)<sup>۲</sup> اولین نسل از فتوولتائیک‌ها هستند که در حال حاضر حدود ۸۵ الی ۹۰ درصد سهم بازار را به خود اختصاص داده‌اند. انتظار می‌رود این فناوری همچنان تا سال ۲۰۲۰ با سهم بازار حدود ۵۰٪، فناوری غالب بازار فتوولتائیک‌ها باشد.

سلول‌های c-Si به دو دسته عمده تقسیم می‌گردند: (i) تک کریستالی (sc-Si)<sup>۳</sup> و (ii) چند کریستالی (mc-Si)<sup>۴</sup>. در حال حاضر sc-Si ها از راندمان تبدیل بالاتری نسبت به mc-Si ها برخوردارند. انتظار می‌رود این راندمان تا ۲۳٪ در ۲۰۲۰ و تا ۲۵٪ در مدتی طولانی‌تر افزایش یابد. اما mc-Si ها به دلیل قیمت پایین‌تر با گروه اول قابل رقابت هستند (علی‌رغم راندمان پایین‌تر).

1. Photovoltaic Power Plant
2. Crystalline silicon
3. Single Crystalline
4. Multi- Crystalline

پیش‌بینی می‌شود راندمان این فناوری نیز در بلند مدت تا ۲۱٪ افزایش یابد (نقشه‌ی راه فناوری فتولتائیک<sup>۱</sup>، ۲۰۱۰).

### ۲-۱-۲- نسل دوم: فیلم نازک

فیلم‌نازک‌ها با ریختن لایه‌ای نازک از مواد فتولتائیک در ابعاد میکرومتر بر موادی ارزان مثل شیشه، استیل ضدزنگ یا پلاستیک ساخته می‌شوند، فیلم‌نازک‌ها در حال حاضر حدود ۱۰٪ تا ۱۵٪ بازار جهانی فتولتائیک‌ها را به خود اختصاص داده‌اند. این فناوری خود به سه گروه کلی تقسیم می‌گردد: (i) سلیکون غیر متبلور (a-Si) و سلیکون میکرو غیر متبلور (a-Si/ $\mu$ c-Si)، (ii) مس-اینیدیم-دی سلنید (CIS) و مس-اینیدیم-گالیوم-دی سلنید (CIGS) و (iii) کادمیوم-تلورید (CdTe).

فیلم‌نازک‌ها نسبت به فناوری‌های نسل اول مزایای نسبی‌ای دارند که شامل مصرف کمتر مواد اولیه، بهره‌وری بالای تولید و خودکار بودن تولید و ترکیب، سهولت یکپارچه‌سازی ساختمان و بهبود دادن ظاهر، عملکرد خوب در دمای بالای محیطی و حساسیت کمتر به بیش از حد گرم شدن می‌شود. اما بازدهی پایین این گروه از فناوری و تجربه‌ی کم صنایع در بهره‌گیری از آن‌ها بزرگ‌ترین مشکل فیلم نازک‌ها در رقابت با c-si ها است (نقشه راه فناوری فتولتائیک، ۲۰۱۰).

### ۳-۱-۲- نسل سوم

نسل سوم شامل فناوری‌های نوآورانه، غیرتجاری و متنوعی است که در مرحله‌ی تحقیق و توسعه قرار دارند. گرچه برخی از آن‌ها در حال ورود به فاز تجاری شدن هستند اما بایستی دید این فناوری‌ها چه میزان در یافتن سهمی از بازار فتولتائیک‌ها موفق خواهند بود.

سه گروه عمده در فناوری‌های نسل سوم وجود دارد که عبارتند از: (i) فتولتائیک متمرکزکننده<sup>۲</sup> (CPV)، (ii) حساس به رنگ<sup>۳</sup> (DSSC) و (iii) ارگانیک. CPV ها تابش مستقیم نور خورشید را با استفاده از ابزارهای نوری مانند لنز بر سلول‌های کوچک و با بازدهی بالای خورشیدی متمرکز می‌کنند. سیستم‌های متمرکزکننده‌ی کم و متوسط (تا ۱۰۰ suns) با سلول‌های خورشیدی سلیکونی با بازده بالا کار می‌کنند. اما برای سطوح متمرکزسازی بالاتر (بیش از ۵۰۰ suns) از ترکیبات

1. Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy
2. Concentrating PV
3. Dye-Sensitized Solar Cell

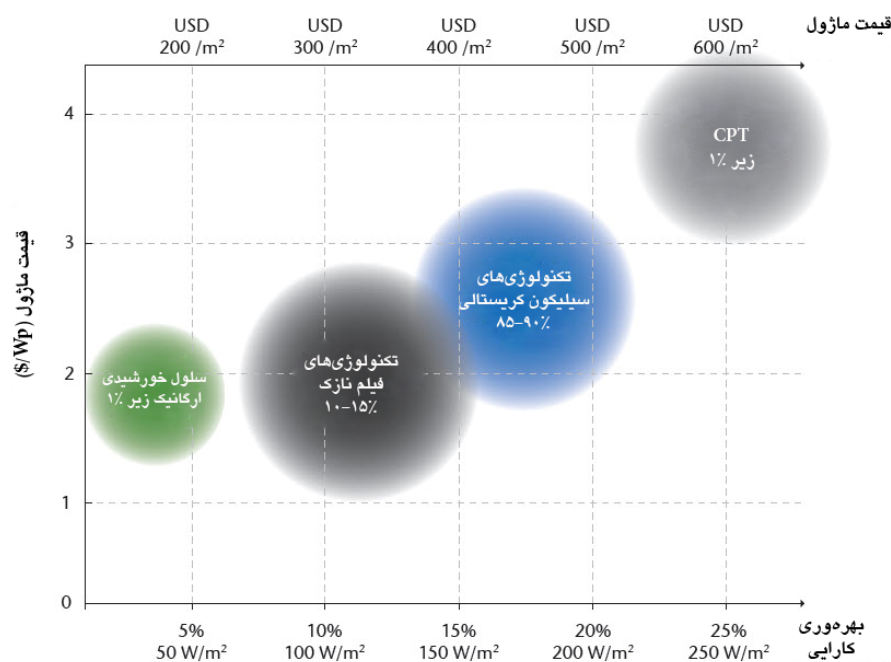
نیمه‌هادی III-V برای سلول‌های خورشیدی CPV استفاده می‌شود؛ در این حالت بازدهی بیش از ۴۰٪ نیز در آزمایشگاه دیده شده است. در واقع CPV ها پربازده‌ترین فناوری‌های تولید برق از انرژی خورشید هستند. این فناوری اخیراً از حالت آزمایشگاهی خارج شده و به سمت ابعاد تجاری حرکت می‌کند و به فعالیت‌های تحقیق و توسعه بیشتری در زمینه‌ی سیستم‌های نوری، مونتاژ ماژول، سیستم پی‌گیری، ابزارهای با بازدهی بالا، ساخت و نصب نیاز دارد.

گروه دوم بر اساس ساختار یک نیمه‌هادی که میان یک آند حساس به نور و یک الکترولیت قرار دارد ساخته می‌شود. در یک DSSC معمولی، نانوکریستال نیمه‌رسانای مورد استفاده در آن در نقش آنتن ظاهر می‌شود و نور خورشید را می‌گیرد و سپس مولکول رنگ و وظیفه‌ی جدا کردن شارژ را دارد. این فرایند شبیه‌سازی فرایند طبیعی است که در فتوسنتز اتفاق می‌افتد. ویژگی اصلی این گروه قیمت پایین‌تر آن در مقایسه با فناوری‌های دیگر است. گرچه نمونه‌های نسبتاً تجاری شده‌ی آن دارای بهره‌وری پایین‌تر از ۴-۵ درصد هستند (نمونه‌های آزمایشگاهی تا حدود ۱۲ درصد بهره‌وری را نشان داده‌اند).

سلول‌های خورشیدی ارگانیک به عنوان گروه سوم، شامل سلول‌هایی است که با بهره‌گیری از پلیمرهای ارگانیک<sup>۱</sup> یا مولکول‌های کوچک ارگانیک<sup>۲</sup> ساخته می‌شود. این سلول‌ها نیز مانند سلول‌های حساس به رنگ گران نیستند اما دارای بهره‌وری پایینی هستند (۴-۵ درصد در نمونه‌های تجاری و ۸-۱۰ درصد در نمونه‌های آزمایشگاهی) (گزارش فتوولتائیک، آژانس بین‌المللی انرژی<sup>۳</sup>، ۲۰۱۲)

در شکل (۵) بهره‌وری و قیمت فعلی فناوری‌های سیلیکون کریستالی، فیلم نازک و CPV با یکدیگر مقایسه شده است. همچنین جزئیات فناوری برای سه گروه مزبور در جدول (۱) مشاهده می‌شود.

1. Organic Polymers
2. Small organic molecules
3. Solar Photovoltaics, International Renewable Energy Agency



شکل (۵): بهره‌وری و قیمت فعلی فناوری‌های فتولتائیک (اعداد داخل گوی‌ها سهم جهانی تکنولوژی را در ۲۰۱۰ نشان می‌دهد). (بریام و ارهارت، ۲۰۱۰)

علاوه بر این سه گروه، فناوری‌های دیگری نیز وجود دارد که در مراحل تحقیقاتی هستند. تلاش اصلی در این تحقیقات افزایش بهره‌وری سلول‌های خورشیدی است و به همین علت عمدتاً در غالب گروه اول (CPV) ها در حال توسعه هستند.

جدول (۱): نگاه اجمالی و مقایسه تکنولوژی‌های عمده فتولتائیک

فناوری	واحد	نسل اول		نسل دوم			نسل سوم		
		sc-Si	pc-Si	a-Si	CIS/ CIGS	CdTe	CPV	DSSC	OPV
بهترین بهره‌وری به‌دست‌آمده سلول در AMI.5*	%	۲۴/۷		۱۰/۴ - ۱۳/۲	۲۰/۳	۱۶/۵	۴۳/۵	۱۱/۱	۱۱/۱
بهره‌وری اثبات‌شده در AMI.5	%	۲۰-۲۴	۱۴-۱۸	۶/۸	۸-۰/۱۰	۸-۰/۱۲	۳۶-۴۱	۸/۸	۸/۳
بهره‌وری ماژول تجاری در AMI.5	%	۱۵-۱۹	۱۳-۱۵	۵-۸	۷-۱۱	۸-۱۱	۲۵-۳۰	۱-۵	۱
بالاترین بهره‌وری اثبات‌شده ماژول تجاری	%	۲۳	۱۶	۷/۱ - ۱۰/۰	۱۲/۱	۱۱/۲	۲۵	-	-
سهم از بازار در ۲۰۰۹	%	۸۳	۳	۱	۱۳		-	-	-
سهم از بازار در ۲۰۱۰	%	۸۷	۲	۲	۹		-	-	-
هزینه‌ی فعلی ماژول	USD/W	< ۱/۴	< ۱/۴	~ ۰/۸	~ ۰/۹	~ ۰/۹	-	-	-
بیشترین قدرت خروجی ماژول	W		۳۲۰	۳۰۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	-	-
اندازه‌ی ماژول	m <sup>2</sup>	۲	۱/۴-۲/۵	۱/۴	۰/۶-۱/۰	۰/۷۲	-	-	-
مساحت مورد نیاز برای هر کیلووات	m <sup>2</sup>	۷	۸	۱۵	۱۰	۱۱	-	-	-
وضعیت فناوری از منظر تجاری شدن		بالغ با تولید در اندازه بالا	بالغ با تولید در اندازه بالا	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد متوسط	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد متوسط	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد کوچک	اخیراً تجاری سازی شده، تولید در ابعاد کوچک	فاز تحقیق و توسعه	فاز تحقیق و توسعه

\*شرایط آزمون استاندارد، ۲۵ درجه سانتیگراد، شدت تابش ۱۰۰۰ وات بر متر مربع، فشار هوا ۱/۵ اتمسفر

مأخذ: گزارش فتولتائیک، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲

## ۲-۲- فناوری حرارتی خورشیدی یا CSP

در این فناوری برخلاف PV تولید برق از تابش مستقیم خورشید صورت نمی‌گیرد، بلکه از انرژی حرارتی خورشید جهت تولید برق استفاده می‌شود. یک نیروگاه خورشیدی شامل تأسیساتی است که انرژی تابشی خورشید را جمع کرده و با متمرکز کردن آن، درجه حرارت‌های بالا ایجاد می‌کند. انرژی جمع‌آوری شده از طریق مبدل‌های حرارتی، توربین ژنراتورها و یا موتورهای بخار به انرژی برق تبدیل خواهد شد. نیروگاه‌های خورشیدی بر اساس نوع متمرکز کننده‌ها به چهار نوع

تقسیم می‌شوند:

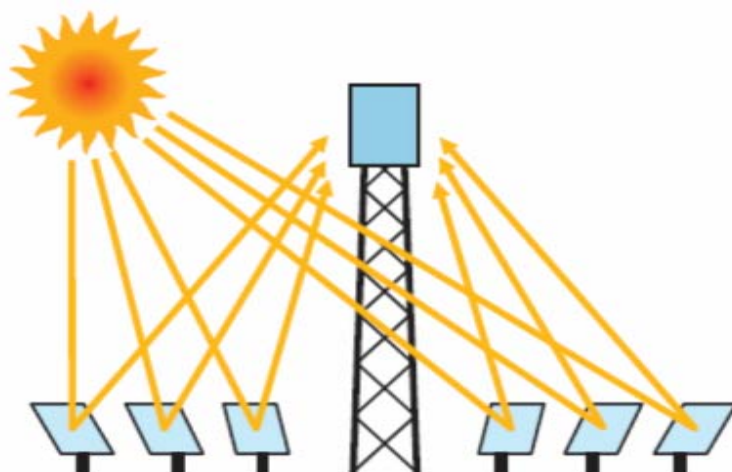
- دریافت کننده‌ی مرکزی<sup>۱</sup>
- سهموی خطی<sup>۲</sup>
- نیروگاه رفلکتور تخت خطی<sup>۳</sup>
- دیش استرلینگ یا بشقابی<sup>۴</sup>

هریک از این گروه‌ها از نظر فناوری و چیدمان تفاوت‌های عمده‌ای دارند که در ادامه به مرور آنان خواهیم پرداخت.

#### ۱-۲-۲- دریافت کننده‌ی مرکزی

دریافت کننده‌ی مرکزی که به برج خورشیدی نیز معروف است، از صدها یا هزاران جذب کننده کوچک برای متمرکز کردن اشعه‌ی خورشید در یک دریافت کننده مرکزی که در بالای برج ثابتی قرار دارد، استفاده می‌کند و در اثر حرارت تولید شده، انرژی برق تولید می‌شود. در این روش درجه حرارت ایجاد شده بسیار بالا (در حدود ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد) بوده و به همین علت کارایی سیستم بالاتر رفته و سبب کاهش هزینه‌ها می‌شود.

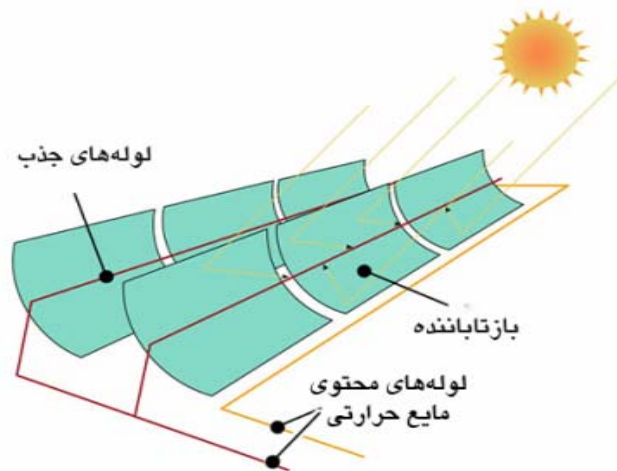
- 
- 1 . power tower technology
  - 2 . Parabolic trough
  - 3 . linear Fresnel reflector technology
  - 4 . dish-engine technology



شکل (۶): شمای کلی از عملکرد نیروگاه با فناوری دریافت‌کننده مرکزی (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲)

#### ۲-۲-۲- سهمی خطی

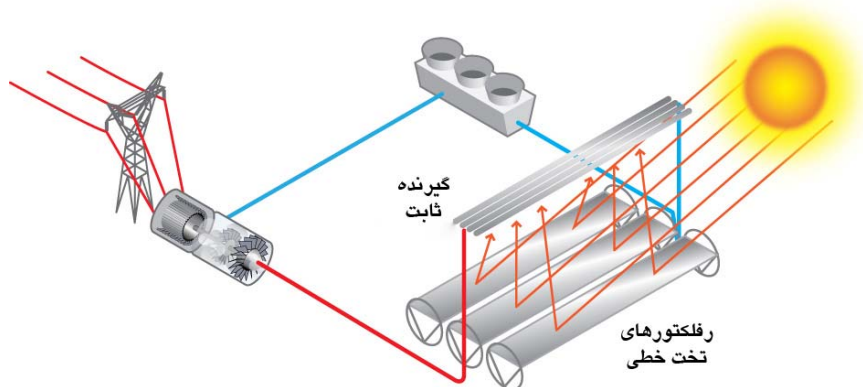
سیستم‌های سهمی خطی از چند ردیف آینه (بازتاباننده‌ی) موازی که جهت انحنای آن‌ها برای متمرکز کردن اشعه خورشید به یک سمت قرار داده شده است، تشکیل می‌شوند. آرایه‌ی آینه‌های می‌تواند بیش از ۱۰۰ متر طول با عرض منحنی بین ۵ تا ۶ متر داشته باشد. در این سیستم لوله‌هایی از جنس استیل ضدزنگ با پوششی خاص جهت ذخیره‌ی گرما تعبیه شده است؛ جنس پوشش به نوعی است که به لوله‌ها این امکان را می‌دهد تا بیشترین سطح جذب تابش خورشید را در هنگامی که تابش بسیار کم مادون قرمز وجود دارد داشته باشند. لوله‌ها درون حفاظی شیشه‌ای قرار دارند. بازتاباننده‌ها و لوله‌های جذب همگام با حرکت خورشید در آسمان حرکت می‌کنند و در جهت مناسب قرار می‌گیرند. مایع حامل گرما که در لوله‌های جذب‌کننده تابش قرار دارد غالباً نوعی روغن ترکیبی است. حداکثر درجه حرارت ایجاد شده در این روش ۴۰۰ درجه سانتی‌گراد است. روغن داغ در مبدل‌های حرارتی، آب را به بخار تبدیل می‌کند و بخار فوق‌داغ طی سیکل رانکین از توربین و ژنراتور انرژی برق تولید می‌کند.



شکل (۷) : شمای کلی از عملکرد نیروگاه خورشیدی سهموی خطی  
(گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲)

### ۲-۲-۳- نیروگاه رفلکتور تخت خطی

سیستم نیروگاه رفلکتور تخت خطی تقریباً مشابه سیستم سهموی خطی است، با این تفاوت که این سیستم از آینه‌های تخت یا کمی محدب برای بازتاب اشعه‌ی خورشید بر روی یک گیرنده ثابت خطی که در بالای آن قرار گرفته است، استفاده می‌کند. در این روش حداکثر حرارت به ۴۰۰ درجه سانتیگراد می‌رسد. مزیت این سیستم طراحی ساده‌ی آینه‌ها و دریافت‌کننده ثابت است که سبب می‌شود هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه کاهش یابد. این روش از کارایی کمتری نسبت به روش سهموی خطی برخوردار است.



شکل (۸) : شمای کلی از نیروگاه رفلکتور خطی (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲)

## ۴-۲-۲- دیش استرلینگ یا بشقابی

در این روش دیش‌های سهمی شکل، اشعه‌ی خورشید را در نقطه کانونی بالای دیش متمرکز می‌کنند. در این سیستم کل دستگاه مسیر خورشید را دنبال می‌کند، یعنی دیش و دریافت‌کننده در پی خورشید حرکت می‌کنند. اکثر دیش‌ها دارای یک موتور یا ژنراتور (مانند ماشین استرلینگ یا توربین کوچک) مستقل در نقطه کانونی خود هستند، که سبب می‌شود نیازی به مایعی جهت انتقال گرما و نیز آب برای خنک کردن نباشد. این روش کارترین روش تولید برق CSP بوده که قابلیت رقابت با PV را دارد (نقشه‌راه فناوری<sup>۱</sup> CSP، ۲۰۱۰).



شکل (۹): شمای کلی از عملکرد دیش استرلینگ (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲)

در جدول ۲ این چهار نوع از لحاظ فنی مقایسه شده‌اند.

جدول (۲): مقایسه تکنولوژی‌های CSP (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲)

دیش استرلینگ	رفلکتور خطی	سه‌موی خطی	دریافت‌کننده مرکزی	
۰/۰۱-۰/۰۲۵	۱۰-۲۰۰	۱۰-۳۰۰	۱۰-۲۰۰	ظرفیت کل (MW)
به صورت نمایشی	نمونه اولیه	اقتصادی اثبات شده	اقتصادی اثبات شده	بلوغ فناوری
متوسط	متوسط	پایین	متوسط	ریسک توسعه فناوری
۳۰	۱۸	۱۴-۲۰	۲۳-۳۵*	بهره‌وری نیروگاه در پیک (%)
پایین	متوسط	متوسط تا بالا	بالا	پایداری در شبکه
10% or more	<۴	<۱-۲	<۲-۴	بیشترین شیب مزرعه‌ی خورشیدی
On-grid/Off-grid	On-grid	On-grid	On-grid	نوع کاربرد
امکان‌پذیر اما اثبات نشده	امکان‌پذیر اما اثبات نشده	موجود به صورت اقتصادی	موجود به صورت اقتصادی	ذخیره‌سازی با نمک مذاب

### ۲-۳- فناوری ترکیبی

بر اساس ادعای برخی از سازندگان سلول‌های خورشیدی، با ترکیب دو فناوری CSP و PV بهره‌وری سلول‌های فتولتائیک بهبود یافته و برق خروجی آن سالیانه تا ۲۰٪ و عمر مفید آنها از ۳۰ سال به ۳۵ سال افزایش می‌یابد. علت این امر حساسیت سلول‌های فتولتائیک نسبت به افزایش دماست؛ با افزایش دما بهره‌وری این سلول‌ها و همچنین طول عمر آنها کاهش می‌یابد. لذا با عبور جریان آب ناشی از ترکیب دو فناوری CSP و PV اطراف سلول‌های فتولتائیک دمای آنها به نحو چشم‌گیری کاهش یافته و لذا سبب افزایش بهره‌وری و عمر مفید آنها می‌شود. همچنین هزینه کل سیستم در فناوری ترکیبی ۲۰٪ کمتر از نصب جداگانه دو فناوری خواهد شد (گرین اسپک، ۲۰۱۲). یکی از موارد حائز اهمیت در فناوری ترکیبی، استفاده‌ی همزمان از برق و حرارت است که با توجه به رویکرد پژوهش حاضر در بررسی فناوری‌های تولید برق خورشیدی به آن پرداخته نشده و تنها بهبود حاصل از ترکیب دو فناوری در تولید برق مورد بررسی قرار گرفته است.

1. Concentrating Solar Power, International Renewable Energy Agency
2. GreenSpec

در رابطه با پیچیدگی دو فناوری CSP و PV می‌توان اظهار داشت که نیروگاه‌های PV حول فناوری سلول خورشیدی می‌چرخند و نیروگاه‌های CSP عملاً ترکیبی از چند فناوری حیاتی هستند. همین باعث می‌شود که در صنعت PV تمرکز روی یک موضوع (سلول خورشیدی) باشد. اما صنعت‌گران CSP با چندین چالش مواجه هستند: بهبود بهره‌وری کالکتورها، تغییر مایع حرارتی مورد استفاده برای افزایش ضریب انتقال حرارت (در فناوری سهموی خطی) و دستیابی به بهره‌وری بالاتر توربین از جمله این چالش‌ها هستند. این پیچیدگی فناورانه به همراه احتمال وقوع آن و تأثیری که می‌تواند روی LCOE داشته باشد در ماتریس تاثیر/احتمال برای فن‌آوری‌های CSP و PV در شکل‌های (۱۰) و (۱۱) آورده شده است. بررسی این دو شکل نشان می‌دهد که چالش‌های موجود در فناوری‌های CSP از نظر تعداد، تجاری شدن و تأثیرگذاری روی LCOE با اما و اگرهای بیشتری مواجه است.



شکل (۱۰): ماتریس تاثیر/احتمال برای توسعه فناورانه در PV (دنیای انرژی تجدیدپذیر<sup>۲</sup>، ۲۰۱۳)

1. Levelized Cost of Energy
2. Renewable Energy World



شکل (۱۱) : ماتریس تاثیر/احتمال برای توسعه فناوریانه در CSP (دنیای انرژی تجدیدپذیر، ۲۰۱۳)

### ۳- اقتصاد مهندسی فازی

یکی از مهم ترین مسائل در سرمایه گذاری بر روی یک پروژه بررسی سودآوری آن و مقایسه‌ی آن با سایر پروژه‌ها است؛ دو روش مرسوم جهت مقایسه وجود دارد، که عبارت‌اند از روش ارزش خالص فعلی و ارزش یکنواخت سالیانه.

#### ۳-۱- تحلیل اقتصادی سرمایه‌گذاری در پروژه

##### ۳-۱-۱- ارزش خالص فعلی

ارزش خالص فعلی یا همان NPV<sup>۱</sup> عبارت است از ارزش فعلی درآمدهای پروژه منهای ارزش فعلی هزینه‌های پروژه. برای این امر نیاز است تا با استفاده از نرخ تنزیل به محاسبه ارزش فعلی

1 . Net Present Value

موارد مذکور پرداخته شود، لذا با فرض نرخ تنزیل برابر با  $i$  و جریان نقدی  $CF$  می‌توان رابطه‌ی (۱) را برای محاسبه NPV به کار برد (بریام و ارهارتد، ۲۰۱۰).

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_N}{(1+i)^N} \quad (1)$$

که فرم عمومی رابطه‌ی (۱) به صورت رابطه (۲) نوشته می‌شود:

$$NPV = \sum_{j=0}^N CF_j \times (1+i)^{-j} \quad (2)$$

این شاخص بیانگر این امر است که در نهایت چه میزان سودآوری از هر پروژه کسب خواهد شد. البته از NPV می‌توان جهت مقایسه دو پروژه نیز استفاده نمود، به این ترتیب که پروژه‌ای که NPV بالاتری دارد سودآورتر است. لازم به ذکر است که NPV مرسوم تنها برای مقایسه پروژه‌های با دوره‌ی عمر یکسان به کار می‌رود، چنانچه لازم باشد که دو پروژه با دوره‌ی عمر متفاوت با یکدیگر مقایسه گردند نمی‌توان از NPV به طور ساده استفاده نمود بلکه در این موارد یا باید از کوچکترین مضرب مشترک عمر پروژه‌ها استفاده نمود و یا اینکه NPV را با استفاده از روش ارزش برابر یکنواخت سالیانه به مقادیر مساوی سالیانه تبدیل نمود و سپس به مقایسه پرداخت.

#### ۲-۱-۳- ارزش برابر یکنواخت سالیانه

در روش ارزش برابر یکنواخت سالیانه (EUAV) تمامی هزینه‌ها و درآمدها به مقادیر برابر و یکنواخت سالیانه تبدیل می‌شوند. کاربرد اصلی این روش در مقایسه پروژه‌هایی است که دارای عمر نابرابر هستند، بدین ترتیب دیگر نیازی به یکسان‌سازی دوره عمر نبوده و می‌توان به راحتی مقادیر سالیانه را با یکدیگر مقایسه نمود. معادله عمومی این روش در رابطه (۳) نشان داده شده است:

$$EUAV = A = NPV = \frac{(1+i)^{n_j}}{(1+i)^n - 1} \quad (3)$$

- 1 . Cashflow
- 2 . Equivalent Uniform Annual Value

#### ۴- هزینه‌ی تراز شده انرژی LCOE

هزینه‌ی تراز شده انرژی (LCOE) برابر است با هزینه‌های تولید برق یک نیروگاه یا واحد تولید برق در طول عمر کاری آن (که شامل هزینه‌های نصب و تعمیر/نگهداری می‌شود) به برق تولیدی آن نیروگاه یا واحد تولید برق در طول عمر کاری‌اش. در این روش می‌توان برای مقایسه دو پروژه با عمر نابرابر نیز با استفاده از روش ارزش یکنواخت سالیانه هزینه تولید برق را برای هر سال بدست آورد و بر میزان تولید سالیانه نیروگاه تقسیم نمود. محاسبه هزینه‌ی تراز شده انرژی (LCOE) همان‌گونه که در رابطه‌ی (۴) مشاهده می‌شود به شدت به هزینه‌های راه‌اندازی سیستم، هزینه بهره‌برداری و تعمیر/نگهداری، مکان، گرایش، سرمایه‌گذاری، و سیاست‌گذاری‌ها حساس است (گزارش بازار فناوری‌های خورشیدی<sup>۱</sup>، ۲۰۱۱).

$$LCOE = \frac{CapitalCost \times \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + O \& M Costs + etc}{YearlyGeneratedEnergy} \quad (4)$$

#### ۴-۱- مدل ارزش یکنواخت سالیانه فازی

در رابطه با محاسبه ارزش یکنواخت سالیانه فازی روش‌های گوناگونی ارائه شده است. لیو و چن در سال ۲۰۰۶ رویکردی را در این زمینه ارائه نمودند (لیو و چن<sup>۲</sup>، ۲۰۰۶) که در این پژوهش به کار گرفته شده است. در این رویکرد از اعداد فازی مثلثی جهت شناسایی بهترین گزینه استفاده شده است، حد پایین (l)، حد بالا (u) و محتمل‌ترین مقدار (m) مربوط به مقادیر هزینه تعیین می‌شود. در این مدل از اعداد تعیین شده توسط خبرگان جهت تعریف اعداد فازی مثلثی ذیل استفاده می‌شود:

$$\tilde{P} = (P_v, P_m, P_u) \quad \text{ارزش فعلی فازی:}$$

$$\tilde{F} = (F_v, F_m, F_u) \quad \text{ارزش آینده یا نهایی فازی:}$$

$$\tilde{A} = (A_v, A_m, A_u) \quad \text{ارزش یکنواخت سالیانه فازی:}$$

1. Solar Technologies Market Report
2. Liou and Chen

نرخ تنزیل فازی:  $\tilde{i} = (i_v, i_m, i_u)$

بر اساس عملگرهای محاسبات فازی روابط (۵) تا (۸) را تشکیل می‌دهیم:

$$1 \oplus \tilde{i} = (1, 1, 1) \oplus (i_v, i_m, i_u) = (1 + i_v, 1 + i_m, 1 + i_u) \quad (5)$$

$$(1 \oplus \tilde{i})^n = ((1 + i_v)^n, (1 + i_m)^n, (1 + i_u)^n) \quad (6)$$

$$F \tilde{0} : (1 \oplus \tilde{i})^n = \left( \frac{\tilde{F}}{(1 + i_v)^n}, \frac{\tilde{F}}{(1 + i_m)^n}, \frac{\tilde{F}}{(1 + i_u)^n} \right) \quad (7)$$

$$\tilde{P} \otimes (1 \oplus \tilde{i})^n = (P_v (1 + i_v)^n, P_m (1 + i_m)^n, P_u (1 + i_u)^n) \quad (8)$$

رابطه بین  $\tilde{A}$  و  $\tilde{P}$  به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\tilde{A} = \tilde{P} \otimes (\tilde{P} / \tilde{A}, \tilde{i}, n) \quad (9)$$

که در آن داریم:

$$(\tilde{P} / \tilde{A}, \tilde{i}, n) = \left( \frac{i_v (1 + i_v)^n}{(1 + i_v)^n - 1}, \frac{i_m (1 + i_m)^n}{(1 + i_m)^n - 1}, \frac{i_u (1 + i_u)^n}{(1 + i_u)^n - 1} \right) \quad (10)$$

ضریب فوق فاکتور بازیافت سرمایه‌ی فازی<sup>۱</sup> نامیده می‌شود.

همچنین رابطه بین  $\tilde{A}$  و  $\tilde{F}$  نیز به این صورت تعریف می‌گردد:

$$\tilde{A} = \tilde{F} \otimes (\tilde{F} / \tilde{A}, \tilde{i}, n) \quad (11)$$

به طوری‌که:

$$(\tilde{F} / \tilde{A}, \tilde{i}, n) = \left( \frac{i_u}{(1 + i_u)^n - 1}, \frac{i_m}{(1 + i_m)^n - 1}, \frac{i_v}{(1 + i_v)^n - 1} \right) \quad (12)$$

این ضریب فاکتور وجوه استهلاکی فازی<sup>۲</sup> نامیده می‌شود.

اگر در طول عمر اقتصادی گزینه‌ی مورد بررسی هزینه‌ها یا درآمدهایی وجود داشته باشد و

1. fuzzy capital recovery factor
2. fuzzy sinking fund factor

همچنین در انتهای عمر اقتصادی ارزش اسقاطی آن بیشتر از صفر باشد می‌بایست مطابق رابطه (۱۳) ابتدا ارزش فعلی تمامی جریان‌های نقدی دوره‌ی عمر را محاسبه نمود و ارزش اسقاط را نیز به صورت یکنواخت سالیانه درآورد:

$$AW_k = \left[ \sum_{j=1}^{n_k} A_{kj} (\oplus i)^j \ominus C_k \right] \otimes (P/\tilde{A}, \tilde{i}, n) \oplus \tilde{S}_k (F/\tilde{A}, \tilde{i}, n) \quad (13)$$

به طوری که در این رابطه  $C_k = (C_{kv}, C_{km}, C_{ku})$  سرمایه‌گذاری اولیه‌ی مربوط به

گزینه‌ی انتخابی  $k$  ام،  $n_k$  دوره عمر گزینه  $k$  ام،  $A_{kj} = (A_{kju}, A_{kjm}, A_{kju})$  جریان نقدی دوره  $j$

ام گزینه  $k$  ام و  $\tilde{S}_k = (S_{kv}, S_{km}, S_{ku})$  ارزش اسقاطی گزینه  $k$  ام است.

پس از آنکه  $AW_k$  برای تمامی گزینه‌های مورد بررسی محاسبه گردید می‌بایست با رتبه‌بندی گزینه‌های مختلف به انتخاب بهترین گزینه پرداخت. روش به کار گرفته‌شده در این پژوهش به شرح ذیل می‌باشد.

## ۲-۴- رتبه‌بندی اعداد فازی

بر خلاف اعداد قطعی، نمی‌توان به راحتی دو عدد فازی را با یکدیگر مقایسه نمود؛ از این رو یکی از مهمترین مباحث در تصمیم‌گیری رتبه‌بندی اعداد فازی است. تا کنون مدل‌های بسیار زیادی جهت رتبه‌بندی اعداد فازی ارائه شده است که هر یک مزایا و معایبی دارند و برخی برای کاربردهای خاص مناسب‌تر هستند (لیو و چن، ۲۰۰۶). چپو و پارک (۱۹۹۴) معتقدند بیشتر مدل‌های ارائه شده به طور کسالت‌آوری مبتنی بر روش‌های گرافیکی بوده‌اند. لذا روش ارائه شده توسط چپو و پارک (۱۹۹۴) و روش کافمن و گوپتا (۱۹۹۸) برای رتبه‌بندی اعداد فازی مثلثی، مبتنی بر روش‌های گرافیکی نبوده و مبتنی بر محاسبات پیچیده ریاضی است.

در این پژوهش از روش رتبه‌بندی اعداد فازی با مقدار انتگرال ارائه شده توسط لیو و ونگ<sup>۱</sup> (۱۹۹۲) استفاده شده است، چرا که در این روش نیازی به فرض نرمال بودن تابع عضویت

نمی‌باشد. این روش به طور خلاصه به صورت زیر است:

$$u_{\tilde{A}}^L(x) = \begin{cases} \frac{(x-a)}{(b-a)}, & a \leq x \leq b \\ 1, & \text{وگرنه} \end{cases} \quad \begin{matrix} a \neq b \\ a = b \end{matrix} \quad (14)$$

$$u_{\tilde{A}}^R(x) = \begin{cases} \frac{(x-c)}{(b-c)}, & b \leq x \leq c \\ 1, & \text{وگرنه} \end{cases} \quad \begin{matrix} a \neq c \\ a = c \end{matrix} \quad (15)$$

در این معادلات،  $u_{\tilde{A}}^R$  و  $u_{\tilde{A}}^L$  توابعی پیوسته و صعودی هستند، از این رو، دارای تابع

معکوس می‌باشند، تابع معکوس آن‌ها به صورت زیر است:

$$g_{\tilde{A}}^L(x) = \begin{cases} a + (b-a)u, & a \neq b, u \in [0,1] \\ a, & a = b \end{cases} \quad (16)$$

$$g_{\tilde{A}}^R(x) = \begin{cases} c + (b-c)u, & b \neq c, u \in [0,1] \\ c, & b = c \end{cases} \quad (17)$$

مدل پیشنهادی ایشان جهت رتبه‌بندی اعداد فازی با مقدار انتگرال برای عدد فازی مثلثی  $\tilde{A}$  به

صورت زیر تعریف می‌شود:

$$I(\tilde{A}) = (1+a) = \int_0^1 g_{\tilde{A}}^L(u) du + a \int_0^1 g_{\tilde{A}}^R(u) du, 0 \leq a \leq 1 \quad (18)$$

$$I(\tilde{A}) = \frac{1-a}{2}a + \frac{1}{2}b + \frac{a}{2}c \quad (19)$$

در این فرمول  $\alpha$  شاخص خوش‌بینی است که نشان‌دهنده درجه‌ی خوش‌بینی خبره است؛ هرچه این شاخص به یک نزدیک‌تر باشد نشان‌دهنده خوش‌بینی بیشتر است؛ برای حالت معمولی و بی‌طرفانه مقدار این شاخص برابر با ۰/۵ در نظر گرفته می‌شود با در نظر گرفتن  $\alpha = ۰/۵$  مقدار رابطه‌ی (۱۹) برای عدد فازی مثلثی به صورت رابطه (۲۰) خواهد بود:

$$I(\tilde{A}) = \frac{a+2b+c}{4} \quad (20)$$

## ۵- اجرای مدل و نتایج

### ۵-۱- فروض اساسی

با توجه به ضرورت بیان شده در مقدمه، در اینجا به بررسی و محاسبه ارزش فعلی سرمایه‌گذاری در فناوری‌های خورشیدی PV، CSP و ترکیبی پرداخته می‌شود. از آنجا که دوره‌ی عمر این دو فناوری برابر است (فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲) نیازی به استفاده از روش‌هایی مانند محاسبه هزینه‌ی تراز شده نیست و می‌توان با مقایسه ارزش فعلی هزینه‌های آن‌ها فناوری بهینه را انتخاب نمود.

### ۵-۱-۱- فروض فنی و هزینه‌ای

جهت انتخاب فناوری مناسب در هر روش، دو عامل هزینه و بهره‌وری عوامل تعیین‌کننده خواهند بود. در انتخاب فناوری مناسب برای نیروگاه فتوولتائیک، بهره‌گیری از فناوری‌های موجود در ابعاد نیروگاهی، فاکتورهای بهره‌وری و هزینه دو فناوری در سطح مازول را متفاوت می‌کند. با توجه به تجاری بودن c-Si ها و فناوری‌های فیلم نازک بایستی یکی از این دو فناوری به عنوان فناوری نیروگاهی انتخاب شود. رونی و دیگران در مقاله خود به مقایسه هزینه‌های این دو فناوری در ابعاد مگاوات پرداخته‌اند (دونی و همکاران<sup>۱</sup>، ۲۰۱۰) بررسی آنان نشان می‌دهد که هزینه‌ی توزیع شده‌ی فناوری c-Si و فیلم نازک بسیار جزئی دارند (در حدود ۰/۰۸ درصد). از این رو و بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) که به عنوان مرجع داده‌ی فناوری در این تحقیق استفاده شده است، میانگین هزینه‌های دو فناوری به‌ازای واحد ظرفیت برای نیروگاه فتوولتائیک در نظر گرفته شده است.

انتخاب فناوری مناسب نیروگاه گرمایش خورشیدی نیز تابعی از پارامترهای مختلف است. بر اساس گزارش تورچی و همکاران<sup>۲</sup> (۲۰۱۰) که به طور خاص به بررسی فنی-اقتصادی دو روش تجاری نیروگاه گرمایش خورشیدی با دریافت‌کننده‌ی مرکزی و روش سهموی خطی پرداخته است، روش دریافت‌کننده‌ی مرکزی از مزیت نسبی برخوردار است. بر این اساس فناوری دریافت‌کننده مرکزی به عنوان فناوری پیش‌فرض در این پژوهش در نظر گرفته شده است و هزینه‌های مرتبط با آن

1. Doni, Dughiero, and Lorenzoni
2. Turchi et al

بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) که در واقع آخرین پیش‌بینی ارائه شده توسط EIA می‌باشد در اجرای مدل لحاظ خواهد شد.

ضریب ظرفیت برای دو فناوری PV و CSP نیز با توجه به موقعیت جغرافیایی تغییر می‌کند. این ضریب بر اساس میزان تابش خورشید در مناطق مختلف کشور ایران و با در نظر گرفتن نصب سیستم در نقاط دارای تابش مطلوب تعیین شده است. همانگونه که در مقدمه نیز اشاره شد در محاسبه ضریب ظرفیت فناوری PV تابش سراسری نرمال نور خورشید یا GHI و برای فناوری CSP تابش مستقیم نرمال یا DNI نور خورشید است که اهمیت دارد. لازم به ذکر است که بهره‌وری نیروگاه یا مازول مشخصه‌ای فنی است که در تعیین ابعاد و هزینه‌ی مازول موثر بوده اما در تعیین ضریب ظرفیت نقشی ندارد. میزان بهره‌وری تابع پیشرفت فناوری بوده و به تبع آن افزایش خواهد یافت. به‌عنوان مثال هنگامی که اشاره می‌شود ظرفیت نامی یک نیروگاه فتوولتائیک ۱۵۰ مگاوات است، بدان معنا است که توان نیروگاه در شرایط استاندارد ۱۵۰ مگاوات است (مستقل از اینکه بهره‌وری نیروگاه مذکور چه میزان است). اما هنگامی که اشاره می‌شود فاکتور ظرفیت چنین نیروگاهی ۲۰ درصد است، این عدد ناظر به شرایط محیطی برای دستیابی به ظرفیت نامی ذکر شده (۱۵۰ مگاوات) است.

از سوی دیگر با توجه به وسعت بسیار زیاد کشور ایران و گستردگی مناطق خشک و نیمه خشک، هزینه‌ی خریداری زمین برای احداث نیروگاه‌ها در نظر گرفته نشده است. در رابطه با فناوری ترکیبی لازم به ذکر است، همانگونه که در معرفی این فناوری نیز گفته شد، بر اساس ادعای منبع گرین اسپک (۲۰۱۲) هزینه کل سیستم در این فناوری ۲۰٪ کمتر از نصب جداگانه، بهره‌وری بخش فتوولتائیک ۲۰٪ بیشتر از حالت تکی و نیز عمر مفید سیستم فتوولتائیک ۳۵ سال خواهد بود و ضریب ظرفیت هر بخش نیز جداگانه لحاظ می‌گردد.

جدول (۳): هزینه‌ی سرمایه‌گذاری CSP بر حسب 2009\$/kW

سال	پیشینه قیمت	مبنا	کمینه قیمت
۲۰۱۰	۴۶۳۶	۴۶۳۶	۳۶۸۰
۲۰۱۵	۴۷۴۲	۳۷۴۰	۲۹۶۳
۲۰۲۵	۴۳۱۶	۲۸۲۸	۱۹۶۷
۲۰۳۵	۳۶۰۲	۱۸۷۱	۱۱۹۹

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

جدول (۴): هزینه‌ی سرمایه‌گذاری PV بر حسب 2009\$/kW

سال	پیشینه قیمت	مبنا	کمینه قیمت
۲۰۱۰	۴۶۹۷	۴۶۹۷	۳۷۹۴
۲۰۱۵	۴۸۳۴	۴۵۲۸	۳۴۹۴
۲۰۲۵	۴۳۵۱	۳۳۹۴	۲۳۲۵
۲۰۳۵	۳۶۱۲	۲۳۳۶	۱۴۷۰

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

جدول (۵): پارامترهای فنی فناوری‌های PV و CSP

متغیر	PV	CSP	PV در حالت ترکیبی
ظرفیت نامی نیروگاه (MW)	۱۵۰	۱۰۰	۱۸۰
هزینه نگهداری و تعمیرات	۰/۴٪ هزینه سرمایه‌گذاری	۱/۳٪ هزینه سرمایه‌گذاری	۰/۴٪ هزینه سرمایه‌گذاری
طول عمر نیروگاه (سال)	۳۰	۳۰	۳۵
مدت ساخت نیروگاه (سال)	۲	۳	۲

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲ و گرین اسپک، ۲۰۱۲

جدول (۶): ضریب ظرفیت فناوری‌های PV و CSP

متغیر	PV	CSP
ضریب ظرفیت	۲۵٪	۲۳٪

مأخذ: چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

## ۲-۱-۵- ذخیره‌سازی

فرض اساسی دیگر این پژوهش اتصال هر دو نیروگاه به صورت on-grid است. بنابراین سیستم ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی در هر دو نیروگاه در نظر گرفته نشده است. این فرض تأثیر به‌سزایی در کاهش هزینه‌ها داشته که در پارامترهای هزینه‌ای مدل لحاظ شده است. فرض دیگر خرید تضمینی برق با قیمت یکسان برای هر دو فناوری می‌باشد، لذا سود محاسبه نشده و ارزش فعلی هزینه‌های مربوط به هر فناوری مبنای تابع هدف بوده است. با توجه به در نظر گرفتن هزینه‌های نیروگاهی بر حسب دلار، بر اساس آمار ارائه شده در سایت بانک لندن به عنوان

مرجع بین‌المللی، عدد فازی مثلثی (۰/۵، ۰/۴/۵ و ۰/۴) برای نرخ بهره سه سناریو به کار گرفته شده است (بانک لندن، ۲۰۱۳).

بر اساس مجموعه‌ی این فروض، مدل طراحی شده اجرا گردیده است. هزینه‌ی تراز شده انرژی نیروگاه‌های PV، CSP و ترکیبی به ترتیب در جداول (۷)، (۸) و (۹) قابل مشاهده است.

جدول (۷): هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه CSP برحسب 2009\$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۱۴۳، ۰/۱۸۹، ۰/۱۹۸)
۲۰۱۵	(۰/۱۱۵ و ۰/۱۵۲، ۰/۲۰۳)
۲۰۲۵	(۰/۰۷۶، ۰/۱۱۵، ۰/۱۸۵)
۲۰۳۵	(۰/۰۴۶، ۰/۰۷۶، ۰/۱۵۴)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۸): هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه PV برحسب 2009\$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۱۱۵، ۰/۱۵۱، ۰/۱۵۹)
۲۰۱۵	(۰/۱۰۶، ۰/۱۴۶، ۰/۱۶۴)
۲۰۲۵	(۰/۰۷۱، ۰/۱۰۹، ۰/۱۴۸)
۲۰۳۵	(۰/۰۴۵، ۰/۰۷۵، ۰/۱۲۳)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۹): هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه ترکیبی CSP-PV برحسب 2009\$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۰۹، ۰/۱۱۹، ۰/۱۲۵)
۲۰۱۵	(۰/۰۷۸، ۰/۱۰۵، ۰/۱۲۸)
۲۰۲۵	(۰/۰۵۲، ۰/۰۷۹، ۰/۱۱۶)
۲۰۳۵	(۰/۰۳۲، ۰/۰۵۴، ۰/۰۹۷)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جهت مقایسه سه فناوری در هریک از سال‌ها باید آن‌ها را با استفاده از روش رتبه‌بندی پیشنهادی در بخش ۳، به اعداد قطعی تبدیل نمود تا قابلیت مقایسه با یکدیگر را داشته باشند. با فرض مقایسه بی طرفانه  $\alpha = 0/5$  در نظر گرفته شده است و نتایج اشاره‌شده در جدول (۱۰) حاصل گردیده است.

جدول (۱۰): نتایج رتبه بندی اعداد فازی هزینه تراز شده انرژی 2009\$/kWh

سال	CSP	PV	ترکیبی
۲۰۱۰	۰/۱۸۰	۰/۱۴۴	۰/۱۱۳
۲۰۱۵	۰/۱۵۶	۰/۱۴۰	۰/۱۰۴
۲۰۲۵	۰/۱۲۳	۰/۱۰۹	۰/۰۸۲
۲۰۳۵	۰/۰۸۸	۰/۰۷۹	۰/۰۵۹

مأخذ: محاسبات مؤلفین

با توجه به اعداد به دست آمده در جدول (۱۰) ملاحظه می‌گردد تا سال ۲۰۱۰ هزینه‌ی تراز شده برق تولیدی نیروگاه CSP کمتر از PV می‌باشد اما با گذر زمان تقریباً می‌توان اظهار کرد که هزینه تراز شده برای هر دو فناوری با یکدیگر برابر خواهد بود و نمی‌توان به راحتی و تنها براساس معیارهای اقتصادی در رابطه با انتخاب فناوری تصمیم‌گیری نمود و نیاز به بررسی همه جانبه و راهبردی خواهد وجود دارد.

همچنین مشاهده می‌شود در تمامی سال‌ها همواره هزینه تراز شده انرژی حاصل از فناوری ترکیبی از هر دو فناوری CSP و PV کمتر و ارزان‌تر است، که علت آن در سرشکن شدن هزینه‌های ثابت و نیز افزایش بهره‌وری فناوری PV در اثر ترکیب شدن با فناوری CSP است.

همان‌گونه که در فروض ذکر شد داده‌های هزینه‌ای بر اساس آخرین پیش‌بینی ارائه شده توسط EIA در مدل لحاظ شده است. اما در گزارش‌های دو سال اخیر ارائه شده توسط این موسسه پیش‌بینی دیگری ارائه نشده است و صرفاً به ارائه‌ی قیمت‌های احداث نیروگاه در سال ارائه گزارش پرداخته است. هزینه راه‌اندازی دو فناوری CSP و PV ارائه شده در گزارش ۲۰۱۲ و ۲۰۱۳ EIA به همراه محاسبه هزینه‌ی تراز شده انرژی بر اساس آن‌ها در جدول (۱۱) آورده شده است (جهت

قابل مقایسه شدن اعداد ارائه‌شده در دو گزارش اخیر با سال ۲۰۰۹ که مبنای اعداد جداول پیش‌بینی قیمت‌ها بوده است، از مبدل آنالین قیمت دلار<sup>۱</sup> (۲۰۱۲) استفاده شده است.

جدول (۱۱): هزینه قطعی سرمایه‌گذاری سال ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ با در نظر گرفتن نگهداری و تعمیرات

2009\$/kW بر حسب PV و CSP

سال	CSP	PV
۲۰۱۱	۴۵۶۷	۴۶۲۹
۲۰۱۲	۴۷۷۷	۳۶۵۰

مأخذ: محاسبات مؤلفین

با مقایسه اعداد جدول (۱۱) و مقادیر جداول پیش‌بینی مشاهده می‌شود که هزینه‌های PV با افت بسیار زیاد و تقریباً نزدیک به پیش‌بینی خوش‌بینانه صورت گرفته همراه بوده است ولی در رابطه با CSP این کاهش چشم‌گیر نبوده و حتی در سال ۲۰۱۲ با افزایش قیمت مواجه بوده است؛ حتی هزینه سرمایه‌گذاری CSP در سال ۲۰۱۲ از هزینه سرمایه‌گذاری برای این فناوری در سال ۲۰۱۰ نیز بیشتر شده است. با در نظر گرفتن این اعداد هزینه تراز شده انرژی هر یک از دو فناوری به همراه فناوری ترکیبی به صورت جدول (۱۲) خواهد بود.

جدول (۱۲): هزینه تراز شده انرژی PV و CSP بر حسب 2009\$/kWh

سال	CSP	PV	ترکیبی
۲۰۱۱	۰/۱۶۶	۰/۱۴۹	۰/۱۰۷
۲۰۱۲	۰/۱۷۳	۰/۱۱۷	۰/۰۹۷

مأخذ: محاسبات مؤلفین

همانگونه که در جدول (۱۲) مشاهده می‌شود، در سال ۲۰۱۱ هزینه‌ی تراز شده انرژی برای دو فناوری خورشیدی PV و CSP از پیش‌بینی صورت گرفته برای سال ۲۰۱۵ نیز کمتر شده است؛ در این بین سهم PV بیشتر است. در چند سال اخیر افت قیمت سلول‌ها و ماژول‌های فتوولتائیک بسیار چشم‌گیر و تعیین‌کننده بوده است که علت آن قرار داشتن فناوری‌های خورشیدی در مرحله رشد منحنی بلوغ فناوری است. با بررسی روند هزینه‌ی تراز شده انرژی برای سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۲ که در جداول (۱۰) و (۱۲) آورده شده است، مشاهده می‌شود که همواره فناوری PV بر CSP به

لحاظ هزینه‌ای اولویت و برتری داشته است و این برتری در گذر زمان نه تنها کم نشده بلکه با افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بر روی CSP در سال ۲۰۱۲ بیشتر نیز شده است.

## ۶- تحلیل نتایج

مطابق پیش‌بینی‌های صورت گرفته در طی سال‌های آینده هزینه‌ی تراز شده برق فناوری فتوولتائیک در مقایسه با فناوری CSP از میزان کمتری برخوردار خواهد بود.

هم اکنون ۴۰ واحد نیروگاهی CSP با ظرفیت بیشتر از ۵۰ مگاوات در دنیا وجود دارد که مجموعاً به ظرفیت ۲۰۴۹ مگاوات می‌رسد (دنیای CSP، ۲۰۱۳). این عدد به مجموع ظرفیت نیروگاه‌های فتوولتائیک بسیار نزدیک است. ۲۶ واحد نیروگاهی فتوولتائیک در دنیا با ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات، ۲۰۲۹ مگاوات برق خورشیدی تولید می‌کنند (لیست ۵۰ نیروگاه فتوولتائیک بزرگ<sup>۲</sup>، ۲۰۱۳). لذا می‌توان ادعا کرد که این دو فناوری در حال حاضر در وضعیتی یکسان هستند. اما مطالعه نیروگاه‌های خورشیدی نشان می‌دهد در مجموع ظرفیت در حال احداث و برنامه‌ریزی شده برای احداث نیروگاه‌های CSP در سال‌های آتی ۴۶۶۰ مگاوات (نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات) است (دنیای CSP، ۲۰۱۳). حتی اگر نیروگاه فتوولتائیک ۱۰۰۰۰ مگاواتی هلیوس آلمان را کنار بگذاریم، ۲۱۱۰۰ مگاوات ظرفیت نیروگاهی (ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات) فتوولتائیک در سراسر جهان در حال برنامه‌ریزی و ساخت است (لیست ۵۰ نیروگاه فتوولتائیک در حال ساخت<sup>۳</sup>، ۲۰۱۳). این آمار اختلاف فاحش میان تمایل به ساخت نیروگاه‌های PV نسبت به CSP ها را نشان می‌دهد.

همچنین نتیجه آخرین پیش‌بینی صورت گرفته توسط EIA در بلند مدت، نشان‌دهنده‌ی رشد بیشتر فناوری فتوولتائیک با متوسط رشد سالیانه ۱۱/۶٪ تا سال ۲۰۴۰ می‌باشد، این در حالی است که میزان رشد سالیانه فناوری CSP برابر با ۳/۶٪ خواهد بود.

در کنار بحث هزینه‌ای که مبنای مدل ارائه شده در این پژوهش بوده است، عوامل دیگری نیز در رشد PV ها به نسبت CSP ها تأثیرگذار بوده است که از جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد: نیروگاه‌های CSP برای بهره‌ور شدن نیاز به DNI بالایی در محل احداث دارند حال آنکه GHI

1. CSP World
2. Large-Scale Photovoltaic Power Plants - Top50
3. List of Photovoltaic Power Stations

در نیروگاه PV نقش اساسی در بهره‌وری دارد. تمامی نقاطی که DNI بالایی دارند به همان نسبت GHI بالایی نیز دارند، اما عکس این موضوع صادق نیست. لذا نیروگاه‌های PV در تمامی مکان‌هایی که امکان نصب نیروگاه‌های CSP وجود دارد می‌توانند نصب شوند. همچنین در محل نصب نیروگاه CSP بایستی به آب دسترسی وجود داشته باشد (همانند دسترسی‌ای که یک نیروگاه ذغال سنگ به آب دارد) که این موضوع نیز به نوبه خود محدودیت‌هایی برای CSP ها ایجاد می‌کند.

اما در تحلیل نتایج برای بررسی موردی کشور ایران بایستی به موارد زیر توجه داشت. نیروگاه‌های فتوولتائیک به نسبت نیروگاه‌های CSP به فضای بیشتری در مقیاس واحد نیازمند هستند. نیروگاه‌های دریافت‌کننده برج مرکزی (فرض این تحقیق در نیروگاه CSP) به نسبت فیلم‌نازک‌ها (فرض تحقیق در مورد نیروگاه فتوولتائیک) بیش از سه برابر بهره‌وری کاربری زمین دارند. با توجه به یکی از فروض اساسی این تحقیق مبنی بر اینکه هزینه‌ی خرید زمین در مقایسه دو فناوری لحاظ نشده است، این مورد خود در کاهش هزینه‌های PV نسبت به CSP تأثیرگذار بوده است.

نکته‌ی دیگر هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته شده در فناوری‌های فتوولتائیک و CSP برای کشور ایران است. هم‌اکنون هزینه نیروگاه‌های PV و CSP بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) در نظر گرفته شده است. از سال ۱۳۹۰ ایران به جمع تولیدکنندگان فناوری PV پیوسته که این موضوع در کاهش هزینه‌های این فناوری در ایران موثر است (سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، ۲۰۱۰). اما تا کنون تجربه‌ای در زمینه پیاده‌سازی نیروگاه CSP با فناوری دریافت‌کننده برج مرکزی وجود ندارد. این در حالی است که همانطور که پیش‌تر مطرح شد، احداث نیروگاه‌های CSP به طور کلی به لحاظ فناوری ابعاد پیچیده‌تری نسبت به نیروگاه‌های PV دارند. به همین دلیل به نظر می‌رسد رسیدن به خودکفایی فناورانه در فناوری نیروگاه CSP در ایران، نیازمند زمان بیشتری خواهد بود. لذا این کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای در PV خود نتایج را بیشتر از پیش به نفع نیروگاه PV سوق می‌دهد. البته لازم به ذکر است که یکی از مهمترین عوامل تصمیم‌گیری در این خصوص امکان انتقال فناوری است. پیش‌برد و بلوغ فناوری فتوولتائیک در ایران نیازمند انتقال فناوری‌های وابسته به آن است که با توجه به وضعیت تحریم‌های بین‌المللی این امر با محدودیت‌هایی مواجه است، لذا در صورت تداوم تحریم‌ها تولید ارزان سلول‌های فتوولتائیک و به‌کارگیری آن‌ها در کشور با مشکلاتی مواجه خواهد شد که در این صورت بومی‌سازی و به‌کارگیری فناوری CSP توصیه می‌گردد.

## ۷- نتیجه گیری

عدم قطعیت در پارامترهای تأثیرگذار در هزینه‌های تولید و توسعه و نیز بهره‌وری و کارایی فناوری‌های تجدیدپذیر تولید برق به چالشی جدی برای سرمایه‌گذاران تبدیل شده است. از سوی دیگر تعدد منابع تأمین‌کننده، فناوری‌های متنوع و ریسک رقابت‌پذیری در مقابل تولید از منابع فسیلی (به‌ویژه برای کشورهایی مانند ایران که دارای منابع عظیم نفت و گاز و پتانسیل تمامی انواع انرژی‌های تجدیدپذیر را دارند) گزینه‌های فراوان پیش‌روی سیاست‌گذاران در تعیین سبب تأمین‌کننده‌ی انرژی و نیز بسته‌های حمایتی قرار می‌دهد. در میان تجدیدپذیرها، فناوری‌های خورشیدی با عدم قطعیت‌های بیشتری مواجه هستند. به‌گونه‌ای که حتی سناریوهای پیش‌بینی هزینه تمام شده در فناوری‌های مختلف آن که در سال ۲۰۱۰ برای سال ۲۰۱۲ صورت پذیرفته بوده، در فتوولتائیک بسیار بیشتر از مقدار محقق شده در سال ۲۰۱۲ بوده و در CSP بیشتر از سناریوی پیش‌بینی بوده است. این درحالی است که حتی تغییرات جزئی در LCOE می‌تواند توجیه‌پذیری یک فناوری را تحت‌الشعاع قرار دهد. در چنین شرایطی لحاظ کردن عدم قطعیت‌هایی از این نوع در ارائه‌ی مدلی کارا که با هدف انتخاب سناریوی توجیه‌پذیر ارائه می‌شود، حیاتی است.

پژوهش حاضر نیز با هدف پاسخ به این نیاز ارائه شده است. انتقال فناوری‌های به نسبت بالغ در هر دو گروه اصلی روش‌های تولید برق خورشیدی، بهره‌گیری از مدل اقتصاد مهندسی فازی برای شرایط عدم قطعیت و ارزیابی نتایج با واقعیت موجود در استحصال انرژی خورشید در جهان گام‌های اساسی پژوهش برای انتخاب فناوری مناسب در تولید برق خورشیدی بوده است.

نتایج نشان داد که نیروگاه فتوولتائیک در ایران نسبت به CSP از مزیت نسبی برخوردار است. این نتایج با واقعیت موجود در جهان نیز مطابقت داشته است، اما ویژگی‌های کشور ایران اقتصادی بودن نیروگاه‌های PV نسبت به CSP را توجیه‌پذیرتر می‌نماید. خودکفایی فناورانه در تولید سلول‌های PV، بالاتر بودن GHI نسبت به DNI (به عنوان نوع تابش تأثیرگذار به ترتیب در PV و CSP)، فراوانی زمین قابل استفاده و تجربه پیاده‌سازی در ابعاد کوچک‌تر همه و همه مزایای نسبی ایران در توجیه اقتصادی PV نسبت به CSP ها است.

اما فناوری ترکیبی از هر دو فناوری PV و CSP اقتصادی‌تر است که با توجه به اینکه در مرحله تحقیق و توسعه است، انتخاب آن با ریسک و حساسیت‌های بیشتری مواجه است.

در کنار تمام موارد ذکر شده باید به این نکته توجه داشت که پتانسیل نیروگاه‌های CSP در ذخیره‌سازی انرژی در حال حاضر همچنان این فناوری را در رقابت با فتوولتائیک‌ها قرار می‌دهد. نیروگاه‌های فعلی CSP در حال حاضر می‌توانند تا ۱۶ ساعت انرژی گرمایی را ذخیره نمایند و به این ترتیب پاسخگوی پروفایل تقاضا در شبانه‌روز باشند. این درحالی است که تا کنون فناوری اقتصادی در ذخیره‌سازی برق تولیدی فتوولتائیک‌ها ارائه نشده است. فرض اساسی این پژوهش قائل نشدن فناوری‌های ذخیره‌سازی در هر دو نوع نیروگاه بوده است. اما برای پژوهش‌های آتی این فرض می‌توان برای CSP ها در نظر گرفته شود که بالتبع هزینه‌های این نوع نیروگاه را افزایش می‌دهد. اما با مدل‌سازی پروفایل تقاضا و توانایی CSP در پاسخ به آن، مزیت CSP در ذخیره‌سازی در مقایسه با PV دیده می‌شود.

#### مراجع

- Bank of England, (2013), "Effective interest rates" [www Document], n.d. URL <http://www.bankofengland.co.uk/statistics/Pages/efr/2013/Jul/default.aspx> (accessed 9.16.13).
- Bosetti, V., M. Catenacci, G. Fiorese and E. Verdolini, (2012). "The future prospect of PV and CSP solar technologies: An expert elicitation survey", *Energy Policy*, 49, 308–317.
- Brigham, E.F. and M.C. Ehrhardt, (2010), *Financial Management Theory and Practice*, Cengage Learning.
- China's Energy Policy, (2012), [www Document], n.d. URL [http://www.gov.cn/english/official/2012-10/24/content\\_2250497\\_5.htm](http://www.gov.cn/english/official/2012-10/24/content_2250497_5.htm) (accessed 8.31.13).
- Chiu, C.Y. and C. Park, (1994), "Fuzzy Cash Flow Analysis Using Present Worth Criterion", *The Engineering Economist*, Vol 39.
- IRENA, (2012), "Concentrating Solar Power", International Renewable Energy Agency.
- CSP World [www Document], n.d. CSP World. URL <http://www.csp-world.com/> (accessed 7.15.13).
- Desideri, U. and P.E. Campana, (2014), "Analysis and comparison between a concentrating solar and a photovoltaic power plant", *Applied Energy*, Vol 113.
- Desideri, U., F. Zepparelli, V. Morettini and E. Garroni, (2012), "Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical

and environmental evaluations", *Applied Energy*.

DollarTimes.com | Inflation Calculator [www Document], n.d. URL <http://www.dollartimes.com/calculators/inflation.htm> (accessed 11.6.12).

Doni, A., F., Dughiero, A., Lorenzoni, (2010), "A comparison between thin film and c-Si PV technologies for MW size applications", *IEEE*, pp. 002380–002385.

EIA, (2013), *Annual Energy Outlook*, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.

EIA, (2012), *Assumptions to the Annual Energy Outlook*, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.

EIA, (2013), *Assumptions to the Annual Energy Outlook*, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.

EIA, (2013), *International Energy Outlook*, Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.

Fadai, D., (2007), "Utilization of renewable energy sources for power generation in Iran", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 11.

Hernández-Moro, J. and J.M. Martínez-Duart, (2013), "Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 20.

Kahraman, C., D. Ruan, and E. Tolga, (2002), "Capital budgeting techniques using discounted fuzzy versus probabilistic cash flows", *Inf. Sci. Inf. Comput. Sci.*, Vol 142.

Kaufmann, A. and M.M. Gupta, (1988), *Fuzzy Mathematical Models in Engineering and Management Science*, Elsevier Science Inc., New York, NY, USA.

Liou, T.S. and C.W. Chen, (2006), "Fuzzy decision analysis for alternative selection using a Fuzzy Annual Worth Criterion", *The Engineering Economist*, 51, 19–34.

Liou, T.S. and M.J.J. Wang, (1992), "Ranking fuzzy numbers with integral value", *Fuzzy Sets and Systems*, Vol 50.

NASA Surface Meteorology and Solar Energy [www Document], n.d. URL [https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/global/text/global\\_radiation](https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/global/text/global_radiation) (accessed 12.3.13).

Renewables 2012 global status report, (2011), Renewable Energy Policy Network.

Solar Photovoltaics, (2012), International Renewable Energy Agency (IRENA).

Solar Technologies Market Report, (2011), U.S. Department of Energy.

Technology and Environment - Landscape-Level Solar Development and

Ecological Impacts - Land Use Efficiency | Drupal [www Document], n.d. URL <http://webservices.itcs.umich.edu/drupal/recd/?q=node/105> (accessed 7.15.13).

Technology Roadmap Concentrating Solar Power, (2010), International Energy Agency (IEA).

Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, (2010), International Energy Agency (IEA).

Turchi, C., M. Mehos, C.K. Ho and G.J. Kolb, (2010), Current and Future Costs for Parabolic Trough and Power Tower Systems in the US Market, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Perpignan, France.

Vignola, F., J. Michalsky and T.L. Stoffel, (2012), Solar and Infrared Radiation Measurements. CRC Press.