

## ارزیابی تأثیر مشوق‌های سرمایه‌گذاری تحت شرایط عدم قطعیت روی برنامه‌ریزی توسعه تولید در بازارهای رقابتی برق

جابر ولی‌نژاد<sup>۱</sup>، کارشناس ارشد؛ تقی بارفروشی<sup>۲</sup>، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - بابل - ایران - jaber.valinejad@gmail.com

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - بابل - ایران - barforoshi@nit.ac.ir

**چکیده:** در این مقاله چهارچوبی جدید به‌منظور مطالعه تأثیر مشوق‌های سرمایه‌گذاری بر توسعه ظرفیت تولید برق در سیستم‌های قدرت تجدید ساختاریافته و در شرایط عدم قطعیت ارائه می‌شود. مشوق‌های سرمایه‌گذاری مورد مطالعه در این مقاله قراردادهای تضمینی خرید برق و پرداخت‌های ظرفیت را شامل می‌شود. چهارچوب ارائه‌شده در این مقاله شامل یک مسئله سرمایه‌گذاری در توسعه تولید از دیدگاه یک شرکت تعیین قیمت، موسوم به تولیدکننده استراتژیک است. مسئله سرمایه‌گذاری مورد نظر، یک مسئله بهینه‌سازی دوسطحی است که سطح اول آن شامل تصمیمات سرمایه‌گذار و رفتار استراتژیک هریک از تولیدکنندگان است که سود حاصل از سرمایه‌گذاری را حداکثر می‌نماید. مسئله سطح دوم شامل مسئله بهینه‌سازی تسویه بازار است که در آن بهره‌بردار مستقل سیستم با هدف حداکثر نمودن رفاه اجتماعی، قیمت و میزان توان تولیدی واحدهای تولید و نیز میزان تقاضای مصرف‌کنندگان را تعیین می‌نماید. استراتژی سرمایه‌گذاری شرکت‌های رقیب که عدم قطعیت استراتژیک محسوب می‌شود، با استفاده از سناریو مدل می‌شود. کارایی چهارچوب پیشنهادی بر روی یک شبکه قدرت نمونه ۶ شینه و قسمتی از شبکه انتقال سراسری ایران با انجام شبیه‌سازی‌ها و تحلیل‌های لازم، مورد آزمون قرار می‌گیرد.

**واژه‌های کلیدی:** سرمایه‌گذاری تولید، برنامه ریاضی با قیود معادل، تولیدکننده استراتژیک، پرداخت بابت آمادگی ظرفیت، قرارداد تضمینی، عدم قطعیت.

## Evaluating the Impacts of Incentives on Generation Capacity Investment under Uncertainties in Electricity Markets

Jaber Valinejad<sup>1</sup>, MSc; Taghi Barforoshi<sup>2</sup>, Assistant Professor

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Email: jaber.valinejad@gmail.com

2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Email: barforoshi@nit.ac.ir

**Abstract:** This paper presents a new framework to study the impact of investment incentives for the generation capacity expansion in restructured power systems considering uncertainties. Investment incentives discussed in this paper are firm contracts and capacity payments. Generation investment from the perspective of the price maker company which is called strategic producer is studied. The problem of investment in this paper is a bi-level optimization problem. The upper level includes decisions related to investment profit maximization. The second level tries to maximize social welfare. Also, different scenario of rival investment is presumed in the paper. After converting mathematical program with equilibrium constraints (MPEC) and linearization, the bi-level optimization problem solved as a problem of mixed integer linear programming (MILP). The efficiency of the proposed approach is evaluated on a 6-bus power network and also MAZANDARAN regional electric company (MERC) transmission network. Simulation results show that the presence of firm contracts and capacity payments increase generation investment in different technologies and improve long-term stability of the market.

**Keywords:** Generation investment, Mathematical program with equilibrium constraints (MPEC), Strategic producer, Capacity payment, Firm contract, Uncertainty.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۰۷/۰۷

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۳/۰۸/۰۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۳/۱۱/۳۰

نام نویسنده مسئول: تقی بارفروشی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بابل - خیابان شریعتی - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر.

## ۱- مقدمه

به دلیل ضرورت بهبود کارایی اقتصادی و ارتقای توسعه پایدار، صنعت برق در دهه‌های گذشته تغییرات عمده‌ای را در ساختار، بازارها و مقررات تجربه نموده است [۱]. لذا با ایجاد و توسعه فضای رقابتی در بخش تولید، برنامه‌ریزی عملیاتی و توسعه ظرفیت تولید از حالت متمرکز و انحصاری خارج شده است [۲]. هر شرکت تولید بر اساس ملاحظات اقتصادی و در نظر گرفتن استراتژی‌های سایر شرکت‌های رقیب استراتژی مشارکت در بازار کوتاه‌مدت را تعیین می‌نماید. همچنین در دوره‌های بلندمدت، شرکت‌های تولید بر اساس ملاحظات اقتصادی، برنامه توسعه خود را با توجه به استراتژی‌های سرمایه‌گذاری رقبای خود تعیین می‌نمایند.

تصمیمات نامتمرکز مبتنی بر ملاحظات اقتصادی ممکن است موجب کمبود ظرفیت تولید و قیمت‌های بالای برق در بلندمدت شود [۳]. سرمایه‌گذاری در توسعه ظرفیت تولید از جمله سرمایه‌گذاری‌های برگشت‌ناپذیر بشمار می‌آید که به علت خطا در پیش‌بینی، ممکن است هزینه قابل توجهی را در بلندمدت به سرمایه‌گذار تحمیل کند؛ بنابراین برای سرمایه‌گذاری در چنین بازاری باید اطمینان از بازگشت سرمایه در بلندمدت وجود داشته باشد [۴]. لذا بسیاری از کشورها نسبت به واگذاری تصمیمات سرمایه‌گذاری به ملاحظات بازار و تعادل عرضه و تقاضا ابراز عدم تمایل کردند [۵] و در این راستا مکانیزم‌هایی را برای تشویق و کنترل سرمایه‌گذاری در بخش تولید طراحی نموده‌اند [۶]. برای برنامه‌ریزی توسعه تولید و مطالعه تأثیر طرح‌های مختلف بازار در سرمایه‌گذاری انتخاب مدل مناسب بسیار حائز اهمیت است. بدین جهت تاکنون مدل‌ها و روش‌های برنامه‌ریزی متفاوتی ارائه شده‌اند و کارایی آن‌ها در سرمایه‌گذاری تولید مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

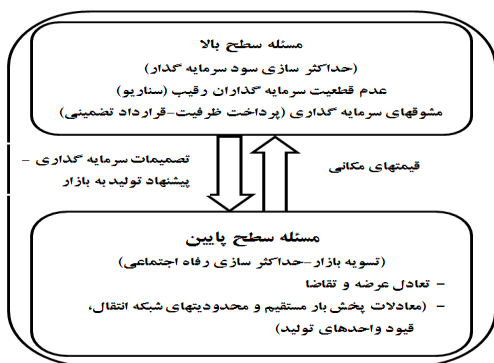
در [۷] مدلی دوسطحی به منظور برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت تولید با مدل‌سازی کارنو در غیاب عدم قطعیت و تأثیر شبکه انتقال ارائه شده است. تأثیر تراکم انتقال و رقابت در سرمایه‌گذاری تولید با استفاده از مدل کارنو در مرجع [۸] بررسی شده است. در [۹] برای حل مسئله سرمایه‌گذاری در تولید برق و در حضور عدم قطعیت تقاضا یک مدل برنامه‌ریزی دینامیکی احتمالی ارائه شده است. رفتار تولیدکننده استراتژیک در بازار با استفاده از مدل دوسطحی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مربوط به تقاضا و پیشنهاد فروش برق تولیدکنندگان رقیب در مرجع [۱۰] بررسی شده است. در [۱۱] مدلی دوسطحی و استاتیکی برای انتخاب نیروگاه مناسب جهت توسعه از دیدگاه یک شرکت استراتژیک (شرکت سازنده قیمت) ارائه شده است. در [۱۲] مسئله مورد نظر در مرجع [۱۱] در شرایط عدم قطعیت با روش تجزیه بندرز<sup>۱</sup> حل شده است. در [۱۳]، به منظور حل مسئله توسعه تولید در یک بازار انحصاری چندجانبه با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بهای سوخت واحدهای تولید و بار پیش‌بینی شده، از چهارچوبی مبتنی بر مدل بازی کارنو و برنامه‌ریزی دینامیکی<sup>۲</sup> ارائه شده است. عدم

قطعیت‌های بلندمدت احتمالی تقاضا و قیمت سوخت با استفاده از زنجیر مارکوف مدل شده است.

در [۱۴] مدلی به منظور بررسی تأثیر قراردادهای آینده بر توسعه تولید ارائه شده است که در آن بازار انحصاری چندجانبه با استفاده از بازی کارنو مدل شده است. در [۱۵] بهره‌برداری بازار برق شیلی در دو حالت حضور و عدم حضور پرداخت بابت آمادگی ظرفیت بررسی شده است. مسئله مدیریت انرژی، استفاده بهینه از منابع تولید برق در حضور ذخیره‌سازهای انرژی و کاهش هزینه انرژی تولیدی در [۱۶] مطرح شده است. چهارچوب پیشنهادی مبتنی بر MCEMS<sup>۳</sup> است؛ که در آن، صرفه اقتصادی حاصله در ساختار شبکه، ناشی از اعمال روش ارائه شده مورد ارزیابی واقع شده و میزان کاهش هزینه‌ها بیان گردیده است. در [۱۷]، مسئله مدیریت انرژی و استفاده بهینه از منابع تولید پراکنده، در قالب یک مسئله غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح<sup>۴</sup> تعریف شده و برای حل آن مسئله از نرم‌افزار GAMS استفاده شده است. در [۱۸]، از الگوریتم بهینه‌سازی جست‌وجوی گرانشی<sup>۵</sup> برای یافتن حالت بهینه در مسئله مدیریت انرژی مورد استفاده قرار گرفته است.

در [۱۹] برنامه‌ریزی چندساله تولید در بازار برق آزاد شده برای مجموعه‌ای از تولیدکنندگان غیر استراتژیک انجام شده است که بازار در سطح پایین‌تر برای هر تولیدکننده با استفاده از روش تخمین هزینه مدل شده است و بیشینه شدن سود همه تولیدکنندگان، مدنظر بهره‌بردار مستقل سیستم است. در [۲۰] از مدل حلقه باز به صورت تقریبی از مدل حلقه بسته برای سادگی و کاهش زمان محاسبات استفاده شده است. به طوری که برنامه‌ریزی دینامیکی بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت بررسی و مسئله معادل با قیود تعادل (EPEC)<sup>۶</sup> حل می‌شود. [۲۱] و [۲۲] مدل هر کدام از تولیدکنندگان استراتژیک به صورت دوسطحی هست. همچنین رفتار استراتژیک تولیدکننده به صورت پیشنهادهایی با تابع عرضه<sup>۷</sup> تکه‌ای خطی مدل می‌شود که توصیف دقیق‌تری از بازارهای برق واقعی نسبت به مدل‌های کارنو، برتراند<sup>۸</sup> و متغیرهای تصادفی<sup>۹</sup> هست.

در این مقاله چهارچوبی به منظور مطالعه تأثیر مشوق‌های سرمایه‌گذاری بر توسعه ظرفیت تولید برق یک سرمایه‌گذار سازنده قیمت در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته و در شرایط عدم قطعیت ارائه می‌شود. مشوق‌های سرمایه‌گذاری مورد مطالعه در این مقاله قراردادهای تضمینی خرید برق و پرداخت‌های ظرفیت را شامل می‌شود. مسئله سرمایه‌گذاری مورد نظر، یک مسئله بهینه‌سازی دوسطحی است که سطح اول آن شامل تصمیمات سرمایه‌گذار و رفتار استراتژیک هریک از تولیدکنندگان، باهدف کسب سود حداکثر سرمایه‌گذار است. مسئله سطح دوم شامل مسئله بهینه‌سازی تسویه بازار است که در آن بهره‌بردار مستقل سیستم باهدف حداکثر نمودن رفاه اجتماعی، بازار را تسویه می‌نماید. استراتژی سرمایه‌گذاری شرکت‌های رقیب با استفاده از سناریو مدل می‌شود. مسئله بهینه‌سازی



شکل ۱: چهارچوب پیشنهادی جهت حل مسئله

### ۳- مدل ریاضی چهارچوب پیشنهادی

در بخش‌های زیر مدل ریاضی چهارچوب پیشنهادی توضیح داده می‌شود.

#### ۳-۱- فرمول‌بندی مسئله بهینه‌سازی دوسطحی

روابط (۱) تا (۱۳) مدل ریاضی مسئله بهینه‌سازی دوسطحی را از دید یک سرمایه‌گذار استراتژیک در یک دوره زمانی معین نشان می‌دهد.

تابع هدف (۱) منفی سود تولیدکننده استراتژیک است که مشتمل بر چهار بخش است. بدین صورت که بخش اول مربوط به هزینه سرمایه‌گذاری، بخش دوم مربوط به منفی سود حاصل از بهره‌برداری، بخش سوم منفی سود حاصل از قرارداد تضمینی و بخش چهارم منفی سود حاصل از پرداخت ظرفیت است. در این مقاله فرض شده است که فقط نیروگاه‌های جدید مربوط به شرکت‌های استراتژیک و غیر استراتژیک مشمول قرارداد تضمینی می‌شوند حال آن‌که پرداخت ظرفیت به همه نیروگاه‌ها اختصاص دارد.

$i \in \Psi_n / k \in \Psi_n$  بیانگر این است که نیروگاه  $ik$  در شین  $n$  واقع شده است. رابطه (۲) به این معنی است که از بین گزینه‌های مختلف سرمایه‌گذاری فقط یک مورد جهت سرمایه‌گذاری انتخاب شود. محدودیت مالی شرکت در قید (۳) لحاظ شده است. در (۴) FCV، درصدی از ظرفیت تولید واحد جدید است که در قالب قرارداد تضمینی، از شرکت استراتژیک خریداری می‌شود. شایان‌ذکر است مقدار FCV در مطالعات ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. کمینه شدن منفی رفاه اجتماعی در هر مسئله سطح پایین‌تر در (۵) بیان شده است. رابطه (۶) معادلات پخش بار مستقیم (DC) را نشان می‌دهد. قیمت‌های مکانی (LMPS)<sup>۱</sup> متغیرهای دوگان قیود مربوط به تعادل توان را نشان می‌دهند. روابط (۷) تا (۹) مربوط به محدودیت‌های توان تولیدی نیروگاه‌ها و قید (۱۰) هم مربوط به کشش‌پذیری تقاضا می‌باشند. قیود (۱۱) و (۱۲) مرتبط با محدودیت‌های مربوط به عبوری از خطوط انتقال و ولتاژ زاویه شین‌ها در پخش بار DC هست که  $S_p$  مبین قدرت مینا است.

دوسطحی مورد نظر با استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی ریاضی مشتمل بر محدودیت‌های تعادل به یک مسئله یک سطحی تبدیل می‌شود و پس از خطی‌سازی، در قالب یک مسئله برنامه‌ریزی آمیخته صحیح خطی (MILP) حل می‌شود. با توجه به مراجع بررسی‌شده نوآوری‌های مقاله حاضر به شرح زیر است:

- در مدل‌های ارائه‌شده در [۱۹] و [۲۰] از چهارچوب مبتنی بر متغیرهای حدسی قیمت در تسویه بازار استفاده شده است. همچنین در مرجع [۲۳]، برای تسویه بازار از مدل کارنو استفاده شده است. در این مقاله برای تسویه بازار از مدل تابع عرضه استفاده شده است که مدل واقعی‌تری برای نمایش بازار است.
- افزودن قراردادهای تضمینی به همراه پرداخت‌های ظرفیت به مدل برنامه‌ریزی: در مدل‌های پیشین ارائه‌شده، مکانیزم‌های ظرفیت به‌عنوان مکانیزم‌های تشویقی مورد توجه قرار گرفته‌اند. در این مقاله علاوه بر مکانیزم پرداخت ظرفیت، قراردادهای تضمینی نیز در مدل در نظر گرفته شده است.

کارایی چهارچوب پیشنهادی بر روی یک شبکه قدرت نمونه ۶ شینه و قسمتی از شبکه انتقال سراسری ایران با انجام شبیه‌سازی‌ها و تحلیل‌های لازم مورد آزمون قرار می‌گیرد. در ادامه مقاله، در قسمت ۲ چهارچوب پیشنهادی معرفی می‌شود. در بخش ۳ مدل ریاضی چهارچوب پیشنهادی تشریح می‌شود. در بخش ۴ به معرفی مدل تابع عرضه در بازار کوتاه‌مدت پرداخته می‌شود. کارایی مدل پیشنهادی روی شبکه آزمون ۶ شینه و شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان در بخش ۵ بررسی می‌شود و نتایج مربوطه مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرند. در نهایت در قسمت ۶ نتیجه‌گیری‌های مربوطه ارائه می‌شود.

#### ۲- معرفی چهارچوب پیشنهادی

شکل ۱ چهارچوب پیشنهادی این مقاله را برای حل مسئله سرمایه‌گذاری نشان می‌دهد. در بلوک اصلی چهارچوب پیشنهادی شامل یک مدل دوسطحی هست که در آن مسائل مربوط به هر یک از سطوح نشان داده شده است. مسائل مرتبط با سطح بالاتر شامل مسئله سرمایه‌گذاری باهدف حداکثر نمودن سود سرمایه‌گذار به همراه محدودیت‌های حاکم و سناریوهای مربوط به عدم قطعیت‌های بلندمدت (استراتژی سرمایه‌گذاری شرکت‌های رقیب) در دوره برنامه‌ریزی است. سازوکارهای قرارداد تضمینی و پرداخت ظرفیت نیز در مسئله سطح بالا لحاظ شده است. مسئله سطح پایین‌تر مربوط به تسویه بازار است باهدف حداکثر نمودن رفاه اجتماعی است که شامل محدودیت‌های واحدهای تولید، تعادل توان در هر شین (معادلات پخش تقاضا DC) و توان عبوری از انتقال هست.

$$-F_{nm}^{\max} \leq B_{nm}^{P.U} S_b (\theta_{tmw} - \theta_{tmw}) \leq F_{nm}^{\max} \quad (11)$$

$$V_{tmw}^{\min}, V_{tmw}^{\max}, \forall n, \forall m \in \Phi_n$$

$$-\pi \leq \theta_{tmw} \leq \pi : \xi_{tmw}^{\min}, \xi_{tmw}^{\max}, \forall n \quad (12)$$

$$\theta_{tmw} = 0 : \xi_{tmw}^1, n=1 \} \forall t, \forall w. \quad (13)$$

### ۳-۲- تبدیل مسئله دوسطحی به MPEC

مسئله دوسطحی (۱) تا (۱۳) را می‌توان با اعمال شرایط KKT<sup>۱۱</sup> به مسئله بهینه‌سازی سطح پایین (تسویه بازار) به مسئله یک‌سطحی (MPEC) تبدیل کرد [۲۴، ۲۵] که توسط روابط ۱۴ تا ۳۲ بیان شده است.

$$(1) - (4) \quad (14)$$

$$-U_{tdw}^D + \lambda_{t(n:d \in \psi_n)w} + \mu_{tdw}^{D \max} - \mu_{tdw}^{D \min} = 0, \forall t, \forall w \quad (15)$$

$$\alpha_{tiw}^S - \lambda_{t(n:i \in \psi_n)w} + \mu_{tiw}^{S \max} - \mu_{tiw}^{S \min} = 0, \forall t, \forall w \quad (16)$$

$$\alpha_{tkw}^{ES} - \lambda_{t(n:k \in \psi_n)w} + \mu_{tkw}^{ES \max} - \mu_{tkw}^{ES \min} = 0, \forall t, \forall w \quad (17)$$

$$CO_{tjw} - \lambda_{t(n:j \in \psi_n)w} + \mu_{tjw}^{O \max} - \mu_{tjw}^{O \min} = 0, \forall t, \forall w \quad (18)$$

$$\sum_{m \in \Phi_n} B_{nm}^{P.U} S_b (\lambda_{tmw} - \lambda_{tmw}) + \sum_{m \in \Phi_n} B_{nm}^{P.U} S_b (V_{tmw}^{\max} - V_{tmw}^{\max}) + \sum_{m \in \Phi_n} B_{nm}^{P.U} S_b (V_{tmw}^{\min} - V_{tmw}^{\min}) + \xi_{tmw}^{\max} - \xi + (\xi_{tmw}^1)_{n=1} = 0, \forall t, \forall n, \forall w \quad (19)$$

$$(6) - (13) \quad (20)$$

$$0 \leq P_{tiw}^S \perp \mu_{tiw}^{S \min} \geq 0, \forall t, \forall i, \forall w \quad (21)$$

$$0 \leq P_{tkw}^{ES} \perp \mu_{tkw}^{ES \min} \geq 0, \forall t, \forall k, \forall w \quad (22)$$

$$0 \leq P_{tjw}^O \perp \mu_{tjw}^{O \min} \geq 0, \forall t, \forall j, \forall w \quad (23)$$

$$0 \leq P_{tdw}^D \perp \mu_{tdw}^{D \min} \geq 0, \forall t, \forall d, \forall w \quad (24)$$

$$0 \leq (X_i - P_i^{SFC} - P_{tiw}^S) \perp \mu_{tiw}^{S \max} \geq 0, \forall t, \forall i, \forall w \quad (25)$$

$$0 \leq (P_k^{ES \max} - P_{tkw}^{ES}) \perp \mu_{tkw}^{ES \max} \geq 0, \forall t, \forall k, \forall w \quad (26)$$

$$0 \leq (P_{jw}^{O \max} - P_{tjw}^{OFC} - P_{tjw}^O) \perp \mu_{tjw}^{O \max} \geq 0, \forall t, \forall j, \forall w \quad (27)$$

$m \in \Phi_n$  نشان می‌دهد که شین  $m$  متصل به شین  $n$  است. همچنین رابطه (۱۳) مربوط به زاویه ولتاژ شین اسلک هست. متغیرهای دوگان هر قید در جلوی قید مربوطه بیان شد. قیمت پیشنهادی تولیدکننده استراتژیک به‌صورت تابع عرضه تکه‌ای خطی در هر بلوک تقاضا است.

$$\text{Minimize } \sum_i K_i X_i$$

$$-\sum_w \varphi_w \sum_t \sigma_t \left\{ \left( \sum_{i, [n:i \in \psi_n]} P_{tiw}^S \lambda_{tmw} - \sum_i P_{tiw}^S C_i^S \right) + \left( \sum_{k, [n:k \in \psi_n]} P_{tkw}^{ES} \lambda_{tmw} - \sum_k P_{tkw}^{ES} C_k^{ES} \right) \right\}$$

$$-\sum_w \varphi_w \left\{ \left( FC_t \sum_{i, [n:i \in \psi_n]} P_{ti}^{SFC} \right) + \left( \sum_{i, [n:i \in \psi_n]} \left( X_i - P_{ti}^{SFC} \right) \left( 1 - FOR_i \right) \right) \right\}$$

$$+ \left( CP_t \sum_{k, [n:k \in \psi_n]} P_k^{ES \max} \left( 1 - FOR_k \right) \right)$$

$$X_i = \sum_h u_{ih} X_{ih}, \sum_h u_{ih} = 1, u_{ih} \in \{0, 1\}, \forall i \quad (2)$$

$$\sum_{i \in \psi_s} K_i X_i \leq K^{\max} \quad (3)$$

$$P_{ti}^{SFC} = FC V_t X_i \quad (4)$$

$$\lambda_{ytmw}, P_{tiw}^S, P_{tkw}^E \in \arg \min \{ \sum \alpha_{tiw}^S P_{tiw}^S + \sum \alpha_{tkw}^{ES} P_{tkw}^{ES} + \sum CO_{tkw} P_{tjw}^O - \sum U_{td}^D P_{tdw}^D \} \quad (5)$$

$$\sum_{d \in \psi_n} P_{tdw}^D + \sum_{m \in \Phi_n} B_{nm}^{P.U} S_b (\theta_{tmw} - \theta_{tmw}) - \sum_{i \in \psi_n} P_{tiw}^S - \sum_{i \in \psi_n} P_{ti}^{SFC} - \sum_{j \in \psi_n} P_{tj}^{OFC} \quad (6)$$

$$- \sum_{k \in \psi_n} P_{tkw}^{ES} - \sum_{j \in \psi_n} P_{tjw}^O = 0 : \lambda_{tmw}, \forall n \quad (7)$$

$$0 \leq P_{tiw}^S \leq X_i - P_i^{SFC} : \mu_{tiw}^{S \min}, \mu_{tiw}^{S \max}, \forall i \quad (8)$$

$$0 \leq P_{tkw}^{ES} \leq P_k^{ES \max} : \mu_{tkw}^{ES \min}, \mu_{tkw}^{ES \max}, \forall k \quad (9)$$

$$0 \leq P_{tjw}^O \leq P_{jw}^{O \max} - P_{jw}^{OFC} : \mu_{tjw}^{O \min}, \mu_{tjw}^{O \max}, \forall j \quad (10)$$

$$0 \leq P_{tdw}^D \leq P_{td}^{D \max} : \mu_{tdw}^{D \min}, \mu_{tdw}^{D \max}, \forall d \quad (10)$$

استفاده شود. درحالی‌که مدل کارنو تنها برای مدل کردن شبکه‌های دارای بار کشش‌پذیر استفاده می‌شود. ضمن این‌که دقت پیش‌بینی قیمت انجام‌شده در مدل کارنو بستگی زیادی به فرضیات در نظر گرفته‌شده دارد و قابل اعتماد نیست. اگرچه در مدل برتراند نیازی به کشش‌پذیر بودن بارها نیست اما تعادل برتراند مشابه بازار کامل است که در آن بازار حداقل دارای دو بازیگر با اختیارات نامحدود<sup>۱۲</sup> است که با بازار واقعی مطابقت ندارد. در مدل تابع عرضه هیچ‌یک از موارد کشش‌پذیر بودن تقاضا و حاشیه رقابتی برای مدل کردن بازار مورد نیاز نیست. استفاده از مدل تابع عرضه در بازار برق انگلستان و ولز نشان می‌دهد که این مدل به‌خوبی می‌تواند برای پیش‌بینی قیمت مورد استفاده قرار گیرد [۲۸، ۲۹]. در مراجع [۳۰] و [۳۱]، از مدل تابع عرضه برای در نظر گرفتن تأثیر پیشنهاد تقاضا در بازار ERCOT<sup>۱۳</sup> استفاده شده است.

### ۵- مطالعات عددی

در این بخش، کارایی چهارچوب پیشنهادی بر روی شبکه آزمون ۶ شینه و شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان بررسی می‌شود.

#### ۵-۱- شبکه آزمون ۶ شینه

به‌منظور مطالعه موردی سیستم قدرتی شامل دو ناحیه که در شکل ۲ نشان داده، در نظر گرفته شده است. مشخصات این سیستم در [۱۱] آمده است. بودجه سرمایه‌گذاری تولیدکننده استراتژیک پنجاه میلیون یورو فرض می‌شود. فرض می‌شود که قرارداد تضمینی بابت خرید ۱۰ درصد از ظرفیت واحدهای جدید ( $P_i^{SFC}$  و  $P_{jw}^{OFC}$ ) با قیمت ۳۳ (€/MWh) ( $FC_i$ ) منعقد گردد. قیمت پرداخت ظرفیت برای آماده نگه‌داشتن واحدهای نیروگاهی ( $CP_i$ )، ۵ (€/MWh) فرض می‌شود. همچنین نرخ خروج اجباری ( $FOR_i$ )، نیروگاه‌ها از شبکه برای نیروگاه‌های جدید ۰/۰۳ و برای نیروگاه‌های موجود ( $FOR_k$ )، ۰/۰۵ در نظر گرفته می‌شود. در حالت انحصاری تنها تولیدکننده استراتژیک سرمایه‌گذاری می‌کند. در حالت ۴ سناریو، مقدار سرمایه‌گذاری شرکت‌های غیر استراتژیک ( $P_{jw}^{Omax}$ ) برای سناریوهای اول تا چهارم به‌ترتیب ۰، ۳۵۰، ۴۰۰ و ۴۵۰ مگاوات است. احتمال این سناریوها ( $\varphi_w$ ) به‌ترتیب ۰، ۱۰، ۵۰، ۲۵ و ۱۵ درصد در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است همه این سرمایه‌گذاری‌ها در شین ۴ و از تکنولوژی پیک انجام می‌شوند. خطوط ارتباطی هم به ۴۵۰ MVA محدود می‌شود. مدل پیشنهادی با استفاده از حل‌کننده CPLEX [۳۲]، در نرم‌افزار GAMS [۳۳] حل شده است. نتایج برنامه‌ریزی در حالت انحصاری بدون در نظر گرفتن محدودیت بودجه در جدول ۱ آمده است که با نتایج مرجع [۱۱] مطابقت دارد. جداول ۱ و ۲ نتایج شبیه‌سازی‌های مربوط به توسعه ظرفیت تولید را در بازارهای مختلف نشان می‌دهند.

$$0 \leq (P_{td}^{Dmax} - P_{tdw}^D) \perp \mu_{tdw}^{Dmax} \geq 0 \quad \forall t, \forall d, \forall w \quad (28)$$

$$0 \leq [F_{nm}^{max} + B_{nm}^{PU} S_b (\theta_{tnw} - \theta_{tmw})] \perp V_{tmw}^{min} \geq 0 \quad \forall t, \forall n, \forall m \in \Phi_n, \forall w \quad (29)$$

$$0 \leq [F_{nm}^{max} - B_{nm}^{PU} S_b (\theta_{tnw} - \theta_{tmw})] \perp V_{tmw}^{max} \geq 0 \quad \forall t, \forall n, \forall m \in \Phi_n, \forall w \quad (30)$$

$$0 \leq (\pi - \theta_{tmw}) \perp \xi_{tmw}^{max} \geq 0 \quad \forall t, \forall n, \forall w \quad (31)$$

$$0 \leq (\pi + \theta_{tmw}) \perp \xi_{tmw}^{min} \geq 0 \quad \forall t, \forall n, \forall w \quad (32)$$

### ۳-۳- خطی‌سازی مسئله MPEC

مسئله MPEC اشاره‌شده در (۱۴) تا (۳۲) به‌دلیل وجود عبارات  $\sum_{i, [n: i \in \Psi_n]} P_{yiw}^S \lambda_{ytm} + \sum_{k, [n: k \in \Psi_n]} P_{ytk}^{ES} \lambda_{ytm}$  در تابع هدف و همچنین روابط (۲۱) تا (۳۲) یک مسئله غیر خطی بوده و باید با استفاده از تکنیک‌های خطی‌سازی، خطی‌سازی شود. هریک از روابط غیر خطی با توجه به ماهیت آن، به شرح زیر به روابط خطی تبدیل می‌شوند:

(الف) روابط ۲۱ تا ۳۲ به‌صورت زیر خطی می‌شوند [۲۶]:

$$0 \leq a \perp b \geq 0 \quad (33)$$

$$a \geq 0, b \geq 0, a \leq \tau M, b \leq (1 - \tau)M, \tau \in \{0, 1\} \quad (34)$$

(ب) عبارت  $\sum_{i, [n: i \in \Psi_n]} P_{yiw}^S \lambda_{ytm} + \sum_{k, [n: k \in \Psi_n]} P_{ytk}^{ES} \lambda_{ytm}$  در تابع هدف غیر خطی بوده و با استفاده از رابطه زیر خطی می‌شود [۱۰]:

$$\sum_{i, [n: i \in \Psi_n]} P_{tiw}^S \lambda_{tmw} + \sum_{k, [n: k \in \Psi_n]} P_{tkw}^{ES} \lambda_{tmw} = -\sum_j C_{ij}^O P_{tjw}^O + \sum_d U_{td}^D P_{tdw}^D - Z \quad (35)$$

$$Z = \sum_j \mu_{tjw}^{Omax} (P_{jw}^{Omax} - P_{jw}^{OFC}) + \sum_d \mu_{tdw}^{Dmax} P_{td}^{Dmax} + \sum_{n(m \in \Omega_n)} V_{tnw}^{min} F_{nm}^{max} + \sum_{n(m \in \Omega_n)} V_{tnw}^{max} F_{nm}^{max} \sum_n \xi_{tnw}^{min} + \sum_n \xi_{tnw}^{max} \pi \quad (36)$$

### ۴- مدل تابع عرضه

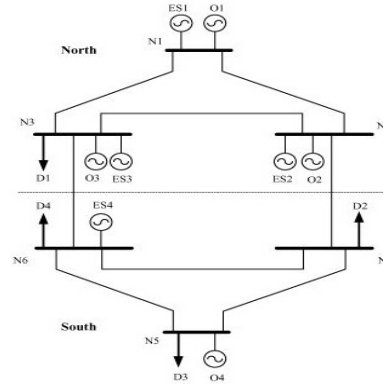
از نظریه بازی به‌صورت گسترده در مدل کردن بازار لحظه‌ای استفاده شده است. از روش‌های به‌کاررفته می‌توان به کارنو، برتراند و تابع عرضه اشاره کرد. در این میان، تنها تابع عرضه، تأثیر پیشنهاد بارهای موجود در شبکه را در نظر می‌گیرد [۲۷]. همچنین، روش تابع عرضه می‌تواند برای مدل کردن بازار در شبکه‌های دارای بار غیر کشش‌پذیر

است منظور از کلمه ترکیبی در جدول همان بازار توأم قرارداد تضمینی و پرداخت ظرفیت است. در ادامه تحلیل نتایج ارائه می‌شود.

**(الف)** وجود قرارداد تضمینی خرید برق از تولیدکنندگان، موجب افزایش میل سرمایه‌گذاری از ۲۰۰ مگاوات به ۳۳۰۰ مگاوات از تکنولوژی پیک شده است. ملاحظه می‌شود که ظرفیت سرمایه‌گذاری شده مربوط به نیروگاه‌های با تکنولوژی پیک هست؛ زیرا هزینه سرمایه‌گذاری واحدهای پیک نسبت به واحدهای پایه کمتر است. استراتژی‌های شرکت‌های تولید در بازار کوتاه‌مدت بر اساس هزینه‌های بهره‌برداری آن‌ها، پیشنهاد شرکت‌های رقیب، پیشنهاد مصرف‌کنندگان و توپولوژی شبکه تعیین می‌شود. بنابراین شرکت‌های استراتژیک قادر به تعیین قیمت بازار می‌باشند، لذا قیمت‌های بازار نیز در دوره‌های مختلف تحت کنترل این شرکت‌ها قرار دارد. به‌طوری‌که ملاحظه می‌شود باوجود افزایش ظرفیت سرمایه‌گذاری شده از ۷۰۰ مگاوات به ۳۳۰۰ مگاوات، قیمت متوسط بازار با افزایش ۱/۴۹ درصد برخوردار بوده است. افزایش قیمت متوسط بازار در چنین بازاری به‌دلیل عدم سرمایه‌گذاری در تکنولوژی پایه هست. در صورتی‌که در بازار انرژی سرمایه‌گذاری ۵۰۰ مگاواتی در تکنولوژی پایه مشاهده می‌شود. تولیدکننده استراتژیک در بازار لحظه‌ای، به‌دلیل دارا بودن قدرت استراتژیک در بازار کوتاه‌مدت و با توجه به پیشنهادهای خرید برق مصرف‌کنندگان، تولید خود را در قیمت‌هایی بالاتر از هزینه بهره‌برداری‌شان جهت دستیابی به سود بیشتر پیشنهاد می‌دهد. انرژی تولیدی نیروگاه‌های غیر استراتژیک در هزینه بهره‌برداری‌شان عرضه می‌شود.

در شبیه‌سازی‌ها مشاهده می‌شود که وجود قرارداد تضمینی منجر به افزایش تولید نیروگاه‌های غیر استراتژیک به میزان ۷/۰۲ درصد و کاهش تولید نیروگاه‌های استراتژیک به میزان ۶/۰۲ درصد می‌شود. همچنین به‌دلیل بالاتر بودن هزینه بهره‌برداری نیروگاه‌های جدید در مقایسه با به برخی از نیروگاه‌های موجود و بالا بودن ظرفیت آن‌ها سهم نیروگاه‌های اضافه‌شده در تولید با کاهش ۱۰/۶۶ برابری در تأمین برق نسبت به نیروگاه‌های موجود همراه هست. در صورت وجود قرارداد تضمینی ۵۶ درصد بار مصرف‌کنندگان توسط تولیدکنندگان غیر استراتژیک تأمین می‌شود و باقی ۴۴ درصد از بار مصرف‌کنندگان باید توسط نیروگاه‌های استراتژیک تأمین شود. با توجه به دلایل ذکرشده در صورت وجود قرارداد تضمینی قیمت متوسط بازار ۱/۴۹ درصد نسبت به بازار انرژی افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که سهم ۴۴ درصدی شرکت استراتژیک و با توجه به بیشتر بودن ظرفیت تولید آن (به‌میزان ۲۶۰۰ مگاوات) و افزایش ۱۴۷۵ برابری قابلیت اطمینان شبکه مبین رفتار استراتژیک این شرکت در بازار کوتاه‌مدت است.

در جهت دستیابی به بیشینه رفاه اجتماعی پیک تقاضا به‌میزان ۳۱/۴۲ درصد افزایش داشته است و انرژی مصرفی تنها با افزایش ۰/۴۶ درصد همراه شده است. این مشوق سرمایه‌گذاری موجب افزایش رفاه اجتماعی به‌میزان ۷/۸۶ درصد شده است. همان‌طوری که ملاحظه می‌شود مازاد خالص تولیدکنندگان به‌میزان ۱۴/۶۵ درصد افزایش



شکل ۲: شبکه آزمون ۶ شینه [۱۱]

جدول ۱: نتایج مربوط به توسعه ظرفیت تولید بدون در نظر گرفتن محدودیت بودجه شبکه ۶ شینه

نتایج	شاخص‌های سرمایه‌گذاری
۵-۵۰۰ شین ۵	سرمایه‌گذاری پایه (مگاوات)- مکان
۴-۲۰۰ شین ۴	سرمایه‌گذاری پیک (مگاوات)- مکان
۷۰۰	کل سرمایه‌گذاری (مگاوات)
۴۵/۵۵	سود خالص سرمایه‌گذاری (میلیون یورو)
۴۰/۵	هزینه سرمایه‌گذاری (میلیون یورو)
۸۶/۰۵	سود بهره‌برداری (میلیون یورو)

جدول ۲: نتایج مربوط به توسعه ظرفیت تولید شبکه ۶ شینه

نوع بازار (سرمایه‌گذاری رقبا)	ظرفیت سرمایه‌گذاری کل (واحد پایه) MW	انرژی مصرفی (MMWh)	پیک تقاضا (MW)
انرژی (انحصاری)	۱۱۵۰ (۵۰۰)	۱۰/۸۵	۲۴۹۷/۵
انرژی (۴ سناریو)	۷۰۰ (۵۰۰)	۱۰/۸۵	۱۹۳۵
قرارداد تضمینی (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)	۱۰/۹	۲۵۴۳
پرداخت ظرفیت (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)	۱۰/۸۸	۲۵۴۳
ترکیبی (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)	۱۰/۸۸	۲۵۴۳

ستون اول جدول ۲ نوع بازار طراحی‌شده را از لحاظ وجود مشوق و یا عدم آن به همراه سناریوهای سرمایه‌گذاری رقبا نشان می‌دهد. ستون دوم ظرفیت کل سرمایه‌گذاری انجام‌شده به همراه نوع تکنولوژی پایه را نشان می‌دهد. به‌عنوان مثال در حالتی که بازار از نوع انرژی است، با در نظر گرفتن چهار سناریو کل ظرفیت سرمایه‌گذاری شده در افق برنامه‌ریزی ۷۰۰ مگاوات هست که ۵۰۰ مگاوات آن به تکنولوژی پایه و ۲۰۰ مگاوات به تکنولوژی پیک مربوط می‌شود. ستون‌های سوم و چهارم به ترتیب انرژی مصرفی و پیک تقاضا را در دوره برنامه‌ریزی نشان می‌دهند. در ستون‌های ۲ تا ۷ از جدول ۳، شاخص‌های اقتصادی بازار، (قیمت متوسط بازار، سود خالص سرمایه‌گذار، مازاد خالص شرکت‌های تولید و مصرف‌کنندگان) نشان داده شده‌اند. شایان‌ذکر

جدول ۳: نتایج مربوط به شاخص‌های اقتصادی شبکه ۶ شینه

نوع بازار (سرمایه‌گذاری رقبا)	قیمت متوسط (€/MWh)	سود خالص سرمایه‌گذار (€M)	رفاه اجتماعی (€M)	مازاد خالص تولیدکننده استراتژیک (€M)	مازاد خالص تولیدکنندگان غیر استراتژیک (€M)	مازاد خالص مصرف‌کنندگان (€M)
انرژی (انحصاری)	۲۲/۰۶	۴۶/۶۲	۱۷۳/۱	۹۳/۸۷	۴۶/۳۲	۳۲/۹۴
انرژی (۴ سناریو)	۱۹/۳۵	۲۷/۶	۱۷۳	۶۸/۱	۴۹/۶	۵۵/۳
قرارداد تضمینی (۴ سناریو)	۱۹/۶۴	۱۳۰	۱۸۶/۶	۸۴/۴۵	۵۰/۵	۵۱/۶
پرداخت ظرفیت (۴ سناریو)	۲۰/۷۱	۱۵۸	۱۴۲/۵	۴۰/۱	۵۷/۶	۴۴/۶۹
ترکیبی (۴ سناریو)	۱۹/۵۸	۲۵۱	۱۸۷	۸۴/۴۲	۵۰	۵۲/۴

یافته است، اما مازاد خالص مصرف‌کنندگان با توجه به افزایش قیمت متوسط بازار با کاهش ۶/۶۹ درصد مواجه شده است. همچنین با توجه به این که قرارداد تضمینی خرید برق تنها با واحدهای جدید وجود دارد، لذا مازاد خالص شرکت سرمایه‌گذار به میزان ۲۴ درصد افزایش داشته است، ضمن این که سایر تولیدکنندگان در نتیجه تولید بیشتر در مقایسه با بازار انرژی، افزایشی به میزان ۱/۸۱ درصد را در مازاد خالص خود تجربه نموده‌اند. به علاوه، با توجه به این که هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید کاندیدای سرمایه‌گذاری از بخش عمده‌ای از واحدهای موجود سیستم کمتر بوده است، سهم تولید واحدهای جدید در بازار کوتاه‌مدت در مقایسه با واحدهای موجود بیشتر شده که این امر موجب سودآوری سرمایه‌گذاری در تکنولوژی پیک شده است. همچنین هراندازه مقدار قرارداد تضمینی (قیمت قرارداد) بیشتر باشد شرکت تولید میل بیشتری برای احداث واحدهای جدید خواهد داشت.

همان‌طور که مشاهده شد قرارداد تضمینی لزوماً منجر به کاهش قیمت بازار نمی‌شود. همچنین در صورت عدم محدودیت مالی شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که با افزایش سرمایه‌گذاری شرکت استراتژیک به میزان ۴۵۵۰ مگاوات نسبت به بازار انرژی قیمت متوسط بازار ۲۱/۱۵ درصد کاهش می‌یابد و شرکت استراتژیک در این صورت به سود بیشتری نسبت به وجود محدودیت مالی می‌رسد.

(ب) پرداخت ظرفیت افزایش حجم سرمایه‌گذاری را در مقایسه با بازار انرژی موجب شده است. به طوری که ملاحظه می‌شود ظرفیت سرمایه‌گذاری شده در این حالت برابر ۳۳۰۰ مگاوات است که در آن تمام سرمایه‌گذاری‌ها مربوط به واحد پیک می‌باشند. همچنین بنا به دلایل ذکر شده در حالت قرارداد تضمینی در این حالت نیز وجود پرداخت ظرفیت افزایش قیمت متوسط بازار به میزان ۴/۸۴ درصد را به همراه داشته است. همانند حالت قرارداد تضمینی، پیک تقاضا به میزان ۳۱/۴۲ درصد افزایش داشته است. با وجود این که حجم سرمایه‌گذاری در این حالت برابر با قرارداد تضمینی هست (۳۳۰۰ مگاوات)، قیمت متوسط در حالت پرداخت ظرفیت بیش از حالت قرارداد تضمینی است؛ زیرا در حالت قرارداد تضمینی بخشی از تقاضا از قبل تأمین شده است؛ بنابراین به تبع آن قیمت متوسط بازار در شرایط مشابه با بازار پرداخت ظرفیت کاهش می‌یابد. شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهند که در حالت پرداخت ظرفیت تولید نیروگاه‌های غیر استراتژیک نسبت به حالت

وجود قرارداد تضمینی ۱۳ درصد افزایش می‌یابد زیرا که در صورت وجود قرارداد تضمینی برای احداث هر نیروگاه جدید ۱۰ درصد از ظرفیت این نیروگاه‌ها در بازار لحظه‌ای به صورت قطعی به فروش می‌رسد؛ بنابراین مقدار تولیدی این نیروگاه‌ها در بازار پرداخت ظرفیت کاهش می‌یابد.

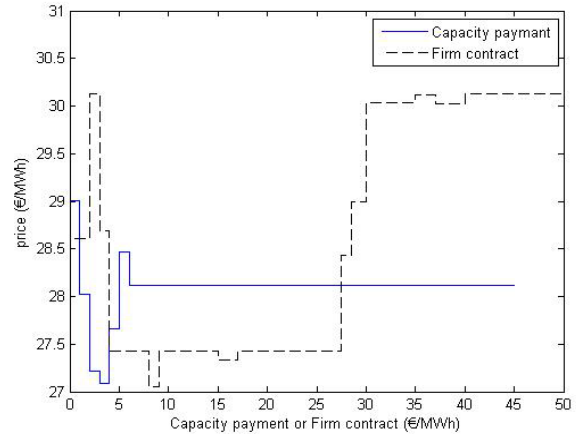
سهم تولید نیروگاه‌های جدید استراتژیک در مقایسه با کل تولیدی آن از ۸۶ درصد در قرارداد تضمینی به ۷۹ درصد در پرداخت ظرفیت می‌رسد. همچنین تولید نیروگاه‌های غیر استراتژیک آن‌ها در مقایسه با حالت وجود قرارداد تضمینی ۱۳ درصد افزایش می‌یابد. با توجه به افزایش قیمت متوسط بازار و افزایش سهم تقاضا، رفاه اجتماعی به میزان ۱۷/۶۳ درصد و مازاد خالص مصرف‌کنندگان به میزان ۱۳/۳۹ درصد نسبت به حالت بازار انرژی کاهش یافته‌اند. این کاهش برای مازاد خالص تولیدکنندگان برابر ۱۶/۹۹ درصد هست که در آن مازاد خالص تولیدکننده استراتژیک معادل ۴۱/۱۱ درصد کاهش و مازاد خالص سایر تولیدکنندگان به میزان ۱۶/۱۳ درصد افزایش یافته است. ملاحظه می‌شود میزان مازاد خالص سایر تولیدکنندگان در این حالت در مقایسه با حالت قرارداد تضمینی بیشتر شده است، زیرا برخلاف قرارداد تضمینی خرید برق، پرداخت ظرفیت شامل تمامی واحدهای تولید موجود در سیستم، از جمله سایر تولیدکنندگان می‌شود. سهم عمده سرمایه‌گذاری‌ها مربوط به واحدهای پیک هست که آن نیز ناشی از هزینه سرمایه‌گذاری کمتر و نیز هزینه بهره‌برداری بالاتر آن‌ها است که در تعیین قیمت تسویه بازار اثر می‌گذارند. شبیه‌سازی‌ها در صورت عدم وجود محدودیت مالی نشان می‌دهند که با سرمایه‌گذاری ۷۵۰ مگاواتی واحد پایه توسط شرکت استراتژیک قیمت متوسط بازار به میزان ۴/۸۴ درصد کاهش می‌یابد.

(پ) وجود هر ۲ مشوق قرارداد تضمینی و پرداخت ظرفیت، موجب افزایش حجم سرمایه‌گذاری به ۳۳۰۰ مگاوات واحد پیک شده است. شایان ذکر است چنانچه مشوق‌های سرمایه‌گذاری قرارداد تضمینی و پرداخت ظرفیت منجر به احداث نیروگاه با تکنولوژی پایه شود قیمت متوسط بازار نسبت به بازار انرژی کاهش می‌یابد. در صورت وجود هم‌زمان مشوق‌های سود شرکت استراتژیک نسبت به مقدار آن در بازارهای پرداخت ظرفیت و قرارداد تضمینی افزایش یافته است.

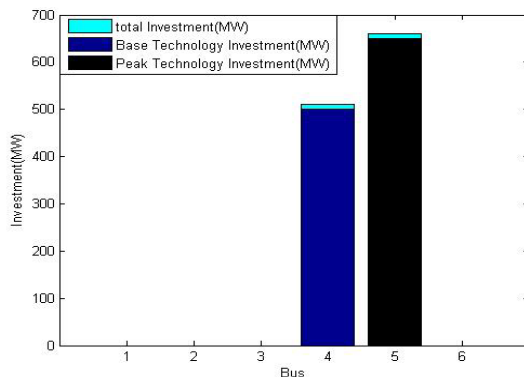
(بنابراین اهمیت تولید در این شین)، به‌میزان ۵۰۰ مگاوات از تکنولوژی پایه در شین ۴ سرمایه‌گذاری می‌شود. همچنین وجود نیروگاه ۲۰ مگاواتی با هزینه بهره‌برداری بالا و ظرفیت محدود در شین ۵، فاصله نسبتاً زیاد شین ۵ تا منطقه شمالی شبکه و محدودیت انتقال

جدول ۴: نتایج مربوط به شاخص‌های قابلیت اطمینان

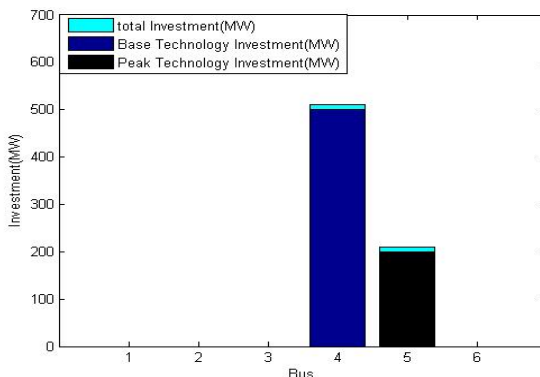
LOLE (d/yr)	LOLP %	نوع بازار (سرمایه‌گذاری رقبا)
۱۲/۲	۳/۳۴	انرژی (تک سناریو)
۱۵/۴۹	۴/۲۴	انرژی (۴ سناریو)
۰/۰۰۶۲	۰/۰۰۱۷	پرداخت ظرفیت (۴ سناریو)
۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۲۸	قرارداد تضمینی (۴ سناریو)
۰/۰۰۷۷	۰/۰۰۲۱	ترکیبی (۴ سناریو)



شکل ۳: تغییرات قیمت متوسط نسبت به تغییرات قرارداد تضمینی و پرداخت ظرفیت



شکل ۴: نتیجه سرمایه‌گذاری تولیدکننده استراتژیک در انحصاری



شکل ۵: نتیجه سرمایه‌گذاری تولیدکننده استراتژیک در ۴ سناریو

منجر به سرمایه‌گذاری ۲۰۰ مگاواتی در این شین شده است. ضمن این‌که به‌دلیل وجود نیروگاه در این شین و کمتر اهمیت داشتن تولید در شین ۵ نسبت به شین ۴ نیروگاه احداث‌شده از نوع پیک هست. در مجموع دلایل فوق در صورت عدم سرمایه‌گذاری موجب افزایش قیمت برق در منطقه شمالی می‌شوند. در نتیجه فرصت سرمایه‌گذاری در این منطقه فراهم می‌شود. در شکل ۵ مشاهده می‌شود که ۵۰۰ مگاوات تکنولوژی پایه در شین ۴ و ۲۰۰ مگاوات تکنولوژی پیک در

(ج) شکل ۳ تغییرات قیمت تسویه بازار را نسبت به تغییرات قیمت قرارداد تضمینی و نرخ پرداخت ظرفیت نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود میل به سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های پایه حتی در قراردادهای نسبتاً بالا کم هست. چراکه برای رسیدن به درآمدی ثابت با انعقاد قرارداد، احداث نیروگاه پیک هزینه کمتری در بر خواهد داشت. افزایش قیمت قرارداد تضمینی و نرخ پرداخت ظرفیت سبب افزایش سرمایه‌گذاری و سود تولیدکننده می‌شود، لیکن لزوماً باعث کاهش قیمت تسویه بازار نمی‌شود؛ زیرا قیمت تسویه بازار در کوتاه‌مدت متأثر از ترکیب تکنولوژی‌های تولید، تعاملات بین واحدهای پیک و پایه، واحدهای جدید و موجود، محدودیت‌های انتقال، موقعیت مکانی واحدها و تقاضاها، هست. شبیه‌سازی‌ها نشان داده‌اند که با افزایش پرداخت ظرفیت، سرمایه‌گذاری در واحدهای پایه بیشتر می‌شود. همچنین این مشوق‌های سرمایه‌گذاری در وهله اول باعث افزایش سرمایه‌گذاری و قابلیت اطمینان شبکه و سود تولیدکننده استراتژیک می‌شوند کما این‌که سبب کاهش قیمت نشوند.

(د) جدول ۴ شاخص‌های قابلیت اطمینان را در بازار انرژی و در حضور مشوق‌های سرمایه‌گذاری نشان می‌دهد. لازم به ذکر است در محاسبات قابلیت اطمینان از خروج خطوط انتقال صرف‌نظر شده و تنها قابلیت اطمینان بخش تولید محاسبه شده است. این کار به کمک جدول احتمال خروج ظرفیت<sup>۱۴</sup> انجام شده است. حضور مشوق‌های سرمایه‌گذاری منجر به بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان می‌شود. با وجود سرمایه‌گذاری یکسان در بازارهایی با حضور مشوق‌های سرمایه‌گذاری (۳۳۰۰ مگاوات) پرداخت ظرفیت قابلیت اطمینان بهتری را نتیجه می‌دهد؛ زیرا در این حالت ترکیب واحدهای تولید اضافه‌شده به سیستم متفاوت هست. همچنین انرژی مصرفی در حالت پرداخت ظرفیت نسبت به قرارداد تضمینی کمتر هست.

(ه) شکل‌های ۴ و ۵ به‌ترتیب سرمایه‌گذاری‌های مربوط به حالات انحصاری و ۴ سناریو می‌باشند. همان‌طوری که در شکل ۴ نشان داده شده است؛ با توجه به بار نسبتاً بالا در شین ۴ و عدم وجود نیروگاه



جدول ۵: مشخصات واحدهای شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان

ظرفیت واحد (MW)	مکان	$C_k^{ES} / C_i^S$ (€/MWh)
۴۴۰	نکا ۴	۱۱/۴۶
۱۳۷۰۵	نکا ۲	۱۹/۲
۱۶۰	نکا ۲	۱۲/۳۲
۴۸۰	علی‌آباد ۲	۱۸/۶
۴۸۰	علی‌آباد ۲	۱۸/۶
۳۵۰/۴۰۰/۴۵۰	دریاسر	۱۴/۷۲

جدول ۶: مشخصات پست‌های ۲۳۰/۴۰۰ kv شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان

پست ۲۳۰/۴۰۰ kv	سوسپتانس هر ترانس (PU)
ناریوران ۲-ناریوران ۴	۲۰
نکا ۲-نکا ۴	۳۳
حسنکیف ۲-حسنکیف ۴	۱۶/۶۷
علی‌آباد ۲-علی‌آباد ۴	۲۰

جدول ۷: نتایج مربوط به توسعه تولید شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان بدون وجود کشتش‌پذیری تقاضا

نوع بازار سرمایه‌گذاری (رقبا)	ظرفیت سرمایه‌گذاری کل (واحد پایه) MW	پیک تقاضا (MW)	قیمت متوسط (€/MWh)
انرژی (انحصاری)	۱۳۰۰ (۵۰۰)	۳۴۵۲٫۳	۲۲/۸۷
انرژی (۴ سناریو)	۲۴۰۰ (۰)		۲۲/۰۸
قرارداد تضمینی (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)		۲۲/۸۹
پرداخت ظرفیت (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)		۲۲/۹۶
ترکیبی (۴ سناریو)	۳۳۰۰ (۰)		۲۲/۸۴

از مدل پیشنهادی و یا مدل‌های مشابه موجب افزایش دور از انتظار قیمت‌ها خواهد شد که با واقعیت فاصله دارد. لذا در این شرایط لازم است سقف قیمتی در بازار عمده‌فروشی توسط نهاد تنظیم بازار در نظر گرفته شود. جدول ۷ نتایج را با فرض سقف قیمتی (€/MWh) ۲۵ نشان می‌دهد. میزان تمایل به سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید و همچنین سود خالص و مازاد خالص مصرف‌کنندگان در این حالت بستگی به سقف قیمت دارد. به دلیل محدودیت‌های انتقال قیمت‌های تسویه بازار در شین‌های مختلف مشابه هم نیست و برخلاف شبکه ۶ شینه قبلی در این حالت پیشنهادهای تولیدکننده استراتژیک برابر با قیمت تسویه بازار نیست. شکل ۷ تغییرات قیمت تسویه بازار را نسبت به تغییرات سقف قیمت نشان می‌دهد. با افزایش سقف قیمت، شرکت استراتژیک در صورت امکان (مخصوصاً در زمان پیک و احتمالاً میان‌باری) در سقف قیمت پیشنهاد می‌دهد؛ بنابراین قیمت بازار در این ساعات افزایش می‌یابد؛ اما در زمان کم‌باری، برای فروش برق خود در قیمتی کمتر از قیمت پیشنهادی شرکت‌های غیر استراتژیک (هزینه بهره‌برداری واحدهای غیر استراتژیک) پیشنهاد می‌دهند؛ بنابراین با

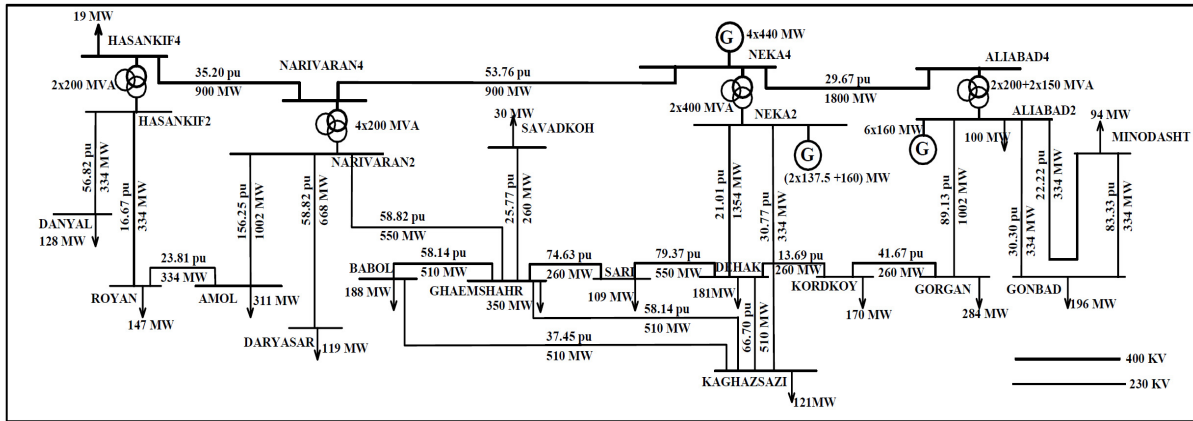
شین ۵ سرمایه‌گذاری شده است. در این حالت مشاهده می‌شود با توجه به احتمال سرمایه‌گذاری شرکت‌های رقیب، سرمایه‌گذاری به میزان ۴۰۰ مگاوات نسبت به حالت انحصاری کاهش می‌یابد. به دلیل عدم محدودیت انتقال توان در هر منطقه، قیمت‌های مکانی در هر منطقه باهم برابر می‌باشند. همچنین به دلیل سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده در منطقه جنوبی، انتقال توان بین ۲ منطقه کمتر از مقدار نامی می‌شود. در نتیجه قیمت در کل شبکه برابر هست.

با توجه به توضیحات فوق و خصوصیات نیروگاه‌ها (هزینه‌های مربوط به سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری) برداشت می‌شود که سهم تولید نیروگاه و نقش آن در شبکه (ضریب بهره‌برداری)، نقش بسزایی در انتخاب نوع تکنولوژی آن دارد. چنانچه میزان تولید برق نیروگاه جدید اضافه‌شده زیاد باشد احداث نیروگاه پایه منجر به سود بیشتری می‌شود و در صورت داشتن سهم کم در تولید احداث نیروگاه با تکنولوژی پیک توصیه می‌شود.

### ۵-۲- شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان

دیگرام تک‌خطی شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان در شکل ۶ داده شده است. در ۲۰٪ مواقع بار پیک، در ۵۰٪ مواقع ۶۰٪ بار پیک (میان‌باری) و در بقیه زمان‌ها ۲۵٪ بار پیک (کم‌باری) مصرف می‌شود. قیمت پیشنهادی مصرف‌کنندگان برای زمان‌های پیک، میان‌باری و کم‌باری به ترتیب برابر با ۳۵/۷۵، ۲۸/۷۲ و ۲۷/۳۵۷ (€/MWh) در همه شین‌ها هست. مجموع توان تبدیلی با نواحی مجاور ۱۰ مگاوات هست. مکان‌های کاندید برای نصب نیروگاه شین‌های ۲۳۰ کیلوولت آمل، کردکوی، گرگان، مینودشت و دریاسر می‌باشند. نیروگاه نکا به‌عنوان نیروگاه استراتژیک در نظر گرفته شده است. در حالت انحصاری فرض می‌شود که نیروگاهی با ظرفیت ۴۰۰ مگاوات با هزینه بهره‌برداری ۱۴/۷۲ یورو بر مگاوات ساعت در شین دریاسر سرمایه‌گذاری شود. ضمن این‌که سناریوهای در نظر گرفته‌شده در اینجا مشابه شبکه ۶ آزمون ۶ شینه هست با توجه به این‌که مکان سرمایه‌گذاری‌ها شین دریاسر هست. سایر اطلاعات سیستم مورد مطالعه مشابه شبکه ۶ آزمون هست. تحلیل‌های مربوط به شبکه انتقال مازندران و گلستان در دو حالت وجود کشتش‌پذیری تقاضا و بدون کشتش‌پذیری تقاضا با توجه به این‌که سقف قیمت برق (€/MWh) ۲۵ باشد ارائه می‌شود. سوسپتانس خطوط برحسب پریونیت در قدرت مبنای ۱۰۰ مگاوات آمپر و قدرت قابل انتقال آن‌ها برحسب مگاوات به همراه برخی از مشخصات واحدهای تولید موجود، روی دیگرام نشان داده شده‌اند. مشخصات واحدهای شبکه انتقال استان‌های مازندران و گلستان واحدهای محتمل سرمایه‌گذاری به‌وسیله سرمایه‌گذاران رقیب در جدول ۵ آمده است. همچنین سوسپتانس ترانسفورماتور موجود در شبکه در جدول ۶ ارائه شده است. در ادامه تحلیل‌های مربوطه ارائه می‌شود:

(الف) با استفاده از حل‌کننده CPLEX در نرم‌افزار GAMS نتایج مطالعات مربوط به حالت وجود بارهای غیر کشتش‌پذیر در جدول ۷ آمده است. در صورتی که مصرف‌کنندگان فاقد کشتش‌پذیری باشند استفاده



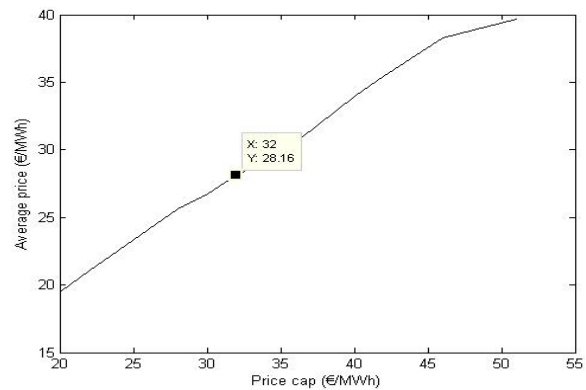
شکل ۶: دیاگرام تک‌خطی شبکه انتقال‌های مازندران و گلستان

درصدی مازاد خالص تولیدکننده استراتژیک، ۱۱۵/۸۶ درصدی مازاد خالص مصرف‌کنندگان و ۲۸/۸ درصدی رفاه اجتماعی می‌شود. سرمایه‌گذاری کمتر تولیدکننده استراتژیک ناشی از این واقعیت است (با احداث نیروگاه کمتر سود بیشتر) که برای برخورداری از مشوق قرارداد تضمینی به‌عنوان مثال برای تولید ۴۰ مگاوات، به‌جای احداث ۸۰ مگاوات در قرارداد تضمینی با ظرفیت ۱۰ درصد، احداث ۸۰ مگاوات در قرارداد تضمینی با ظرفیت ۵۰ درصد کفایت می‌کند. لازم به ذکر است که مازاد خالص سایر شرکت‌ها به‌دلیل کاهش تولید و قیمت متوسط بازار به‌میزان ۳۷/۱۵ میلیون یورو کاهش می‌یابد. چنانچه حجم قرارداد تضمینی برای همه شرکت‌ها اعم از استراتژیک و غیر استراتژیک به‌میزان ۵۰ درصد از ظرفیت نیروگاه جدید باشد سود بهره‌برداری شرکت‌های غیر استراتژیک با افزایش ۸/۱ میلیون یورو نسبت به حالت قبل همچنان مقداری منفی هست. با توجه به قرارداد تضمینی برای ۵۰ درصد ظرفیت نیروگاه جدید، آن مقدار باری که می‌توانست از نیروگاه‌هایی با هزینه بهره‌برداری کمتر تأمین شوند با نیروگاه‌های با هزینه بهره‌برداری بالا تأمین می‌شوند. در نتیجه قیمت متوسط بازار نسبت به حالت قبل ۱۸/۹۵ درصد افزایش می‌یابد. در این حالت شرکت استراتژیک با سرمایه‌گذاری و تولید کمتر اما با توجه به افزایش قیمت به سود و مازاد خالص بیشتری دست می‌یابد. در این حالت با توجه به افزایش ۱۸/۹۵ درصدی قیمت و ۰/۴ درصدی مصرف انرژی مازاد خالص مصرف‌کنندگان کاهش می‌یابد. همچنین کاهش رفاه اجتماعی از دیگر نتایج این حالت هست.

### ۶- نتیجه‌گیری

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام‌شده نتایج زیر حاصل می‌شوند:

**(الف)** مشوق سرمایه‌گذاری قرارداد تضمینی منجر به افزایش میل به سرمایه‌گذاری، سود شرکت‌های تولید و میزان مصرف انرژی می‌شوند؛ اما لزوماً باعث کاهش قیمت تسویه بازار نمی‌شوند. میل به سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های پایه حتی در قراردادهای نسبتاً بالا کم هست. زیرا برای رسیدن به درآمدی ثابت از طریق انعقاد قرارداد،



شکل ۷: تغییرات قیمت تسویه بازار نسبت به تغییرات سقف قیمت

افزایش سقف قیمت و به‌تبع آن افزایش قیمت تسویه بازار در زمان‌های پیک و میان‌باری، قیمت متوسط بازار افزایش می‌یابد.

**(ب)** قیود (۶) تا (۱۰) مربوط به قیود تعادل تولید و مصرف هست که تأثیر قرارداد تضمینی در این قیود لحاظ شده است. در حالت وجود بارهای غیر کشش‌پذیر (بارهای کشش‌پذیر) در بازار قرارداد تضمینی، تقاضا در شرایط کم‌باری (بیشینه تقاضا در کمترین بلوک مصرفی) باید حداقل برابر با توان کمینه نیروگاه‌های موجود و مقدار قرارداد تضمینی بسته‌شده با نیروگاه‌های جدید باشد که در بستن قرارداد با نیروگاه‌های اضافه‌شده باید این موضوع حتماً مورد توجه قرار گیرد. شایان‌ذکر هست که در این بخش مقدار کمینه توان تولیدی نیروگاه‌های موجود برابر با صفر در نظر گرفته شده است.

**(ج)** در حالت وجود بارهای کشش‌پذیر، زمانی که حجم قرارداد تضمینی در بازار قرارداد تضمینی چهار سناریو از ۱۰ درصد ظرفیت نیروگاه به ۵۰ درصد ظرفیت نیروگاه تنها برای شرکت استراتژیک افزایش می‌یابد قیمت بازار به‌میزان ۲۰/۵۴ درصد کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که در این حالت شرکت استراتژیک با ۱۲۵۰ مگاوات سرمایه‌گذاری کمتر و با احداث ۲۰۵۰ مگاوات نیروگاه جدید سبب افزایش ۰/۴۷ درصدی مصرف انرژی، ۷۶/۷۲ درصدی سود، ۶/۳۲

- tion," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, pp. 413-421, 2004.
- [3] A. Ford, "Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the Western United States," *Energy Policy*, vol. 27, pp. 637-658, 1999.
- [4] A. Ford, "Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California," *Energy Policy*, vol. 29, pp. 847-869, 2001.
- [5] J. Pfeifenberger, K. Spees, and A. Schumacher, "A comparison of PJM's RPM with alternative energy and capacity market designs," *A white paper from Brattle Group prepared for PJM Interconnection L.L.C.*, 2009.
- [6] G.L. Doorman, and A. Botterud, "Analysis of generation investment under different market designs," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 859-867, 2008.
- [7] F.H. Murphy, and Y. Smeers, "Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets," *Oper. Res.*, vol. 53, no. 4, pp. 646-661, 2005.
- [8] P. Kamyaz, J. Valenzuela, and C.S. Park, "Transmission congestion and competition on power generation expansion," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 156-163, 2007.
- [9] A. Botterud, M.D. Ilic, and I. Wangensteen, "Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 254-263, 2005.
- [10] C. Ruiz, and A.J. Conejo, "Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 1855-1866, 2009.
- [11] S.J. Kazempour, A.J. Conejo, and C. Ruiz, "Strategic generation investment using a complementarity approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 940-948, 2011.
- [12] S.J. Kazempour, and A.J. Conejo, "Strategic generation under uncertainty via benders decomposition," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 424-432, 2012.
- [13] T. Barforoushi, M.P. Moghaddam, M.H. Javidi, and M.K. Sheikh-El-Eslami, "Evaluation of regulatory impacts on dynamic behavior of investments in electricity markets: a new hybrid DP/GAME framework," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1978-1986, 2010.
- [14] F.H. Murphy, and Y. Smeers, "On the impact of forward markets on investment in oligopolistic markets with reference to electricity," *Oper. Res.*, vol. 58, no. 3, pp. 515-528, 2010.
- [15] A. Galetovic, C.M. Muñoz, and F.A. Wolak, "Capacity payments in a cost-based wholesale electricity market: the case of Chile," *The Electricity Journal*, vol. 28, no. 10, pp. 80-96, 2015.
- [16] M. Marzband, A. Sumper, J.L. Domínguez-García, and R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for micro grids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 314-22, 2013.
- [17] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper, and J.L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for micro grids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, pp. 164-74, 2014.
- [18] S.J. Kazempour, A.J. Conejo, and C. Ruiz, "Generation investment equilibria with strategic producers-part I: formulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2613-2622, 2013.
- [19] S.J. Kazempour, A.J. Conejo, and C. Ruiz, "Generation investment equilibria with strategic producers-part II:

احداث نیروگاه پیک هزینه کمتری در بر خواهد داشت. هراندازه مقدار قرارداد تضمینی (قیمت قرارداد) بیشتر باشد شرکت تولید میل بیشتری برای احداث واحدهای جدید خواهد داشت. زمانی که حجم قرارداد تضمینی افزایش می‌یابد شرکت استراتژیک با احداث نیروگاه کمتر، به سود بیشتری دست می‌یابد. در این حالت مزاد خالص شرکت‌هایی که قرارداد نبسته‌اند کاهش می‌یابد. با افزایش حجم قرارداد و استفاده همه شرکت‌ها امکان دارد رفاه اجتماعی و مخصوصاً مزاد خالص مصرف‌کنندگان کاهش یابد. در حالت وجود بارهای غیر کشش‌پذیر (بارهای کشش‌پذیر) در بازار قرارداد تضمینی، تقاضا در شرایط کم‌باری (بیشینه تقاضا در کمترین بلوک مصرفی) باید حداقل برابر با توان کمینه نیروگاه‌های موجود و مقدار قرارداد تضمینی بسته‌شده با نیروگاه‌های جدید باشد که در بستن قرارداد با نیروگاه‌های اضافه‌شده باید این موضوع حتماً مورد توجه قرار گیرد.

**(ب)** مشوق سرمایه‌گذاری پرداخت ظرفیت منجر به افزایش میل به سرمایه‌گذاری، سود شرکت‌های تولید و میزان مصرف انرژی می‌شوند. افزایش نرخ پرداخت ظرفیت سبب افزایش سرمایه‌گذاری و سود تولیدکننده می‌شود، لیکن لزوماً باعث کاهش قیمت تسویه بازار نمی‌شود. سهم عمده سرمایه‌گذاری در تکنولوژی پیک است.

**(ج)** وجود هر دو مشوق سرمایه‌گذاری در بازار منجر به افزایش میل به سرمایه‌گذاری، سود شرکت‌های تولید و میزان مصرف انرژی می‌شوند. همچنین در این حالت سود تولیدکننده استراتژیک نسبت به بازارهای پرداخت ظرفیت و قرارداد تضمینی افزایش می‌یابد.

**(د)** حضور مشوق‌های سرمایه‌گذاری منجر به بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم تولید می‌شود.

**(ه)** استراتژی‌های شرکت‌های تولید در بازار کوتاه‌مدت بر اساس هزینه‌های بهره‌برداری آن‌ها، پیشنهاد شرکت‌های رقیب، پیشنهاد مصرف‌کنندگان و توپولوژی شبکه تعیین می‌شود؛ بنابراین شرکت‌های استراتژیک قادر به تعیین قیمت بازار می‌باشند، لذا قیمت‌های بازار نیز در دوره‌های مختلف تحت کنترل این شرکت‌ها قرار دارد. قیمت تسویه بازار در کوتاه‌مدت متأثر از ترکیب تکنولوژی‌های تولید، تعاملات بین واحدهای پیک و پایه، واحدهای جدید و موجود، محدودیت‌های انتقال، موقعیت مکانی واحدها و تقاضاها، هست.

در ادامه می‌توان به مطالعه تأثیر مشوق‌های سرمایه‌گذاری با حضور تولیدکنندگان استراتژیک پرداخت. همچنین سیاست‌های مالیاتی برای سرمایه‌گذاری در بخش تولید، نقش شبکه انتقال سوخت نیروگاه‌ها و عدم قطعیت مربوط به پیش‌بینی تقاضا قابل اضافه شدن به مدل پیشنهادی این مقاله هست.

## مراجع

- [1] I. Dyer, and E.R. Larsen, "From planning to strategy in the electricity industry," *Energy Policy*, vol. 29, no. 13, pp. 1145-54, 2001.
- [2] A.G. Kagiannas, D.T. Askounis, and J. Psarras, "Power generation planning: a survey from monopoly to competi-

- [26] P.D. Klemperer, and M.A. Meyer, "Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty," *Econometrica*, vol. 57, pp. 1243-1277, 1989.
- [27] R. Baldick, R. Grant, and E. Kahn, "Theory and application of linear supply function equilibrium in electricity markets," *J. Regulatory Econ.*, vol. 25, no. 2, pp. 143-167, 2004.
- [28] R. Green, and D.M. Newbery, "Competition in the British electric spot market," *J. Political Econ.*, vol. 100, no. 5, pp. 929-953, 1992.
- [29] A. Hortacsu, and S.L. Puller, "Testing strategic models of firm behavior in restructured electricity markets: a case study of ERCOT," *CSEM Working Paper WP 125*, Available online at: <http://www.ucei.berkeley.edu/pwrrpubs/csem125.html/>.
- [30] R. Sioshansi, and S. Oren, "Do supply function equilibrium models describe behavior in electricity spot markets: an empirical analysis of the ERCOT market," Available online at: <http://idei.fr/doc/conf/eem/com/oren.pdf/>.
- [31] The ILOG CPLEX, Available online at: <http://www.ilog.com/products/cplex/>, 2013.
- [32] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, and R. Raman, *GAMS: A User's Guide*, Washington DC, GAMS, 1998.
- case studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2623-2631, 2013.
- [20] S. Wogrin, J. Barquín, and E. Centeno, "Capacity expansion equilibria in liberalized electricity markets: an EPEC approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1531-1539, 2013.
- [21] S. Wogrin, E. Centeno, and J. Barquín, "Generation capacity expansion analysis: open loop approximation of closed loop equilibria," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3362-3371, 2013.
- [22] A. Garcia, and Z. Shen, "Equilibrium capacity expansion under stochastic demand growth," *Oper. Res.*, vol. 58, no. 1, pp. 30-42, 2010.
- [23] F. Facchinei, and J.S. Pang, *Finite Dimensional Variation Inequalities and Complementarity Problems*, New York, Springer-Verlag, vol. 1, 2003.
- [24] B.F. Hobbs, C.B. Metzler, and J.S. Pang, "Calculating equilibria in imperfectly competitive power markets: an MPEC approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 638-645, 2000.
- [25] L.P. Garce, A.J. Conejo, R. Garcia-Bertrand, and R. Romero, "A bi-level approach to transmission expansion planning within a market environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1513-1522, 2009.

#### زیر نویس‌ها

<sup>8</sup> Bertrand

<sup>9</sup> Conjectural variations

<sup>10</sup> Locational marginal price

<sup>11</sup> Karush-Kuhn-Tucker

<sup>12</sup> Unlimited capacity

<sup>13</sup> Electric reliability council of Texas

<sup>14</sup> Capacity outage probability table

<sup>1</sup> Benders decomposition

<sup>2</sup> Hybrid dynamic planning

<sup>3</sup> Modified conventional energy management system

<sup>4</sup> MINLP problem

<sup>5</sup> Gravitational search algorithm

<sup>6</sup> Equilibrium problem with equilibrium constraint (EPEC)

<sup>7</sup> Supply function equilibrium