

## زمان بندی توأم تعمیرات واحدهای تولیدی و منابع ذخیره ساز انرژی

عباس مارینی<sup>۱</sup>، دانشجوی دکتری، محمدامین لطیفی<sup>۲</sup>، استادیار، محمدصادق قاضی زاده<sup>۳</sup>، دانشیار، احمد سالم نیا<sup>۴</sup>، استادیار

- ۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه شهید بهشتی - تهران - ایران - a\_marini@sbu.ac.ir  
 ۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی اصفهان - اصفهان - ایران - latify@cc.iut.ac.ir  
 ۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه شهید بهشتی - تهران - ایران - ghazizadeh@pwut.ac.ir  
 ۴- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه شهید بهشتی - تهران - ایران - salemnia@pwut.ac.ir

**چکیده:** حضور گسترده ذخیره سازهای انرژی الکتریکی در سیستم های قدرت آینده، لزوم در نظر گرفتن آنها را در مسائل برنامه ریزی سیستم ایجاد کرده است. در این مقاله، مسئله زمان بندی تعمیرات منابع تولید برای در نظر گرفتن منابع ذخیره ساز انرژی توسعه یافته است که در آن زمان بندی تعمیرات منابع تولید و منابع ذخیره ساز به صورت توأم صورت می گیرد. مسئله به گونه ای مدل شده است که تأثیر اصلی ذخیره سازها در مسائل برنامه ریزی سیستم قدرت که همانا تغییر وضعیت عملکردی شارژ و دشارژ بر اساس نیازمندی های سیستم قدرت است در نظر گرفته شود. مسئله به صورت یک مسئله برنامه ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح مدل شده و بر روی شبکه های آزمون استاندارد پیاده سازی شده است. نتایج، نشان دهنده توانمندی مدل معرفی شده در تعیین توأم برنامه تعمیرات واحدهای تولید و منابع ذخیره ساز و همچنین اثرات مثبت حضور ذخیره سازها در زمان بندی تعمیرات واحدهای تولید است.

**واژه های کلیدی:** زمان بندی تعمیرات، ذخیره ساز انرژی، مدل سازی بلندمدت بار، برنامه ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح.

## Joint Maintenance Scheduling of Generation Units and Energy Storage Systems

A. Marini, PhD Candidate<sup>1</sup>, M. A. Latify, Assistant Professor<sup>2</sup>, M. S. Ghazizadeh, Associate Professor<sup>3</sup>,  
A. Salemnia, Assistant Professor<sup>4</sup>

- 1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, a\_marini@sbu.ac.ir  
 2- Department of Electrical and Computer Engineering, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran, latify@cc.iut.ac.ir  
 2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, ghazizadeh@pwut.ac.ir  
 3- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, salemnia@pwut.ac.ir

**Abstract:** It is essential to consider electric energy storage systems in power system studies due to increasing utilization of these energy resources. In this paper we augment the generation maintenance scheduling problem to consider effects of energy storage systems. In the new formulation the outage schedules of generation units and energy storage systems are determined jointly. The problem is modeled in such a way that the main effect of energy storage systems, -which is switching between charge and discharge mode to comply with power system requirements- is considered. The model is formulated as a mixed integer linear programming problem and is implemented in test systems. The results show the capability of the proposed model in joint maintenance scheduling of generation units and energy storage systems.

**Keywords:** Maintenance scheduling, energy storage system, long-term load modeling, mixed integer linear programming.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۶/۱

تاریخ اصلاح مقاله: ۹۴/۸/۲۴ و ۹۴/۱۱/۲۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۲/۹

نام نویسنده مسئول: محمدامین لطیفی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - اصفهان - دانشگاه صنعتی اصفهان - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

## ۱- مقدمه

بنا بر تعریف "یک سیستم فیزیکی با قابلیت ذخیره انرژی برای توزیع و جایگزینی توان در هنگام نیاز" را سیستم ذخیره ساز انرژی الکتریکی (ESS) می نامند. مشخصات اصلی هر ESS توسط چگالی انرژی، چگالی توان، طول عمر و هزینه نگهداری تعیین می شود [۱، ۲]. منابع ESS می توانند برای رفع عدم قطعیت تولید انرژی الکتریکی از منابع تجدیدپذیر، بهبود کشش سمت تقاضا در بازار برق و ارتقای کارایی بازار استفاده شوند. این کاربردها تسهیل افزایش نرخ نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر را به دنبال دارد [۳-۶]. به عنوان کاربردهای دیگر ESS می توان به کاربری ها برای مصارف نهایی به عنوان توان پشتیبان و توان اضطراری، افزایش حاشیه پایداری سیستم قدرت، به تعویق انداختن نیاز سیستم انتقال به تقویت و ارتقا و مدیریت سمت مصرف در مراجع مختلف اشاره کرد [۳-۶]. به علاوه، رویکردهای جدید برای حرکت به سمت شبکه هوشمند، باعث شده است که سطح کنترل پذیری سیستم قدرت ارتقا یافته و همین موضوع جذابیت عمومی در استفاده از ESS ها را افزایش می دهد. بنابراین بهره گیری از ESS ها در سیستم قدرت با افزایش روزافزونی همراه است. بنابراین، بازمینی و ارتقای مطالعات سیستم قدرت (از جمله مسائل برنامه ریزی) برای لحاظ ESS ها ضروری است.

یکی از مهم ترین مسائل برنامه ریزی در سیستم قدرت، زمان بندی تعمیرات واحدهای تولید (GMS)<sup>۲</sup> است که تأثیر عمده ای بر قابلیت اطمینان سیستم دارد. در GMS، هدف اصلی، یافتن بازه زمانی خروج واحدهای تولیدی برای اجرای اعمال نگهداری و تعمیرات برنامه ریزی شده است. این مسئله معمولاً به صورت یک مسئله بهینه سازی با تابع هدف حداقل سازی هزینه و یا حداکثر سازی قابلیت اطمینان سیستم با لحاظ قیدهای مختلف سیستمی و تکنیکی مدل می شود [۷-۱۰].

مسئله GMS توسط محققان مختلف با رویکردهای متفاوت بررسی شده است. در مقالات ابتدایی، مسئله GMS با استفاده از رویکردهای ابتکاری حل می شد؛ به گونه ای که زمان بندی تعمیرات هر واحد به صورت جداگانه بدون لحاظ قیود شبکه قدرت تعیین می شد. توابع هدف متفاوت، عموماً به صورت همسطح کردن و یا برابر کردن ذخیره [۱۱]، کمینه سازی هزینه بهره برداری و یا تعمیرات و نگهداری [۷، ۱۲] و یا همسطح سازی ریسک عدم تأمین بار مدل می شده است [۱۳]. مروری اجمالی بر مدل های مختلف مسئله GMS که قیدهای شبکه قدرت در آن ها لحاظ نمی شود، از منظر تابع هدف و روش های بهینه سازی در [۱۴] صورت گرفته است. مسئله GMS مقید به قیدهای شبکه انتقال در [۱۵، ۱۶] معرفی شده است که تابع هدف در آن ها کمینه سازی هزینه تعمیرات و نگهداری است.

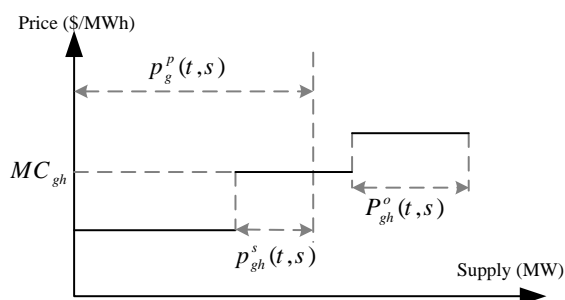
با وقوع تجدید ساختار و ایجاد محیط رقابتی در صنعت برق، مطالعات برنامه ریزی سیستم قدرت، از جمله مسئله GMS دچار تغییر و تحول عمده ای شد. برای در نظر گرفتن محیط رقابتی در مطالعات GMS، به صورت کلی چهار رویکرد در مقالات پی گرفته شده است که

عبارت اند از: رویکرد مبتنی بر تئوری بازی [۱۷، ۱۸]، رویکرد تکراری [۱۹-۲۲]، رویکرد مبتنی بر مناقصه [۲۳-۲۵] و سازوکار متمرکز [۲۶، ۲۷]. در رویکرد تئوری بازی از مفهوم تعادل نش برای یافتن برنامه تعمیرات رقابتی در بازار استفاده می شود. در رویکرد مبتنی بر تکرار، بر اساس جرایم و پاداش هایی که توسط بهره بردار سیستم قدرت وضع می شود، شرکت های تولید در یک روند مبتنی بر تکرار تلاش در حداکثر کردن سود در فرآیند زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی تحت مالکیت خود دارند [۱۹-۲۲]. در رویکرد مبتنی بر مناقصه، بر اساس پیشنهادات زمان بندی تعمیرات ارائه شده از سوی شرکت های تولیدی، بهره بردار سیستم قدرت سعی در تأمین قابلیت اطمینان سیستم با حداکثر سازی سود شرکت های تولیدی دارد [۲۳-۲۵]. در سازوکار متمرکز که مشابه با مدل GMS در محیط سنتی است، بهره بردار سیستم قدرت با هدف بیشینه سازی رفاه اجتماعی و کاهش هزینه های بهره برداری و تعمیرات، برنامه خروج واحدها را تعیین می کند [۲۶، ۲۷].

بر اساس اطلاع نویسندگان با وجود توسعه بهره گیری از ESS ها در مطالعات بهره برداری سیستم قدرت [۳۰-۲۸]، در هیچیک از مقالات مربوط به مطالعات GMS، اثر ESS ها مطالعه نشده است. ایده اصلی مقاله حاضر، مدل سازی مسئله GMS بر اساس رویکرد چهارم در محیط رقابتی برای در نظر گرفتن ESS ها است. مزیت اصلی استفاده از ESS ها در سیستم قدرت، توانمندی این عناصر در تغییر وضعیت عملکردی شارژ و دشارژ بر حسب نیاز بهره بردار سیستم قدرت است. عملاً به کمک این قابلیت، سطح بار سیستم قدرت هموارتر خواهد شد. این موضوع، تفاوت مابین زمان های مختلف برای زمان بندی تعمیرات را کاسته و زمان بندی تعمیرات را تسهیل می کند.

برای استفاده از سودمندی های حضور ESS ها، لازم است که بار در افق تصمیم گیری در مسئله به گونه ای مدل شود که توالی زمانی مابین بازه های شبیه سازی حفظ شود تا بدین ترتیب امکان مدل سازی تغییر وضعیت عملکردی ESS ها فراهم شود. برای همین منظور در این مقاله از روش مدل سازی بار که در [۳۱] معرفی شده استفاده شده است. در مرجع مذکور، مدل سازی بار برای در نظر گرفتن توالی زمانی بین بازه های مطالعاتی در مطالعات بلندمدت سیستم قدرت ارائه شده است. به کمک این مدل، امکان مدل سازی تغییر وضعیت عملکردی ESS ها در طول بازه های مطالعاتی فراهم شده و بدین ترتیب ارزش حضور ESS ها در سیستم قابل ارزیابی خواهد بود.

در مقاله حاضر، مدل مسئله GMS برای در نظر گرفتن تعمیرات ESS ها توسعه داده شده است. مسئله معرفی شده به صورت یک مسئله برنامه ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP)<sup>۲</sup> مدل می شود. از آنجا که تمرکز بر مطالعه تأثیر ESS ها در GMS بوده و بیشترین تأثیر ESS بر تغییر رفتار بار در سیستم قدرت است، از مدل سازی شبکه و تأثیر آن صرف نظر شده است. این رویکرد تقریباً در تمامی مقالاتی که حوزه ای جدید در مسئله GMS ایجاد می کنند نظیر [۱۹] و [۱۸] نیز



شکل ۱- تابع عرضه واحدهای تولیدی

$$g_c(t,s) = \sum_h MC_{gh} p_{gh}^s(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall g \quad (2)$$

$$0 \leq p_{gh}^p(t,s) = \sum_h p_{gh}^s(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall g \quad (3)$$

$$0 \leq p_{gh}^s(t,s) \leq P_{gh}^o(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall g, \forall h \quad (4)$$

$$i_g(t,s) \cdot P_g^{\min} \leq p_g^p(t,s) \leq i_g(t,s) \cdot P_g^{\max} \quad \forall t, \forall s, \forall g \quad (5)$$

که در روابط فوق  $MC$  هزینه حدی پیشنهادی ژنراتور در هر پله است که از تقریب تکه‌ای خطی منحنی هزینه تولید نیروگاه در سه تکه به دست می‌آید [۳۲]. متغیر  $p^s$  توان تولیدی پذیرفته شده برای هر ژنراتور در هر پله،  $p^p$  توان کل تولیدی هر ژنراتور و  $P^o$  سقف توان پیشنهادی در هر پله است.

همچنین،  $i$  متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت پذیرفته شدن پیشنهاد واحد تولید است. اگر رابطه  $i=1$  برقرار باشد، به معنای این است که پیشنهاد واحد برای تولید توان در بازار پذیرفته شده است. در ضمن  $h$  اندیس شمارش پله‌های پیشنهادی است.

در (۲) هزینه تولید هر ژنراتور در هر پله پیشنهادی از حاصل ضرب توان تولیدی در هر پله در قیمت پیشنهادی آن به دست می‌آید. کل هزینه تولید نیز از حاصل جمع هزینه تولید در کل پله‌های پیشنهادی به دست می‌آید. در (۳) توان کل تولیدی هر ژنراتور به صورت حاصل جمع توان‌های تولیدی پذیرفته شده آن در هر پله محاسبه شده است. بر اساس (۴) توان تولیدی در هر پله باید از توان پیشنهادی برای آن پله کمتر باشد. در نهایت (۵) تضمین می‌کند که توان تولیدی هر ژنراتور در صورت پذیرفته شدن در بازار در محدوده مجاز تولید آن باشد.

برای محاسبه هزینه استفاده از ESS ( $ec_e(t,s)$ ) فرض شده است که قیمت شارژ و دشارژ به صورت مجزا مشخص شده باشد [۳۱، ۳۳]. بنابراین  $ec_e(t,s)$  به صورت (۶) قابل محاسبه است.

$$ec_e(t,s) = p_e^d(t,s) \pi_e^d(t,s) - p_e^c(t,s) \pi_e^c(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (6)$$

که در این رابطه،  $p^d$  توان تولیدی (دشارژ) ESS،  $\pi^d$  قیمت پیشنهادی ESS برای فروش توان به شبکه،  $p^c$  توان مصرفی (شارژ) ESS و  $\pi^c$  قیمت پیشنهادی ESS برای خرید توان است. در (۶)، جمله اول نمایانگر هزینه خرید انرژی ESSها و جمله دوم نشان‌دهنده هزینه فروش انرژی به ESSها در هر زیربازه است.

اتخاذ شده است. همچنین، تمامی پارامترهای ورودی مدل بهینه‌سازی، قطعی فرض شده و از تمامی عدم قطعیت‌ها صرف نظر شده است. در ادامه مقاله و در بخش دوم مدل‌سازی مسئله GMS با حضور ESSها ارائه شده است. در بخش سوم نیز مدل‌سازی بار معرفی شده است. در بخش چهارم نتایج عددی و در نهایت در بخش پنجم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری آورده شده است.

## ۲- مدل‌سازی مسئله GMS

مسئله GMS، به صورت یک مسئله بهینه‌سازی یک یا چندهدفه که مقید به قیدهای مختلف است، مدل می‌شود [۷-۱۰]. در این قسمت، مدل‌سازی GMS به گونه‌ای ارتقا یافته است که توانایی دربرگیری ESSها را داشته باشد. در چهار زیربخش زیر به ترتیب تابع هدف مسئله، قیدهای ESSها، قیدهای زمان‌بندی تعمیرات و قیدهای سیستم قدرت ارائه می‌شوند.

### ۱-۲- تابع هدف

در این مقاله تابع هدف بر اساس هزینه تعریف شده و از دو بخش هزینه تولید انرژی در واحدهای نیروگاهی و هزینه استفاده از ESSها تشکیل می‌شود:

$$\min \left\{ cost = \sum_{t,s} \left[ T(t,s) \times \left( \sum_g g_c(t,s) + \sum_e ec_e(t,s) \right) \right] \right\} \quad (1)$$

که در آن اندیس‌های  $g, t, e, s$  به ترتیب اندیس‌های شمارنده ژنراتورها، ESSها، بازه‌ها و زیربازه‌های تصمیم‌گیری هستند. لازم به توضیح است که در اینجا به جای مدل‌سازی کل وقفه‌های افق تصمیم‌گیری با یک اندیس (مثلاً  $t$ )، از دو مجموعه  $t$  و  $s$  استفاده شده است. اندیس  $t$  بازه‌های شبیه‌سازی (به طور مثال هفته) است و اندیس  $s$  زیربازه‌های هر بازه (به طور مثال روز یا ساعت) را نشان می‌دهد. لحاظ زیربازه‌ها برای مدل‌سازی توانمندی شارژ و دشارژ ESSها در شرایط بار متغیر لازم است. علاوه بر این در (۱)،  $T$  طول هر زیربازه،  $g_c$  هزینه تولید ژنراتور،  $ec$  هزینه استفاده از ESSها و  $cost$  کل هزینه در دوره تصمیم‌گیری است.

برای محاسبه هزینه تولید ژنراتورها در هر زیربازه ( $g_c(t,s)$ )، فرض شده است که هر ژنراتور، سهم کوچکی از بازار را دارد و توانایی تأثیرگذاری بر قیمت تسویه بازار را ندارد. لذا بازار برق دارای ساختار رقابتی کامل است. بدون از دست رفتن کلیت مسئله، تسویه بازار بر اساس سیستم قیمت‌گذاری یکنواخت<sup>۴</sup> در نظر گرفته شده است. همچنین معاملات انرژی در یک حوضچه<sup>۵</sup> توان شکل می‌گیرد. در این مقاله فرض شده است که نیروگاه‌ها، پیشنهاد تولید توان خود را به صورت پله‌ای به بهره‌بردار بازار ارائه می‌دهند. شکل ۱ تابع عرضه ژنراتور را نشان می‌دهد. مدل‌سازی ریاضیاتی تابع عرضه نیروگاه و نحوه محاسبه  $g_c(t,s)$  در (۵)-(۲) ارائه شده است.

## ۲-۲- قیدهای ESSها

در این بخش قیدهای حاکم بر عملکرد ESS مدل می شود.

قید حالات عملکردی ESS: نوعی متصل به سیستم، در هر بازه زمانی می تواند در سه حالت عملکردی زیر قرار داشته باشد:

- اخذ توان از شبکه (شارژ شدن)؛
- تزریق توان به شبکه (دشارژ شدن)؛
- عدم تبادل توان با شبکه.

هماهنگی بین حالات مختلف عملکردی در (۷) مدل می شود.

$$u_e^c(t,s) + u_e^d(t,s) + u_e^m(t) \leq 1 \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (7)$$

که در این معادله  $u_e^c$  متغیر باینری مشخص کننده وضعیت شارژ شدن ESS است که اگر برابر یک باشد به معنای شارژ شدن ESS است.  $u_e^d$  متغیر باینری مشخص کننده وضعیت دشارژ شدن ESS است که اگر برابر با یک باشد به معنای دشارژ شدن ESS است. در نهایت  $u_e^m$  متغیر باینری است که مشخص کننده وضعیت تعمیرات ESS است و اگر برابر یک باشد به معنای حضور ESS در تعمیرات است.

رابطه (۷) الزام می کند که برای هر ESS در هر زیربازه حداکثر فقط یکی از متغیرهای  $u_e^c$ ،  $u_e^d$  و  $u_e^m$  یک باشند. بنابراین ESS حتماً در یکی از وضعیت های عملکردی متصل به شبکه و یا تعمیرات خواهد بود. برای مثال اگر ESS در تعمیرات باشد ( $u_e^m=1$ )، متغیرهای  $u_e^c$  و  $u_e^d$  اجباراً صفر بوده و ESS به شبکه متصل نیست. اگر هم ESS به شبکه متصل باشد ( $u_e^m=0$ )، تنها یکی از متغیرهای باینری  $u_e^c$  و  $u_e^d$  می توانند یک بوده و یا هر دو صفر باشند. یعنی ESS در صورت اتصال به شبکه می تواند یا در وضعیت شارژ ( $u_e^c=1$  و  $u_e^d=0$ )، یا در وضعیت دشارژ ( $u_e^c=0$  و  $u_e^d=1$ ) و یا بدون تبادل با شبکه ( $u_e^c=0$  و  $u_e^d=0$ ) باشد.

قید تغییرات حالت شارژ: در هر زیربازه برنامه ریزی، بر اثر تعامل ESS با شبکه، انرژی موجود در ESS به صورت (۸) محاسبه می شود.

$$c_e(t+1,s) = c_e(t,s) \left(1 - \frac{sd_e}{100}\right) + T(t,s) \cdot \left[ p_e^c(t,s) \cdot \eta_e^c - p_e^d(t,s) / \eta_e^d \right] \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (8)$$

که در آن،  $c_e$  میزان انرژی ذخیره شده (سطح شارژ)،  $sd_e$  میزان خود تخلیه  $\eta_e^c$ ،  $\eta_e^d$  بازده شارژ و  $\eta_e^d$  بازده دشارژ ESS است.

رابطه (۸) اصل تعادل انرژی را برای ESS بیان می کند. انرژی ذخیره شده در هر زیربازه برابر با مقدار انرژی در زیربازه قبل به علاوه نتیجه تعاملات انرژی ESS با شبکه در زیربازه فعلی است. در هر کدام از سه حالت مشخص شده برای ESS، مقداری از انرژی ذخیره شده به علت اتلاف درونی ESS از بین می رود که عبارت  $sd_e$  (بر حسب درصد) برای نشان دادن این تأثیر تخلیه خودی در مدل سازی وارد شده است.

قید ظرفیت شارژ و دشارژ: در هر زیربازه، فقط یکی از اعمال شارژ، دشارژ و عدم تبادل توان در صورت اتصال ESS به شبکه باید انجام گیرد. روابط (۹) و (۱۰) محدودیت های حاکم بر میزان توان شارژ شده و یا دشارژ شده در هر زیربازه را مشخص می کند.

$$0 \leq p_e^c(t,s) \leq T(t,s) P_e^{c,max} u_e^c(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (9)$$

$$0 \leq p_e^d(t,s) \leq T(t,s) P_e^{d,max} u_e^d(t,s) \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (10)$$

که در این روابط،  $P_e^{c,max}$  حداکثر توان قابل تبادل در حالت شارژ و  $P_e^{d,max}$  حداکثر توان قابل تبادل در حالت دشارژ ESS است.

در (۹) و (۱۰) حدود مجاز توان شارژ و دشارژ ESSها در نظر گرفته شده است. این روابط به همراه (۷)، تضمین می کند که هیچ گونه همپوشانی در عملکردهای ESS صورت نگیرد. چون در هر زیربازه تنها یکی از متغیرهای باینری  $u_e^c$  و  $u_e^d$  می توانند ۱ باشند، در هر زیربازه یکی از متغیرهای توان شارژ ( $p_e^c$ ) یا دشارژ ( $p_e^d$ ) مقدار خواهند داشت.

لازم به ذکر است که در (۹) و (۱۰) پارامتر  $T$  دارای بعد نیست و در غیر این صورت، طرفین دارای ابعاد یکسان نخواهند بود. به عنوان مثال، یک ESS را در نظر بگیرید که دارای نرخ شارژ/دشارژ توان ساعتی ۱۰ MW باشد. با توجه به نوع مدل سازی بار، مقدار  $T$  در هر زیربازه متفاوت و از ۱ تا چند ساعت تغییر می کند. حال اگر یک زیربازه ۵ ساعت به طول بینجامد؛ باید نرخ شارژ/دشارژ ساعتی را در کل ۵ ساعت در نظر گرفت که این موضوع حد نرخ زیربازه را برابر با  $5 \times 10$  مگاوات خواهد کرد. به همین جهت، ناچار به استفاده از پارامتر  $T$  رابطه های (۹) و (۱۰) به صورت بی بعد هستیم.

قید مقدار انرژی ذخیره شده: رابطه (۱۱) محدودیت حداکثر و حداقل انرژی قابل ذخیره در ESS را بیان می کند.

$$C_e^{min} \leq c_e(t,s) \leq C_e^{max} \quad \forall t, \forall s, \forall e \quad (11)$$

که در آن،  $C_e^{max}$  حداکثر ظرفیت شارژ و  $C_e^{min}$  حداقل ظرفیت دشارژ (عمق دشارژ) ESS است.

قید مقدار انرژی ذخیره اولیه: رابطه (۱۲) مقدار انرژی ذخیره شده اولیه در ESS در زیربازه  $s_1$  از بازه  $t_1$  را مشخص می کند که در این رابطه،  $C_e^{ini}$  انرژی ذخیره شده ابتدایی در ESS است.

$$c_e(t_1, s_1) = C_e^{ini} \quad \forall e \quad (12)$$

مدل ارائه شده در روابط (۷) تا (۱۲) برای مدل سازی ESSها به صورت عمومی ارائه شده است تا از این طریق بتوان تأثیر حضور آنها را در مسئله GMS مدل کرد. با تغییر نوع ESS تنها لازم است که پارامترهای مدل متناظر با نوع ESS تعیین شود.

## ۲-۳- قیدهای تعمیرات

قیدهای مختص زمان بندی تعمیرات در اینجا ارائه می شود.

قید مدت زمان تعمیرات: دو قید زیر تضمین می کنند که مدت زمان خروج هر واحد تولید و ESS برابر بازه های مورد نیاز باشد.

$$\sum_t x_g(t) = MD_g \quad \forall g \quad (13)$$

$$\sum_t u_e^m(t) = MD_e \quad \forall e \quad (14)$$

که در این روابط،  $MD$  هفته های مورد نیاز برای تعمیرات واحد تولیدی یا ESS است. همچنین  $x$  متغیر باینری نشان دهنده وضعیت تعمیرات

$$\sum_{\tau=1}^m u_{e_1}^m(\tau-1) - u_{e_2}^m(t) \geq 0 \quad \forall e_1 \in \Omega^{pri} \quad (21)$$

که در آن،  $\Lambda^{pri}$  و  $\Omega^{pri}$  به ترتیب مجموعه تمامی واحدهای نیروگاهی و مجموعه ESS‌هایی هستند که به دلایل مختلف فنی یا اقتصادی تعمیرات آن‌ها باید با قید اولویت زمان‌بندی همراه باشد.

#### ۲-۴- قیدهای سیستم قدرت

از آنجاکه در این مقاله، نوآوری در مدل‌سازی ESS در مسئله GMS است، برای آشکار شدن تأثیر ESS، از قیدهای شبکه صرف‌نظر شده و تنها قیدهای برابری عرضه و تقاضا و قابلیت اطمینان لحاظ شده‌اند.

برابری عرضه و تقاضا: این قید که به صورت (۲۲) مدل می‌شود دلالت بر برابری مجموع تولید و مجموع مصرف در هر زیربازه دارد.

$$\sum_g P_g^g(t,s) + \sum_e P_e^d(t,s) = \sum_e P_e^c(t,s) + D(t,s) \quad \forall t, \forall s \quad (22)$$

که در این معادله،  $D$  بار شبکه در هر زیربازه تصمیم‌گیری است.

**ذخیره موردنیاز:** سیستم قدرت باید در زمان انجام تعمیرات، قابلیت اطمینان قابل قبول داشته باشد. معادله (۲۳) اجبار می‌کند که ذخیره شبکه در هر بازه تصمیم‌گیری با توجه به واحدهای تولید و ESS‌های در مدار از حد قابل قبول بیشتر باشد. در این رابطه، مقدار انرژی قابل استحصال از ESS‌ها نیز علاوه بر واحدهای تولید برای تأمین ذخیره موردنیاز شبکه در نظر گرفته شده‌اند.

$$\sum_g P_g^{\max} (1 - x_g(t)) + \frac{\sum_e (C_e(t,s) - C_e^{\min})}{T(t,s)} \geq \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot (D(t,s) + \sum_e P_e^c(t,s)) \quad \forall t, \forall s \quad (23)$$

که در آن  $R$  درصد ذخیره موردنیاز درون سیستم است.

#### ۳- مدل‌سازی بلندمدت بار با حفظ توالی زمانی

میزان انرژی ذخیره‌شده در ESS در هر بازه زمانی، وابستگی مستقیم به تعاملات قبلی آن در شبکه دارد. لذا برای مدل‌سازی صحیح ESS در سیستم، بازه‌های تصمیم‌گیری باید به گونه‌ای مدل شوند که توالی زمانی در آن‌ها رعایت شده باشد. به عبارت دیگر در برنامه‌ریزی با حضور ESS، مدل‌های باری که توالی زمانی را در نظر نمی‌گیرند (مثل منحنی تداومی بار) قابل استفاده نخواهند بود [۳۴]. برای مطالعه تأثیر ESS، مدل‌هایی متفاوت برای مدل‌سازی بلندمدت بار در مطالعات برنامه‌ریزی بلندمدت در مراجعی نظیر [۳۱، ۳۵، ۳۶] پیشنهاد شده است. برخی مراجع نظیر [۱۹، ۳۶] از تقسیم تقریبی "اوج"، "میان‌ه" و "غیر اوج" برای مدل‌سازی بار روزانه، هفتگی یا سالیانه استفاده کرده‌اند. استفاده از این تقریب در شبیه‌سازی بلندمدت با حضور ESS، با توجه به ماهیت "دو قله‌ای" منحنی بار روزانه، تقریب دقیقی نیست.

در [۳۱] مدلی ارائه شده است که در آن برای مدل‌سازی بار روزانه از تقریب پنج سطحی بار استفاده شده است که در شکل ۲ نشان داده شده است. در این مرجع نشان داده شده است که این مدل بار، ضمن

واحد تولید است؛ اگر  $x=1$  باشد به معنای این است که واحد به تعمیرات رفته است و در غیر این صورت واحد در مدار است. برای مثال اگر طول دوره موردنیاز برای تعمیرات واحد  $g$  برابر با ۳ هفته باشد و تعداد کل بازه‌ها در افق زمان‌بندی تعمیرات، ۵ باشد، این قید الزام می‌کند که رابطه  $x_{gI}(1) + x_{gI}(2) + x_{gI}(3) + x_{gI}(4) + x_{gI}(5) = 3$  باید برقرار باشد. یعنی دقیقاً مدت تعمیرات به اندازه سه بازه طول بکشد.

**قید پیوستگی در تعمیرات:** رابطه‌های (۱۵) و (۱۶) پیوستگی در زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولید و ESS را نشان می‌دهد. بنابراین در تعمیرات، کل بازه‌های موردنیاز به صورت متوالی خواهند بود.

$$x_g(t) - x_g(t-1) \leq x_g(t + MD_g - 1) \quad \forall t, \forall g \quad (15)$$

$$u_e^m(t) - u_e^m(t-1) \leq u_e^m(t + MD_g - 1) \quad \forall t, \forall e \quad (16)$$

با در نظر گرفتن مثال قبلی، فرض کنید که قید (۱۵) برای واحد نیروگاهی  $g$  و در  $t=2$  و  $t=3$  نوشته شود. رابطه (۱۵) به صورت  $x_{gI}(4) \leq x_{gI}(1) + x_{gI}(2) - x_{gI}(3)$  و  $x_{gI}(5) \leq x_{gI}(2) + x_{gI}(3) - x_{gI}(4)$  در می‌آید. اگر  $x_{gI}(4)$  و  $x_{gI}(5)$  هر دو صفر باشند (واحد نیروگاهی در مدار است)، در نتیجه  $x_{gI}(1)$  و  $x_{gI}(2)$  باید مقادیر یکسان داشته باشند (هر سه صفر و یا هر سه یک هستند). اما با توجه به (۱۳)، هر سه باید برابر یک باشند. بدین ترتیب اجبار پشت‌سرهم بودن تعمیرات انجام می‌شود.

**قید هماهنگی برخط بودن و تعمیرات واحدهای تولید:** قید (۱۷) الزام می‌دارد که واحدی که برای تعمیرات بیرون از مدار است، دیگر در تأمین توان موردنیاز شبکه مشارکت نداشته باشد. چون مجموع دو متغیر باینری کم‌تر یا مساوی یک است، متغیر  $i$  در بازه‌هایی که رابطه  $x=1$  برقرار است، اجباراً مقدار صفر خواهد داشت که به معنی عدم مشارکت در تأمین توان است. اگر  $x=0$  برقرار باشد، متغیر  $i$  می‌تواند آزادانه مقادیر صفر و یک را اخذ کند.

$$x_g(t) + i_g(t,s) \leq 1 \quad \forall t, \forall s, \forall g \quad (17)$$

**قید عدم همزمانی تعمیرات:** دو قید (۱۸) و (۱۹) بیان می‌کند که تعمیرات واحدهای نیروگاهی  $g_1$  و  $g_2$  و منابع ذخیره‌ساز  $e_1$  و  $e_2$  هم‌زمان انجام نشود.

$$x_{g_1}(t) + x_{g_2}(t) \leq 1 \quad \forall t, \forall g \in \Lambda^{exc} \quad (18)$$

$$u_{e_1}^m(t) + u_{e_2}^m(t) \leq 1 \quad \forall t, \forall e \in \Omega^{exc} \quad (19)$$

که در آن،  $\Lambda^{exc}$  و  $\Omega^{exc}$  به ترتیب مجموعه تمامی واحدهای نیروگاهی و مجموعه ESS‌هایی هستند که به دلایل مختلف فنی یا اقتصادی نمی‌توانند هم‌زمان برای تعمیرات از مدار خارج شوند.

**قید اولویت تعمیرات:** این قید ترتیب خروج واحدهای تولیدی و ESS‌ها برای تعمیرات را مشخص می‌کند. قید بیان شده در (۲۰) تضمین می‌کند که تعمیرات واحد  $g_2$ ، بعد از اتمام تعمیرات واحد  $g_1$  انجام گیرد. به صورت مشابه، رابطه (۲۱) قید حاکم بر اولویت تعمیرات ESS‌های  $e_1$  و  $e_2$  را تعیین می‌کند.

$$\sum_{\tau=1}^m x_{g_1}(\tau-1) - x_{g_2}(t) \geq 0 \quad \forall g_1 \in \Lambda^{pri} \quad (20)$$

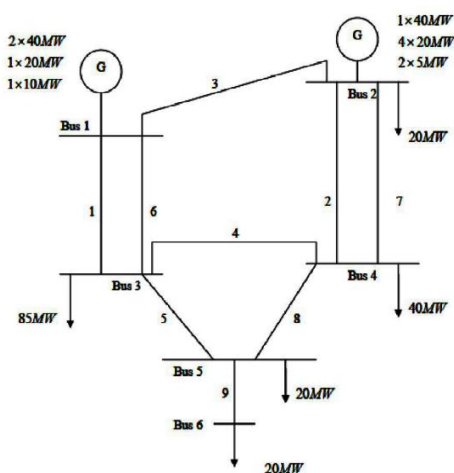
لحاظ نشده است. شبیه‌سازی‌ها در دو حالت حضور ESS و عدم حضور آن انجام شده است.

همچنین فرض شده که ژنراتورها در سه پله، پیشنهادهای تولید را به بهره‌بردار سیستم ارائه می‌دهند. ضرایب بار ساعتی از [۴۱] برای روزهای سال برای هر شین استخراج شده است. توان مینای سیستم برابر  $100 \text{ MVA}$  در نظر گرفته شده و ذخیره موردنیاز ساعتی برابر با  $10\%$  در نظر فرض شده است. کل شبیه‌سازی‌ها و کدهای نوشته‌شده در نرم‌افزار GAMS [۴۲] بوده و در یک کامپیوتر با پردازنده  $\text{corei5 } 2.4\text{-}2.9 \text{ GHz}$  با  $4 \text{ Mb RAM}$  حل شده است. مدل پیشنهادی بر اساس (۱) تا (۲۳) یک مسئله بهینه‌سازی MILP است. لذا برای حل این مسئله در محیط نرم‌افزار GAMS از حل‌کننده CPLEX [۴۳] استفاده شده است.

#### ۱-۴- نتایج شبکه RBTS

دیاگرام تک‌خطی شبکه در شکل ۳ نشان داده شده است [۴۴]. سیستم ۱۱ واحد تولیدی دارد که زمان بندی تعمیرات سه ژنراتور اول، پنجم و هشتم در دستور کار بهره‌بردار سیستم قرار دارد. بنابراین مجموعه واحدهای تعمیرات به صورت  $\{g1, g5, g8\}$  تعریف می‌شود.

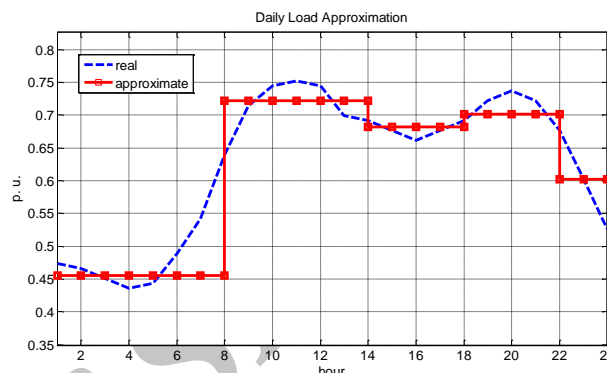
جدول ۲ نتیجه زمان بندی تعمیرات را نشان می‌دهد. اولین دومین سطر جدول ۲، تعداد متغیرهای باینری و زمان حل مسئله را نشان می‌دهند که ناظر بر گستردگی و سرعت حل مسئله است. حضور ESS در مدار به صورت قابل توجهی، تعداد متغیرهای باینری را افزایش داده است. اضافه شدن ۸ ESS به مدار باعث افزایش تعداد متغیرهای باینری از  $35078$  عدد به  $105400$  عدد (حدود سه برابر) شده است. با این وجود، تقریب ۳۵ تکه‌ای مورد استفاده برای مدل سازی بار، سبب کاهش قابل توجهی در تعداد متغیرهای باینری شده است.



شکل ۳: دیاگرام تک‌خطی شبکه RBTS [۴۴]

در سطر سوم جدول ۲، زمان اجرای برنامه نشان داده شده است. در حالتی که ESS در مدار نباشد، مدل تنها به  $22$  جهت یافتن پاسخ مسئله نیاز دارد که معادل  $6\%$  زمان موردنیاز در حالتی است که بار به صورت ساعتی مدل شده است. در شرایط حضور ESS نیز زمان

اینکه باعث افزایش سرعت انجام محاسبات می‌شود، تقریبی قابل قبول برای مدل سازی توالی زمانی بار ایجاد می‌نماید. در این مقاله از مدل بار پیشنهادی در [۳۱] استفاده شده است. سطوح بار در مدل بدین صورت به دست می‌آید که ابتدا بر داده‌های واقعی، یک منحنی برازش می‌شود و سپس با به دست آوردن نقاط اکسترمم منحنی و تعریف فاصله‌های مطلوب، منحنی تکه‌ای خطی تقریبی محاسبه می‌شود. اشاره می‌شود که الگوی بار استفاده‌شده برای زمستان و تابستان و همچنین ابتدا و انتهای هفته متفاوت بوده که همگی در مطالعه لحاظ می‌شوند.



شکل ۲- سطح بندی بار روزانه برای مدل بار ۳۵ تکه‌ای [۳۱]

#### ۴- شبیه‌سازی و نتایج عددی

در این قسمت، مدل ارائه‌شده برای زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی و ESSها بر روی شبکه‌های آزمون پیاده‌سازی می‌شوند. در زیربخش اول، نتایج پیاده‌سازی مدل بر روی شبکه آزمون RBTS<sup>v</sup> و در زیربخش دوم، نتایج پیاده‌سازی مدل بر شبکه آزمون ۲۴ شینه IEEE-RTS<sup>a</sup> ذکر می‌شود.

جهت تجهیز شبکه به ESS، تعداد ۸ منبع مختلف از سه نوع هوای فشرده (CAES)<sup>۹</sup>، نیروگاه آبی تلمبه‌ای-ذخیره‌ای (PHES)<sup>۱۰</sup>، و باتری‌های شارژی (BES)<sup>۱۱</sup>، در نظر گرفته شده‌اند. ویژگی‌های عملکردی و خصوصیات هرکدام از ESSها بر اساس [۳۷-۴۰] در جدول ۱ آمده است. باتری‌ها از نوع اسید-سرب و سدیم-سولفور انتخاب شده‌اند. اختلاف ESSهای مختلف در پارامترهای عملکردی آن‌ها از قبیل توان شارژ و دشارژ، بازده و سطح تخلیه خودی بوده و مدل ارائه شده در این مقاله می‌تواند ویژگی‌های عملکردی ESSهای مختلف را به خوبی نشان دهد.

منابع ESS برای شارژ و دشارژ به بهره‌بردار سیستم پیشنهاد قیمت ارائه می‌دهند. قیمت پیشنهادی خرید از سوی ESSها، برابر با میانگین قیمت در پله‌های اول پیشنهاد قیمت واحدهای تولید در نظر گرفته شده است. این فرض به علت شارژ منابع در قیمت‌های پایین متناظر با زمان‌های کم‌باری شبکه در نظر گرفته می‌شود. قیمت دشارژ ESSها نیز با توجه به بازده هر ESS محاسبه می‌شود. بدین منظور قیمت تعیین‌شده برای شارژ ESSها بر بازده هرکدام تقسیم شده و قیمت دشارژ محاسبه می‌شود [۳۵]. همچنین اثر خودتخلیه جهت سهولت

جدول ۱- اطلاعات ذخیره‌سازهای اضافه‌شده به شبکه

شماره	نوع	شاخص	شین	$C_{min}$ (MWh)	$C_{max}$ (MWh)	$P_{max}$ (MW)	$\eta$ (%)	$sd$ (%)	$C_0$ (MWh)	$Md_c$ (week)
۱	CAES	$e_1$	۱	۰/۳۲۵	۱۸/۸۵	۵	۷۷	۴	۳/۲۵	۲
۲	CAES	$e_2$	۲	۰/۱۳	۷/۱۵	۲	۷۷	۴	۲/۲۷۵	۲
۳	BES - LA	$e_3$	۱	۰/۱۳	۲/۶	۲/۵	۸۱	۱	۱/۶۲۵	۱
۴	BES - LA	$e_4$	۲	۰/۱۳	۲/۶	۲/۵	۸۱	۱	۱/۶۲۵	۱
۵	BES - NaS	$e_5$	۳	۰/۲۶	۴/۱۶	۲/۲۵	۸۷	۰/۰۱	۱/۹۵	۱
۶	BES - NaS	$e_6$	۴	۰/۲۶	۴/۱۶	۲/۲۵	۸۷	۰/۰۱	۱/۹۵	۱
۷	PHES	$e_7$	۵	۳/۲۵	۱۳	۱۰	۷۷	۵	۷/۱۵	۲
۸	PHES	$e_8$	۶	۳/۲۵	۱۶/۲۵	۱۲/۵	۷۷	۵	۷/۱۵	۲

آنچه که در اینجا ذکر شد باشند) می‌تواند پیچیده‌تر باشد. این موضوع به صورت کلی می‌تواند مسئله‌ای با ابعاد بسیار بزرگ ایجاد کند که حتی در پاره‌ای از اوقات حل آن غیرممکن باشد. به همین جهت، استفاده از روش‌هایی که زمان‌بندی تعمیرات را در زمان کم‌تری انجام دهد، مفید است. در نتایج آتی فقط نتایج خروجی مدل‌سازی بار در بخش سوم ارائه می‌شود.

سطرهای چهارم تا هفتم جدول ۲ خروجی‌های مربوط به هزینه‌های زمان‌بندی تعمیرات را نشان می‌دهد. در هفتمین سطر، هزینه کل بهره‌برداری آورده شده است. حضور ESS در زمان‌بندی تعمیرات باعث تغییر هزینه کل از ۱۲۶۶۵۶۷۵ دلار به ۱۲۶۶۱۵۳۲ دلار شده است که کاهشی برابر با ۴۱۴۳ دلار را نشان می‌دهد. بنابراین اثر دیگر حضور ESS‌ها کاهش هزینه زمان‌بندی تعمیرات است. مقدار کم این تأثیر به سبب نزدیکی قیمت پیشنهادی ESS‌ها برای خرید و فروش توان نزدیک به قیمت پیشنهادی ژنراتورها است. طبیعتاً با در دست داشتن مقادیر واقعی هزینه‌های ESS‌ها می‌توان تغییراتی متفاوت در هزینه کل مشاهده کرد. در ضمن، باید توجه داشت که این مقدار کاهش هزینه بهره‌برداری در کنار ایجاد سود ۱۹۲۸۱ دلاری برای ESS‌ها بوده که در کل با کاهش هزینه و تولید درآمد، سبب افزایش رفاه اجتماعی ناشی از استفاده از منابع ESS در شبکه شده است.

ذخیره میانگین شبکه،  $AR^{12}$  و قیمت میانگین هفتگی،  $AMCP^{12}$  به ترتیب در معادلات (۲۴) و (۲۵) تعریف می‌شوند.

$$AR = \frac{1}{52 \times 35}$$

$$\times \sum_t \sum_s \left\{ \left[ \frac{\sum_g ((1-x_g(t)) \times P_g^{max})}{D(t) + \sum_e P_e^c(t,s)} + \frac{\sum_e ((c(t,s) - C_e^{min}) / T(t,s) \eta_e^d)}{D(t) + \sum_e P_e^c(t,s)} \right] - 1 \right\} \quad (24)$$

$$AMCP(t) = \frac{1}{168} \sum_s MCP(t,s) \quad \forall t \quad (25)$$

ذخیره میانگین،  $AR$  معیاری برای تعیین مقدار ازدیاد ظرفیت تولید شبکه نسبت به بار آن است. هرچه این معیار بزرگ‌تر باشد، در کل افق زمان‌بندی ظرفیت بیشتری برای تأمین بار شبکه در دسترس داریم. همچنین معیاری برای تعیین قیمت میانگین انرژی در افق

جدول ۲- خروجی برنامه تعمیرات شبکه در حالت پایه

خروجی مسئله	عدم حضور ESS		همراه با حضور ESS	
	مدل بار ساعتی	مدل پیشنهادی	مدل بار ساعتی	مدل پیشنهادی
متغیر باینری	۳۵۰۷۸	۷۴۲۶	۱۰۵۴۰۰	۲۲۴۰۸
زمان اجرا	۶:۶"	۲۳"	۱:۱۲:۵۸"	۱:۱۵"
هزینه خرید از واحدها (MS)	۱۲,۶۶۵۶۸	۱۲,۶۶۵۶۸	۱۲,۶۴۴۷۱	۱۲,۶۲۵۰
هزینه خرید از ESS‌ها (\$)	---	---	۴۹۲۵۰	۱۹۸۶۳
درآمد فروش به ESS‌ها (\$)	---	---	۳۰۳۳۹	۱۱۹۴۵
کل هزینه بهره‌برداری (\$)	۱۲۶۶۵۶۷۵	۱۲۶۶۵۶۷۵	۱۲۶۶۱۵۳۲	۱۲۶۴۴۹۴
ذخیره میانگین (%)	۱۰۲/۶	۱۰۲/۶	۱۲۰/۷	۱۲۰/۷
حداکثر قیمت میانگین (\$/MWh)	۲۰/۳۲۰	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۱۵۳
هفته خروج واحد				
$g_1$	۳۹,۳۸	۳۹,۳۸	۳۹,۳۸	۳۹,۳۸
$g_5$	۱۳,۱۲	۱۳,۱۲	۱۳,۱۲	۱۳,۱۲
$g_8$	۳۶,۳۵	۳۶,۳۵	۳۶,۳۵	۳۶,۳۵
$e_1$	---	---	۳۴,۳۳	۳۴,۳۳
$e_2$	---	---	۱۱,۱۰	۱۱,۱۰
$e_3$	---	---	۵	۵
$e_4$	---	---	۴۵	۴۵
$e_5$	---	---	۲۳	۲۳
$e_6$	---	---	۱۹	۱۹
$e_7$	---	---	۱۲,۱۱	۱۲,۱۱
$e_8$	---	---	۴,۳	۴,۳

موردنیاز برابر با "۱:۱۵" بوده که ۱/۷٪ زمان مورد نیاز در حالتی است که بار به صورت ساعتی مدل شده است.

این کاهش زمان شبیه‌سازی، به وضوح تأثیر روش مدل‌سازی بار در کاهش زمان اجرای برنامه را نشان می‌دهد. هرچند این موضوع می‌تواند در مسائل زمان‌بندی سیستم قدرت که زمان حل مسئله پارامتری کم‌اهمیت است، خیلی اهمیت نداشته باشد. اما باید توجه داشت، در مدل واقعی زمان‌بندی تعمیرات تعداد نیروگاه‌ها و ESS‌های متقاضی تعمیرات بسیار بیش‌تر و قیده‌های تعمیرات (که می‌تواند بیش از

قسمت تعداد واحدهایی که متقاضی تعمیرات هستند تغییر داده شده و نتایج مدل ارائه شده است. دلیل تشکیل سناریوهای مطالعاتی بر مبنای تغییر واحدهای متقاضی تعمیرات این است که با افزایش تعداد واحدهای نیروگاهی متقاضی تعمیرات، زمان بندی سخت تر و ارضای قیدها مشکل تر می شود. مطالعه تأثیر افزایش تعداد واحدهای متقاضی تعمیرات، اثر در نظر گرفتن ESSها در مسئله GMS را آشکارتر می کند؛ زیرا در این شرایط بهره بردار سیستم از انعطاف ESSها بیشتر استفاده می کند. بدین منظور در چند سناریو، تعداد واحدهای متقاضی تعمیرات تغییر کرده که این سناریوها در جدول ۳ ذکر شده اند. اشاره می شود که در حالت پایه، ۳۷٪ از واحدها متقاضی انجام تعمیرات سالیانه بودند.

جدول ۳- سناریوهای شبیه سازی شده در خروجی واحدهای مدار

سناریو	۱	۲	۳	۴	۵	۶
	$g_2$	$g_2$	$g_2$	$g_2$	$g_2$	$g_1$
	$g_4$	$g_4$	$g_3$	$g_3$	$g_3$	$g_2$
	$g_6$	$g_6$	$g_4$	$g_4$	$g_4$	$g_3$
	$g_7$	$g_7$	$g_6$	$g_6$	$g_5$	$g_5$
واحدهای	$g_9$	$g_9$	$g_7$	$g_7$	$g_6$	$g_6$
تعمیراتی	$g_{10}$	$g_{10}$	$g_9$	$g_9$	$g_8$	$g_7$
	$g_{11}$	$g_{11}$	$g_{10}$	$g_{10}$	$g_9$	$g_8$
			$g_{11}$	$g_{11}$	$g_9$	$g_9$
					$g_{10}$	$g_{10}$
					$g_{11}$	$g_{11}$
MW تعمیراتی	۶۰	۶۹	۷۳	۸۱	۸۴	۹۱

جدول ۴ خروجی مدل در سناریوهای مختلف را نشان می دهد. با دقت در جدول مشخص می شود که با حضور ESSها، هزینه خرید توان از واحدهای تولید کاهش یافته است که این امر به علت شارژ و دشارژ مؤثر ESSها بوده است. همچنین در تمامی سناریوها، با افزایش واحدهای متقاضی تعمیرات، هزینه بهره بردار سیستم برای خرید توان از واحدهای تولید افزایش می یابد. سومین و چهارمین سطر از جدول نیز هزینه خرید توان از ESSها و درآمد فروش توان به آنها را نشان می دهد. با افزایش تعداد واحدهای متقاضی تعمیرات، تأثیر حضور ESSها افزایش یافته و بنابراین عموماً میزان درآمد خالص دریافتی نیز افزایش می یابد.

در سطر پنجم جدول ۴، هزینه کل بهره برداری از سیستم آورده شده است. مشخص است که با افزایش واحدهای متقاضی تعمیرات، هزینه کل بهره برداری شبکه افزایش یافته است. این امر می تواند به علت به تعمیر رفتن تعداد بیشتری واحد باشد. البته در تمامی این سناریوها، حضور ESS در مدار باعث کاهش هزینه کل بهره برداری نیز شده است. دقت در این موضوع و همچنین درآمدی که ESSها کسب می کنند، نشان می دهد که استفاده از ESSها علاوه بر اینکه برای خود این منابع صرفه اقتصادی دارد، برای بهره بردار سیستم نیز سبب کاهش هزینه بهره برداری خواهند شد.

زمان بندی با توجه به قیمت های بازه های مختلف است. در (۲۵)،  $MCP^{14}$  قیمت تسویه بازار است که بر اساس تعریف برابر با ضریب لاگرانژ رابطه (۲۲) است [۹]. این ضریب توسط موتور حل CPLEX در نرم افزار GAMS محاسبه می شود. زیاد بودن مقدار  $AMCP$  می تواند نشان دهنده ورود بیشتر نیروگاه های گران برای تأمین بار با توجه به مدت زمان هر بازه باشد.

در سطر هشتم جدول ۲،  $AR$  در حالتی که ESS وارد شبکه شده از ۱۰۲/۶٪ به ۱۲۰/۷٪ رسیده که به معنای ۱۸٪ رشد است. اضافه شدن ESSها باعث شده است که به طور متوسط، در هر بازه به میزان ۱۸٪ از بار همان بازه، به ذخیره شبکه اضافه شود که این خود به معنای افزایش قابلیت اطمینان سیستم در مقابل رخدادهای احتمالی است. می توان گفت که اضافه شدن ESSها به شبکه، باعث افزایش کلی قابلیت اطمینان سیستم شده است. این موضوع اصلی ترین تأثیری است که در نظر گرفتن ESSها می تواند در مسئله GMS داشته باشد. حل مسئله GMS در سیستم های قدرت که دارای حاشیه ذخیره پایینی هستند، عموماً با مشکلاتی همراه است. زیرا حفظ قیدهای قابلیت اطمینان باعث محدود شدن انعطاف در زمان بندی تعمیرات می شود. حضور ESSها می تواند حاشیه ذخیره را به میزان قابل توجهی بهبود داده و حل مسئله GMS را با انعطاف بیشتری همراه کند.

سطر نهم جدول ۲، حداکثر قیمت میانگین هفتگی را نشان می دهد. با حضور ESSها در شبکه، میانگین قیمت هفتگی برابر با \$ ۲۰/۱۵۳ شده است که بدین معناست که در تمامی ساعات هفته، بهره بردار سیستم و بالطبع مصرف کنندگان تقریباً به مقدار \$/MWh ۰/۱۶۷ هزینه کمتری برای خرید برق پرداخت خواهند کرد. صرفه جویی در هزینه سیستم و عدم نیاز به ورود نیروگاه های اوج که باعث کاهش راندمان تولید توان می شود از فوایدی هستند که از کاهش مصرف و کاهش قیمت بازار انرژی مورد انتظار خواهند بود.

مدل پیشنهادی در به دست آوردن هزینه های مربوط به منابع ESS خطای محاسباتی دارد که این موضوع می تواند ناشی از کم وزیاد شدن طول بازه های شارژ و دشارژ روزانه و یا به بیان دقیق تر تکه های بار باشد. تعداد تکه های بار روزانه از ایجاد مصالحه بین دقت مدل و حجم بار محاسباتی به دست می آید. برای دقیق تر شدن هزینه های ESS می توان از مدل بار ۴۹ تکه ای و ۶۳ تکه ای [۳۱] استفاده کرد، اما در [۳۱] نشان داده شده است که بهترین مصالحه را مدل ۳۵ تکه ای ایجاد می کند. اگر بخواهیم شارژ و دشارژ صحیح ESSها و همچنین هزینه های بهره برداری را دقیقاً مشابه با مدل بار ساعتی استخراج کنیم، می توانیم بعد از مرحله ابتدایی و به دست آوردن برنامه خروجی واحدها، برنامه ریزی در مدار قرار گرفتن واحدهای مدار را با اطلاع از خروجی های برنامه ریزی شده انجام دهیم.

#### ۴-۱-۱- تغییر در تعداد واحدهای تعمیراتی

سؤال اساسی که ایجاد می شود این است که آیا حضور ESSها در مدار تأثیری بر زمان بندی تعمیرات واحدها خواهد داشت یا نه؟ در این



جدول ۴: هزینه‌های مسئله GMS در سناریوهای مختلف تعمیرات

شماره سناریو										حالت پایه (۲۷٪)		عنوان
۵ (۸۴٪)		۴ (۸۱٪)		۳ (۷۳٪)		۲ (۶۹٪)		۱ (۶۰٪)		حضور	نبود	
حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	
ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	
۱۲/۷۲۲	۱۲/۷۴۴	۱۲/۷۲۱	۱۲/۷۴۳	۱۲/۷۰۸	۱۲/۷۳۰	۱۲/۷۰۱	۱۲/۷۲۳	۱۲/۶۸۷	۱۲/۷۰۹	۱۲/۶۷۵	۱۲/۶۹۶	هزینه خرید واحدها (MS)
۴۵۲۵۴	---	۴۵۰۱۷	---	۴۵۴۲۸	---	۴۵۱۲۰	---	۴۴۳۸۸	---	۴۳۰۸۲	---	هزینه خرید ESSها (\$)
۲۷۵۴۶	---	۲۷۴۰۴	---	۲۷۶۷۶	---	۲۷۴۷۲	---	۲۷۰۱۰	---	۲۶۱۸۷	---	درآمد فروش به ESS (\$)
۱۲/۷۴۰	۱۲/۷۴۴	۱۲/۷۳۹	۱۲/۷۴۳	۱۲/۷۲۵	۱۲/۷۳۰	۱۲/۷۱۹	۱۲/۷۲۳	۱۲/۷۰۵	۱۲/۷۰۹	۱۲/۶۹۲	۱۲/۶۹۶	هزینه کل (MS)
۱۰۲/۷	۱۰۲/۶	۱۰۲/۴	۱۰۲/۶	۱۱۹/۴	۱۰۲/۶	۱۰۲/۴	۱۰۲/۶	۱۲۲/۱	۱۰۲/۶	۱۲۲/۹	۱۰۲/۶	ذخیره میانگین (%)
۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	۲۰/۱۵۳	۲۰/۳۲۰	حداکثر قیمت میانگین هفتگی (\$/MWh)

جدول ۵ برنامه‌ریزی تعمیرات انجام شده برای واحدها و ESSها و همچنین تأثیر ESSها در تغییر برنامه خروج واحدهای تولید را نشان می‌دهد. در این جدول، سناریوهایی که در آن حضور ESS در مدار باعث تغییر برنامه‌ریزی شده با رنگ زمینه متفاوت نشان داده شده‌اند. در سناریوهای پایه، اول و دوم، که در آن کم‌تر از ۷۰٪ از ظرفیت نیروگاه‌ها از مدار خارج می‌شوند، تغییری در زمان‌بندی تعمیرات مشاهده نمی‌شود. اما در سناریوهای سوم تا ششم که در آن بیش از ۷۳٪ از ظرفیت تولید شبکه به تعمیرات سالیانه می‌روند، حضور ESS باعث تغییر زمان‌بندی تعمیرات شده است. به‌عنوان مثال برای سناریوی سوم که ۷۳٪ از ظرفیت واحدها به تعمیرات می‌روند، حضور ESS باعث تغییر برنامه تعمیراتی واحدهای دوم، ششم، هفتم و یازدهم شده است.

با توجه به سطر ششم جدول ۴، میزان ذخیره با افزایش تعداد واحدهای تولید متقاضی تعمیرات شبکه کاهش می‌یابد. با افزایش ظرفیت متقاضی تعمیرات، از (۲۴) مشخص است که نسبت میزان ظرفیت شبکه به بار سیستم، کاهش یافته و بنابراین میزان کلی ذخیره شبکه کاهش پیدا می‌کند. البته در برخی از سناریوها میزان تغییر معیار ذخیره میانگین نوسان داشته است. در هفتمین سطر جدول ۴، حداکثر قیمت میانگین هفتگی ذکر شده است. حضور ESSها، تنها باعث کاهش قیمت میانگین هفتگی برای پر بارترین هفته سال، هفته ۱۵۱ شده است. در تمامی برنامه‌ریزی‌ها، خروج برای تعمیرات به نحوی صورت گرفته که در هفته با بار حداکثر، تمامی واحدها در مدار بوده و بنابراین ترکیب واحدها ثابت بوده و تنها پیشنهاد قیمت ESSها بتواند قیمت انرژی را تغییر دهد.

جدول ۵: هفته‌های خروجی واحدها و ESSها در برنامه‌ریزی تعمیرات

شماره سناریو												واحد
۶ (۹۱٪)		۵ (۸۴٪)		۴ (۸۱٪)		۳ (۷۳٪)		۲ (۶۹٪)		۱ (۶۰٪)		
حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	حضور	نبود	
ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	ESS	
۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	g1
۱۳.۱۲	۱۳.۱۲	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	۱۳.۱۲	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	۱۳.۱۲	۱۳.۱۲	g2
۲۸.۲۷	۲۸.۲۷	۲۸.۲۷	۲۸.۲۷	۲۸.۲۷	۲۸.۲۷	۳۲.۳۱	۳۲.۳۱	---	---	---	---	g3
---	---	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	۳۶.۳۵	۳۶.۳۵	g4
۳۴.۳۳	۳۴.۳۳	۱۰.۰۹	۱۰.۰۹	---	---	---	---	---	---	---	---	g5
۴۲.۴۱	۴۲.۴۱	۳۴.۳۳	۳۵.۳۴	۱۰.۰۹	۳۵.۳۴	۱۰.۰۹	۳۵.۳۴	۳۲.۳۱	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	۱۵.۱۴	g6
۳۶.۳۵	۳۶.۳۵	۳۶.۳۵	۱۳.۱۲	۳۶.۳۵	۱۳.۱۲	۳۶.۳۵	۳۹.۳۸	۳۶.۳۵	۳۶.۳۵	۳۹.۳۸	۳۹.۳۸	g7
۳۲.۳۱	۴۱.۴۰	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	---	---	---	---	---	---	g8
۱۵.۱۴	۱۵.۱۴	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	g9
۴۱.۴۰	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	۳۲.۳۱	۱۵.۱۴	۱۵.۱۴	۱۵.۱۴	۱۵.۱۴	۴۱.۴۰	۴۱.۴۰	g10
۱۱.۱۰	۱۱.۱۰	۱۳.۱۲	۳۶.۳۵	۱۳.۱۲	۳۶.۳۵	۱۳.۱۲	۳۶.۳۵	۱۳.۱۲	۱۳.۱۲	---	---	g11
۶.۰۵	---	۷.۰۶	---	۴۴.۴۳	---	۴۴.۴۳	---	۸.۰۷	---	۸.۰۷	---	e1
۹.۰۸	---	۱۳.۱۲	---	۷.۰۶	---	۷.۰۶	---	۹.۰۸	---	۱۴.۱۳	---	e2
۳	---	۲	---	۷	---	۲	---	۴	---	۱	---	e3
۳	---	۱	---	۲	---	۱	---	۱	---	۱	---	e4
۴۶	---	۱	---	۲	---	۲	---	۳۰	---	۲	---	e5
۱	---	۳	---	۴۸	---	۲	---	۲	---	۱	---	e6
۴۶.۴۵	---	۷.۰۶	---	۴۶.۴۵	---	۷.۰۶	---	۸.۰۷	---	۳۳.۳۲	---	e7
۳۸.۳۷	---	۶.۰۵	---	۴.۰۳	---	۶.۰۵	---	۱۹.۰۸	---	۴.۰۳	---	e8

#### ۴-۱-۲- تغییر در معیار قابلیت اطمینان سیستم

در تمامی سناریوهایی که تاکنون بررسی شدند فرض بر این بوده است که معیار قابلیت اطمینان سیستم ( $R$ ) ثابت و در مقدار ۰.۱۰ تنظیم شده باشد. در این قسمت با فرض ثابت بودن تمامی پارامترها نسبت به حالت پایه، در چند سناریو، معیار ذخیره افزایش داده شده است تا به نقطه‌ای برسیم که مسئله همگرا نشود.

جدول ۷ خروجی مدل را به ازای معیارهای مختلف ذخیره در سناریوهای شبیه‌سازی شده الف تا ه نشان می‌دهد. مدل زمان بندی تعمیرات در نبود ESSها تا رسیدن معیار ذخیره به ۰.۲۳ دارای پاسخ است. اضافه شدن ESSها به شبکه می‌تواند به مقدار ۰.۶ سطح ذخیره قابل تحصیل در سیستم را افزایش داده و سبب همگرایی مسئله شود. بنابراین اثرات مثبت حضور ESSها می‌تواند به افزایش ظرفیت ذخیره شبکه و کمک به همگرایی مسئله اشاره کرد. این نتیجه به علت افزایش قابلیت انعطاف سیستم در تأمین بار حاصل می‌شود که حضور ESSها به‌عنوان یک بار مدیریت‌پذیر، نقش عمده‌ای در آن ایفا می‌کنند.

#### جدول ۷: حساسیت خروجی به معیار قابلیت اطمینان سیستم

سناریو	درصد ذخیره ( $R$ )	زمان حل	ذخیره میانگین (%)
الف	۱۵	۱:۳۰"	۹۵/۷
		حضور ESS	۹۹/۱
ب	۲۰	۲۸"	۹۵/۷
		حضور ESS	۹۸/۹
ج	۲۳	۲۴"	۹۵/۷
		حضور ESS	۹۸/۷
د	۲۹	$R > ۲۳$ غیر قابل حل	۹۹/۱
		حضور ESS	۹۹/۱
ه	$> ۲۹$	غیر قابل حل	غیر قابل حل
		حضور ESS	غیر قابل حل

زمان حل مسئله در شرایط عدم حضور ESS، با افزایش ذخیره مورد نیاز سیستم کاهش می‌یابد که این موضوع می‌تواند ناشی از محدود شدن فضای ممکن مدل باشد. اما زمان حل در حالت بهره‌برداری شبکه همراه با ESS از الگوی خاصی پیروی نمی‌کند. این موضوع می‌تواند ناشی از تأثیر اضافه شدن بار مدیریت‌پذیر ESS به مدار باشد که نیازمند جستجوی پاسخ‌های ممکن بیش‌تری برای رسیدن به حل مسئله خواهد بود. البته استنباط اینکه در حالت کلی، با افزایش میزان ذخیره مورد نیاز، زمان حل نیز افزایش می‌یابد نیز امکان پذیر است. مورد دیگر، ثابت بودن ذخیره میانگین در حالت بهره‌برداری در شرایط عدم حضور ESS و افزایش این معیار قابلیت اطمینان است که از جدول ۴ نیز می‌تواند استنباط شود.

#### ۴-۲- نتایج شبکه IEEE-RTS

در این قسمت برای تحلیل کارایی مدل پیشنهادی، نتایج پیاده‌سازی مدل بر روی شبکه ۲۴ شینه IEEE-RTS ارائه شده است. اطلاعات واحدهای نیروگاهی شبکه در [۴۱] قابل دسترسی است. شبکه دارای

موضوع دیگری که می‌توان از جدول ۵ استنباط کرد، هفته‌های مشخص تعمیرات واحدها در سناریوهای مختلف است. با توجه به زمان بندی تعمیرات انجام شده برای حالتی که ESS وجود ندارد و با توجه به سناریوهای مختلف، می‌توان هفته‌های نامزد تعمیرات را به صورت جدول ۶ شناسایی کرد. داده‌های بار هفتگی شبکه مشخص می‌کند که زمان بندی تعمیرات واحدها به ترتیب در هفته‌هایی انجام شده که کم‌ترین درصد بار هفتگی را داشته است که امری مورد انتظار بوده است. به‌عنوان مثال، هفته‌های ۱۳م، ۱۳م و ۳۶م به ترتیب کمترین درصد بار هفتگی را به ترتیب برابر ۶۹.۵٪، ۷۰.۴٪ و ۷۰.۵٪ دارا هستند. هفته‌های بعد نیز همگی در مرتبه‌های پایین از نظر میزان بار هفتگی قرار می‌گیرند.

#### جدول ۶: هفته‌های نامزد تعمیراتی واحدها در نبود ESSها

شماره هفته‌ها	افزایش تعداد واحدهای تعمیراتی (سناریوهای مختلف)
۳۹، ۳۸	↓
۱۳، ۱۲	↓
۳۶، ۳۵	↓
۱۱، ۱۰	↓
۱۵، ۱۴	↓
۴۱، ۴۰	↓
۳۲، ۳۱	↓
۳۵، ۳۴	↓
۲۸، ۲۷	↓
۱۰، ۹	↓
۳۴، ۳۳	↓

بنابراین ESSها چون الگوی مربوط به بار ثابت شبکه را تغییر می‌دهند، می‌توانند سبب تغییر میزان درصد بار هفتگی سالانه شده و از این طریق بر زمان بندی تعمیرات مؤثر باشند. علاوه بر این، حضور ESSها، ترتیب هفته‌های نامزد برای خروج تعمیرات را نیز تغییر داده و از این طریق نیز سبب تغییر زمان بندی تعمیرات می‌شوند. مقایسه جدول ۵ و جدول ۶، تغییرات صورت گرفته را مشخص می‌کند. اولین تغییر انجام شده، وارد شدن جفت هفته ۹ و ۱۰، به جای جفت هفته ۳۴ و ۳۵ است که در سناریوی سوم قابل مشاهده است. علاوه بر جابه‌جایی در شماره هفته‌های نامزد برای انجام تعمیرات، حضور ESS باعث جابه‌جایی هفته‌های تعمیرات واحدها با یکدیگر نیز شده است. این موضوع در سناریوی ششم به وضوح قابل مشاهده است. در این سناریو، شماره هفته‌های نامزد تعمیرات در دو حالت زمان بندی یکسان است و تنها تغییر صورت گرفته، جابه‌جایی هفته‌های تعمیرات واحدهای هشتم و دهم با یکدیگر است.

با این توضیحات و به عنوان جمع بندی، حضور ESSها در سیستم می‌تواند زمان بندی خروج واحدهای مدار را از طریق دو تغییر زیر که در الگوی بار سیستم ایجاد می‌کند، تحت تأثیر قرار دهد؛

- تغییر در ترتیب هفته‌های نامزد برای تعمیرات؛
- تغییر در جابه‌جایی هفته‌های تعمیرات واحدهای مدار با یکدیگر.

میزان قابل توجهی بهبود داده و حل مسئله زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی را با انعطاف بیش تری همراه کند. این موضوع آزادی عمل بیش تری برای بهره بردار سیستم قدرت جهت زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی ایجاد می کند.

به عنوان پیشنهاد برای مطالعات تحقیقاتی آینده، می توان مدل پیشنهادی در این مقاله را برای در نظر گرفتن طبیعت غیر قطعی برخی پارامترهای مدل نظیر بار، قیمت و خروج عناصر از مدار توسعه داد. ضمن اینکه مطالعه تأثیر فناوری های تولید نوظهور نظیر نیروگاه های بادی بر مطالعات زمان بندی تعمیرات و نیز در نظر گرفتن قراردادهای دوجانبه در مدل پیشنهادی این مقاله می تواند زمینه تحقیقاتی دیگری باشد.

### مراجع

- [1] A. Khaligh, and Z. Li, "Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 59, pp. 2806-2814, 2010.
- [2] E. A. E. C. Center for Law, *Energy Storage: Policy Overview and 2020 Vision Study*, California Public Utilities Commission, 2011.
- [3] D. Connolly, *A Review of Energy Storage Technologies*, Master of Science, University of Limerick, 2009.
- [4] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, "An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with Markov chain," *IEEE System Journal*, vol. PP, pp. 1-11, 2015.
- [5] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-Álvarez, J. L. Domínguez-García, and B. Tomoiagă, "Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets," *Applied Energy*, vol. 106, pp. 365-376, 2013.
- [6] 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 microgrids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, pp. 164-174, 2014.
- [7] J. Yellen, T. Al-Khamis, S. Vemuri, and L. Lemonidis, "A decomposition approach to unit maintenance scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, pp. 726-733, 1992.
- [8] M. Marwali, and S. Shahidehpour, "Long-term transmission and generation maintenance scheduling with network, fuel and emission constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 1160-1165, 1999.
- [9] M. Marwali, and M. Shahidehpour, *Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems*, Springer London, 2000.
- [10] M. A. Latifi, *Generation maintenance scheduling in a Restructured Power System Considering Uncertainty of Primary Energy Resources*, Doctor of Philosophy (Ph.D.), Faculty of Electrical and Computer Engineering, Tarbiat Modares University, 2012.
- [11] W. Christiaanse, and A. Palmer, "A technique for the automated scheduling of the maintenance of generating facilities," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, no. 1, pp. 137-144, 1972.
- [12] K. Hara, M. Kimura, N. Honda, "A method for planning economic unit commitment and maintenance of thermal

۳۳ واحد تولیدی است که هر یک از آن ها پیشنهادات تولید خود را در سه پله به بهره بردار سیستم ارائه می دهند. مجموعه واحدهای تعمیراتی به صورت زیر در نظر گرفته شده است که در آن نشانه  $\rightarrow$  بدین معناست که کل واحدهای تولید از شماره ابتدایی تا شماره انتهایی در زمان بندی تعمیرات لحاظ می شوند. لازم به ذکر است که اطلاعات ESS های اضافه شده به شبکه نیز در جدول ۱ قابل دسترس است.

$$net = \{g_1 \rightarrow g_{4,6}, g_6 \rightarrow g_{8,10}, g_{10} \rightarrow g_{12,17}, g_{17} \rightarrow g_{25,28}, g_{28} \rightarrow g_{33}\}$$

جدول ۸ خروجی مدل را برای شبکه IEEE-RTS نشان می دهد. کاهش هزینه خرید از واحدهای مدار در حضور ESS ها در سطر چهارم قابل مشاهده است. علاوه بر این، حضور منابع ESS سبب تولید سودی برابر ۳۰۰۰۰ دلار شده است. در کنار این موارد، کاهش ۳۲٪/۰ هزینه کل بهره برداری سیستم نیز باید در نظر گرفته شود. همچنین ارتقای ۲۱٪ ذخیره میانگین شبکه که نشان دهنده بهبود ملاک های قابلیت اطمینانی شبکه است نیز با حضور ESS در شبکه قابل دسترسی خواهد بود. در سطر آخر، بیشینه قیمت میانگین هفتگی برای هفته ۱۵ام نشان داده شده است که حضور مؤثر ESS ها در شبکه منجر به کاهش به مقدار ۰.۲۱۴ \$/MWh در قیمت انرژی الکتریکی شده است. با توجه به نتایج مذکور، اثرات مثبت حضور ESS ها در شبکه IEEE-RTS نیز قابل مشاهده است.

جدول ۸: خروجی های زمان بندی تعمیرات برای شبکه RTS

خروجی مسئله	عدم حضور ESS	همراه با حضور ESS
متغیر باینری	۵۹۵۳۴	۸۴۱۷۶
زمان اجرا	۳۷:۰۹	۳:۰۸:۴۰
هزینه خرید از واحدها (M\$)	۷۹/۶۹۶	۷۹/۱۵۸
هزینه خرید از ESS ها (\$)	---	۳۹۸۱۹۵۳
درآمد فروش به ESS ها (\$)	---	۳۶۹۶۴۵۶
کل هزینه بهره برداری (M\$)	۷۹/۶۹۶	۷۹/۴۴۳
ذخیره میانگین (%)	۸۵/۶	۸۷/۸
حداکثر قیمت میانگین (\$/MWh)	۹/۰۷۷	۸/۸۶۳

### ۵- نتیجه گیری و تحقیقات آینده

حضور گسترده ذخیره سازهای انرژی الکتریکی در شبکه های قدرت آینده، بررسی اثرات آن ها را در مطالعات سیستم قدرت الزام کرده است. در این مقاله زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی برای در نظر گرفتن منابع ذخیره ساز و تعمیرات آن ها توسعه یافت. حضور منابع ذخیره ساز در مدار با تغییری که در روند بار در هفته های سال ایجاد می کنند، می توانند زمان بندی تعمیرات واحدهای تولیدی را به نحوی جابه جا کند که هزینه های کلی سیستم کاهش یابد. این تغییرات به صورت تغییر در ترتیب هفته های نامزد برای تعمیرات و همچنین تغییر در هفته های تعمیرات واحدهای تولیدی متقاضی تعمیرات مشاهده شد. مهم ترین تأثیری که در نظر گرفتن منابع ذخیره ساز در زمان بندی تعمیرات واحدهای نیروگاهی دارد، از طریق تأثیر بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت است. حضور ذخیره سازها می تواند حاشیه ذخیره را به

- deployment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 73, pp. 498-507, 2015.
- [29] J. P. Fossati, A. Galarza, A. Martín-Villate, J. M. Echeverría, and L. Fontán, "Optimal scheduling of a microgrid with a fuzzy logic controlled storage system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 61-70, 2015.
- [۳۰] زهره فرقانی، رحمت‌الله هوشمند، امین خدابخشیان و معین پرستگاری، «بررسی عملکرد نیروگاه بادی و تلمبه‌ای-ذخیره‌ای در بازار روز-پیش و خدمات جانبی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۰، شماره ۲، صفحه ۷۵-۶۳، ۱۳۹۰.
- [31] A. Marini, M. A. Latify, M. S. Ghazizadeh, and A. Salemnia, "Long-term chronological load modeling in power system studies with energy storage systems," *Applied Energy*, vol. 156, pp. 436-448, 2015.
- [32] M. Carrión, and J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 1371-1378, 2006.
- [33] S. Wogrin, and D. F. Gayme, "Optimizing storage siting, sizing, and technology portfolios in transmission-constrained networks," *IEEE System Journal*, vol. PP, pp. 1-11, 2014.
- [۳۴] داور میرعباسی، سیدسعیدالله مرتضوی و علی سعیدیان، «برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع در سیستم قدرت تجدیدساختاریافته»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۳، شماره ۲، صفحه ۷۱-۶۱، ۱۳۹۲.
- [35] S. Finger, *Electric-power-system Production Costing and Reliability Analysis including Hydroelectric, Storage, and Time-dependent Power Plants*, Massachusetts Inst. of Tech., Cambridge (USA), Energy Lab., 1979.
- [36] A. Ter-Gazarian, and N. Kagan, "Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units," *IEE Proceeding, Generation, Transmission and Distribution*, vol. 139, no. 6, pp. 499-504, 1992.
- [37] R. Gupta, N. Nigam, and A. Gupta, "Application of energy storage devices in power systems," *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 3, 2011.
- [38] K. Divya, and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power System Research*, vol. 79, pp. 511-520, 2009.
- [39] Compressed Air Energy Storage Power Plants [Online], Available online at: <http://www.bine.info/>.
- [۴۰] محسن کلانتر، محمدرسول جان‌نثار و جعفر برزگر، «تخصیص بهینه ذخیره‌ساز انرژی با هدف پیک‌سایی و تسطیح بار در شبکه توزیع تجدیدساختاریافته»، *کنفرانس فناوری شبکه‌های الکتریکی هوشمند، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران، ۱۳۹۱*.
- [41] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, et al., "The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 1010-1020, 1999.
- [42] R. E. Rosenthal, *GAMS--a user's guide*, ed., 2004.
- [43] I. CPLEX, *11.0 User's Manual, in ILOG SA, Gentilly*, France, ed., 2007.
- [44] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, et al., "A reliability test system for power systems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, no. 5, pp. 427-436, 1966.
- [13] L. Garver, "Adjusting maintenance schedules to levelize risk," *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, no. 5, pp. 2057-2063, 1972.
- [14] E. B. Schlunz, *Decision Support for Generator Maintenance Scheduling in the Energy Sector*, Stellenbosch University, 2011.
- [15] E. L. da Silva, M. T. Schilling, and M. Rafael, "Generation maintenance scheduling considering transmission constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp. 838-843, 2000.
- [16] E. Silva, M. Morozowski, L. Fonseca, G. Oliveira, A. Melo, and J. Mello, "Transmission constrained maintenance scheduling of generating units: a stochastic programming approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 695-701, 1995.
- [17] D. Chattopadhyay, "A game theoretic model for strategic maintenance and dispatch decisions," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 19, pp. 2014-2021, 2004.
- [18] D. Jia, H. Cheng, W. Zhang, Z. Hu, J. Yan, and M. Chen, "A new game theory-based solution methodology for generation maintenance strategy," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 19, pp. 225-239, 2009.
- [19] A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and M. Díaz-Salazar, "Generation maintenance scheduling in restructured power systems," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 20, pp. 984-992, 2005.
- [20] H. Barot, and K. Bhattacharya, "Security coordinated maintenance scheduling in deregulation based on genco contribution to unserved energy," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 23, pp. 1871-1882, 2008.
- [21] C. Feng, X. Wang, and J. Wang, "Iterative approach to generator maintenance schedule considering unexpected unit failures in restructured power systems," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, pp. 142-154, 2011.
- [22] M. A. Latify, H. Seifi, H. R. Mashhadi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Cobweb theory-based generation maintenance coordination in restructured power systems," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 7, pp. 1253-1262, 2013.
- [23] G. Lu, C. Chung, K. Wong, and F. Wen, "Unit maintenance scheduling coordination mechanism in electricity market environment," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 2, pp. 646-654, 2008.
- [24] C. Feng, and X. Wang, "A competitive mechanism of unit maintenance scheduling in a deregulated environment," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 25, pp. 351-359, 2010.
- [25] W. Li, and X. Xiong, "Bidding based generator maintenance scheduling with triple-objective optimization," *Electric Power System Research*, vol. 93, pp. 127-134, 2012.
- [26] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Security-constrained optimal coordination of generation and transmission maintenance outage scheduling," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 22, pp. 1302-1313, 2007.
- [27] L. Wu, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Security-constrained generation and transmission outage scheduling with uncertainties," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 25, pp. 1674-1685, 2010.
- [28] G. Haddadian, N. Khalili, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Security-constrained power generation scheduling with thermal generating units, variable energy resources, and electric vehicle storage for V2G

educational purposes-basic data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 1238-1244, 1989.

### زیر نویس ها

- <sup>۱</sup> Energy storage systems
- <sup>۲</sup> Generation maintenance scheduling
- <sup>۳</sup> Mixed integer linear programming
- <sup>۴</sup> Uniform pricing
- <sup>۵</sup> Pool
- <sup>۶</sup> Self discharge
- <sup>۷</sup> Roy bilinton test system
- <sup>۸</sup> IEEE reiability test system
- <sup>۹</sup> Compressed air energy storage
- <sup>۱۰</sup> Pumped hydro energy storage
- <sup>۱۱</sup> Battery energy storage
- <sup>۱۲</sup> Average reserve
- <sup>۱۳</sup> Average marginal clearing price
- <sup>۱۴</sup> Marginal clearing price

Archive of SID