

بررسی به کارگیری سیستم ذخیره سازی انرژی با استفاده از منابع انرژی تجدید پذیر

بهزاد حسین پور سرکش^۱، امیرمحمد عادل^۲

^۱ کارشناس ارشد مهندسی برق- برنامه ریزی و مدیریت سیستم های انرژی الکتریکی؛ دانشگاه شهید بهشتی تهران

^۲ کارشناس ارشد مهندسی برق- برنامه ریزی و مدیریت سیستم های انرژی الکتریکی؛ دانشگاه شهید بهشتی تهران

چکیده

سواحل بادی دریاچه ایری یکی از اولین پروژه های نمایشی از یک تکنولوژی جدید را که ممکن است در همه جا فراگیر شود را خواهد داشت. این طرح اولیه پروژه های در حال اجرا در ایالات متحده و کشورهای دیگر را به منظور درک بهتر نقش و قرار دادن Vanadium Redox و کاهش و سایر سیستم های ذخیره انرژی (ESS) و فن آوری ها را برای مدیریت شبکه توان به هم پیوند خواهد داد. برای حفظ قابلیت اطمینان عملیاتی اپراتورهای سیستم نیازمند هستند تا آزمایش هایی را انجام دهند که از فن آوری های جدید در دسترس استفاده کنند. علاقه به فن آوری های ذخیره سازی و ESS برای عملیات های شبکه توان از تغییرات اساسی که در راه این سیستم های پیچیده مدیریت می شوند سرچشمه می گیرد. در کشورهای مختلف مقدار انرژی منابع تجدید پذیر در حال افزایش است یا با فشار بازار و یا سهم های داوطلبانه مانند استانداردهای پورتفوی تجدید پذیر در ایالات متحده. عملیات سیستم نیاز به تطبیق بهتر توان تحویل داده شده توسط منابع تصادفی بدون به خطر انداختن امنیت سیستم دارند که به خوبی مستند شده است. این ها بینش های مهم در مورد یک بحث جاری درباره ی نحوه ی ذخیره سازی و سرمایه گذاری هدایت انرژی های تجدید پذیر برای اقتصاد کم کربن می باشند.

واژه های کلیدی: ذخیره سازی انرژی، منابع تجدید پذیر، هدایت انرژی

۱. مقدمه

با توسعه فن‌آوری سیستم‌های جدید ذخیره‌سازی انرژی (ESS) مانند باتری جریان Vanadium Redox مشارکت فعال آنان در سیستم‌های توان آینده به احتمال زیاد شاهد افزایش قابل توجهی خواهد بود [۱] [۲] و [۳]. این توسط نیروهای مختلف مانند پیشرفت‌های فن‌آوری کاهش هزینه و آینده‌ی حمل و نقل توانی در مراکز شهری به دست می‌آید. در حالی که ظرفیت اختصاص داده شده ESS در حال حاضر برای سیستم‌های خاص (به عنوان مثال سدیم گوگرد [۴و۵]) استفاده می‌شود هزینه سنگین آن مانع گسترش آن با منابع تولید متناوب پذیر می‌شود. توان‌رسانی حمل و نقل از سوی دیگر فرصت برای توسعه مکانیسم جبران که صاحبان خودرو را تشویق به شرکت در بازارهای انرژی و خدمات جانبی می‌کند فراهم می‌آورد ظرفیت ESS بیشتری از مواد شیمیایی ذخیره ساز خودرو ارائه می‌کند [۶] [۷] و [۸].

این مقاله یک فرمول برای جریان توان بهینه جریان متناوب چند دوره‌ای (AC-OPF) برای تجزیه و تحلیل تعامل بین منابع تجدید پذیر انرژی (RES) و استفاده بهینه ESS پیشنهاد می‌کند. مدل تحلیلی با یک مطالعه موردی با تمرکز بر اثر منطقه و توزیع جغرافیایی از هر دو منابع نشان داده شده است.

ساختار مقاله به شرح زیر است: بخش ۲ کارهای مشابه قبلی را با این کار ترکیب می‌کند و یک چارچوب تحلیلی را ارائه می‌دهد. بخش ۳ و ۴ مشخصات یک مطالعه موردی را که اثرات مکان برای RES در نظر گرفته است مخصوصاً باد را و برای ESS در شبکه های الکتریکی را به طور خلاصه آورده است. بخش ۵ نتایج به دست آمده را تجزیه و تحلیل می‌کند و نتیجه گیری در بخش ۶ ارائه شده است.

۲. فرموله کردن مسئله و ادبیات

مقدم بر مسئله شبکه های مهندسی در این مقاله می‌توان ریشه های آن را به پخش بار اقتصادی و جریان توان بهینه (OPF) ارسال شده در [۹و۱۰] پیدا کرد. تحقیقات بعدی این مدل را برای در برگرفتن ملاحظات رفاه که ریختن بهینه بار را اجازه می‌دهد را در چارچوب حمایت از ارائه خدمات بالا بردن گسترش داده است [۱۱و۱۲]. موضوع ارائه مناسب محصولات فرعی در [۱۳] با توجه ویژه به ضرورت ساختار پاداش روشن برای اطمینان از کیفیت مناسب خدمات در بازار توان جدید استرالیا (NEM) مورد بحث قرار گرفته است. بخشی از فلسفه NEM معلول هزینه می‌باشد.

اتخاذ RES در سیستم مخصوصاً باد در [۱۷] با یک مدل باد که قابلیت اطمینان مشارکت یک مزرعه باد را ارزیابی می‌کند مورد مطالعه قرار گرفته است. روش جامع است در حالی که سطح بالایی از الزامات داده را برای محاسبه مناسب در نظر می‌گیرد. چنین ورودی داده های بالا به یک مسئله کلی که می‌تواند قابلیت استفاده از عوامل با داده‌ی محدود را کم بکند. سهم ظرفیت RES مانند باد موضوعی است که بحث در آن ادامه دارد. به طور کلی حمایت ارائه شده توسط تولید باد به خصوصیات منابع و ارتباط آن با تقاضا در سیستم وابسته می‌باشد [۱۴و۱۵و۱۶].

مرجع [۱۷و۱۸] مسئله گره تنها با مصرف کنندگان ناهمگن است که می‌توانند تقاضای خود را محدود کنند را با توجه به تنظیمات حساس به قیمت برای استفاده از یک عامل مقیاس بندی شده مطالعه می‌کند. سوال آن‌ها به صورت برنامه ریزی گرا برای پیدا کردن سطح بهینه از سرمایه‌گذاری برای پوشش تقاضای توان و ایجاد خروجی و برنامه قیمت مورد انتظار می‌باشد. نتایج آن‌ها یک معیار برای مقایسه طرح های نظارتی را ارائه می‌نماید.

هدف از این مدل ارائه‌ی یک چارچوب مهندسی و اقتصادی برای ارزیابی استفاده از منابع ذخیره‌سازی به عنوان یک برنامه ریز اجتماعی بهینه سازی شده در زمینه نفوذ بالایی از منابع تجدید پذیر انرژی (RES) در سیستم توان می‌باشد. عدم قطعیت در سیستم که ناشی از RES می‌باشد به عنوان یک نویز گاوسی در هر دوره که در دسترس بودن RES را تحت تاثیر قرار می‌دهد مدل شده است [۱۹ و ۲۰].

سهم اصلی این کار نشان دادن یک روش می‌باشد که شامل محدودیت‌های خاص منعکس کننده ویژگی‌های فنی (مهندسی) شبکه توان و به صورت درونی پخش بار بهینه سازی شده را برای ESS برای تمام واحدهای تولید و برای خواسته‌های پخش بار با در نظر گرفتن ویژگی‌های اقتصادی و پویای هر عنصر حل می‌کند. چنین ملاحظاتی برای منعکس کردن منافع واقعی (و هزینه‌های) روبرو شده یک سیستم اپراتور لازم هستند تراکمی که می‌تواند به شکل گیری پاکت‌های بار [۲۱ و ۲۲] و آثاری که اتخاذ RES در سیستم دارد منجر شود. من شرایط بهینگی را برای مصالحه‌ی بین ژنراتور معمولی و منابع ESS برای موردی که در آن تصمیمات تعهد قرار است گرفته شود استخراج شده است [۲۳]. براساس بهترین دانش من این اولین مقاله است که شامل یک مدل پیچیده از ویژگی‌های شبکه و اشتقاق تحلیلی مبادلات بین زمانی با استفاده از یک واحد ESS می‌باشد. پیاده‌سازی با استفاده از معماری توسعه پذیر Matpower [۲۴] با یک مطالعه موردی برای نشان دادن کاربرد روش استفاده می‌کند.

۱،۲. AC-OPF چند دوره‌ای

یک برنامه‌ریز اجتماعی (یک سیستم اپراتور-SO) را در نظر بگیرید که رفاه کل در سیستم را نسبت به انرژی با معیارهای اقتصادی قابلیت اطمینان و محدودیت‌های غیر خطی از یک سیستم OPF AC را به حداکثر می‌رساند [۱۴ و ۲۵]. علاوه بر متغیرهای SO OPF با این تصمیم که کدام واحد ابتدا باید عمل کند مواجه می‌شود مسئله "تعهد واحد" (UC) [۲۶]. شکل کلی این مسئله به شرح زیر است:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{e}, l} f(\mathbf{x}, \mathbf{p}) + C(\mathbf{p}, l) + f_u(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{e})$$

با شرط

$$\begin{aligned} g(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{e}) &= 0 \\ h(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{e}) &\leq 0 \\ \mathbf{x}_{\min} &\leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \\ 0 &\leq \mathbf{p} \leq \mathbf{p}_{\max}^c \\ \mathbf{e}_{\min} &\leq \mathbf{e} \leq \mathbf{e}_{\max} \\ l &\leq A \begin{bmatrix} \mathbf{x} \\ \mathbf{p} \\ \mathbf{e} \end{bmatrix} \leq u \end{aligned}$$

جدول ۱- تعریف متغیرها و شرایط برای عامل جمع‌آوری

متغیر/عبارت	تعریف
x	بردار ولتاژها و زاویه‌های شین
p	برداری از خروجی‌های حقیقی و راکتیو برای واحدهای تولید
I	برداری از متغیرهای دودویی که نشان می‌دهد که کدام یک از P واحد متعهد به سیستم نمی‌باشد
e	بردار حقیقی (و احتمالاً راکتیو) خروجی برای واحدهای ESS
$f(\cdot)$	تابع هزینه برای توان حقیقی و راکتیو
$C(\cdot)$	هزینه / سود راه اندازی و خاموش
$f_u(\cdot)$	تابع هزینه شامل واحد ESS (توان و احتمالاً راکتیو) حقیقی
$g(\cdot)$	مجموعه‌ای از محدودیت‌های برابری (به عنوان مثال معادلات توازن توان گره غیر خطی یکی برای توان واقعی و یکی برای توان راکتیو)
$h(\cdot)$	مجموعه‌ای از محدودیت‌های نابرابری (به عنوان مثال محدودیت جریان شاخه به عنوان توابع غیر خطی از زوایای ولتاژ شین و دامنه)
A	ماتریس محدودیت‌های اضافی برای زاویه ولتاژ و اندازه و توان حقیقی و راکتیو
l	حد پایینی برای محدودیت‌های اضافی
u	حد بالایی برای محدودیت‌های اضافی

هزینه‌ی $f(\cdot)$ فرض می‌شود روی واحدها از قابل جداسازی می‌باشد. بنابراین هزینه‌ی در حال اجرای یک واحد بر هزینه‌ی اجرای واحد دیگر تاثیر نمی‌گذارد [۲۷]. هزینه به ازای هر ژنراتور $C(p, I)$ تابعی از واحدهای متعهد به سیستم می‌باشد. هر یک از محدودیت‌های به شرح زیر خلاصه می‌شوند:

۱. محدودیت‌های برابری (۲) شامل مجموعه‌ای از معادلات تعادل توان غیر خطی حقیقی و راکتیو برای هر ژنراتور و محدودیت‌های ESS در بین سایرین می‌باشد.

$$g_p(\Theta, V, P) = 0$$

$$g_q(\Theta, V, Q) = 0$$

۲. محدودیت‌های نامساوی (۳) شامل مجموعه‌ای از محدودیت‌های جریان شاخه به عنوان توابع غیر خطی از زوایا و اندازه‌های شین ولتاژ در میان سایرین می‌باشد.

$$h_f(\Theta, V) \leq 0$$

$$h_t(\Theta, V) \leq 0$$

۳. قیدهای حدی واحد (۴) (۵) و (۶) به عنوان مثال محدودیت‌های بالا و پایین برای اندازه‌های ولتاژ زوایای شین و تزریق واقعی و راکتیو ژنراتور برای واحدهای متعهد را نشان می‌دهد. محدودیت برای مثال توسط ویژگی فیزیکی ژنراتورها و محدودیت‌های عملیاتی برای اندازه‌ی ولتاژ و زاویه داده می‌شود. توجه داشته باشید که علامت منفی برای e_i^f در حالت واحد ذخیره‌سازی انرژی به بار برای سرویس‌دهی اضافه می‌شود.

۴. معادله‌ی (۷) شامل محدودیت‌های نامساوی‌های اضافی به (۳) می‌باشد. آنها محدودیت‌های ramping را مانند (۱۵) و (۱۶) و محدودیت شارژ و تخلیه برای واحد ESS منعکس می‌کنند (۲۱-۱۷) و مقالات دیگر.
۵. متغیرهای صحیح برای اجرای حداقل بالا و پایین زمان برای نسخه خطی‌شده‌ی مسئله (جریان مستقیم یا DC OPF) استفاده می‌شوند. محدودیت‌ها عبارتند از:

$$s_{i,t} - h_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1}$$

$$\sum_{y=t-\tau_i^+}^t s_{i,y} \leq u_{i,t}$$

$$\sum_{y=t-\tau_i^-}^t h_{i,y} \leq 1 - u_{i,t}$$

که در آن $s_{i,t}$ متغیر باینری می‌باشد که نشان می‌دهد که آیا واحد i در دوره t شروع شده است یا نه، $h_{i,t}$ متغیر باینری می‌باشد که نشان می‌دهد که واحد i در دوره t خاموش بوده یا نه و $u_{i,t}$ متغیر باینری می‌باشد که نشان می‌دهد که واحد i در دوره t بالا بوده است یا نه.

افق زمان پارامتر می‌باشد بنابراین این می‌تواند به عنوان عملیات و ابزار برنامه‌ریزی استفاده شود. با شروع از مسئله‌ی OPF استاندارد برای یک سیستم با تعداد n_b شین n_g ژنراتور و n_e واحد ESS در سیستم اجرای OPF چنددوره‌ای شامل نسخه‌برداری متغیر برای تعداد دوره‌های زمانی در نظر گرفته شده‌ی n_t می‌باشد. این سیستمی را با $nt \cdot nb$ شین و $nt \cdot ng$ ژنراتور و $nt \cdot ne$ واحد ESS ایجاد می‌کند. همه‌ی واحدهای ESS و تولید توسط محدودیت‌های فیزیکی ramping مشروط شده است:

$$-r_g^i \leq p_t^i - p_{t-1}^i \leq r_g^i$$

$$-r_e^i \leq p_t^i - p_{t-1}^i \leq r_e^i$$

محدودیت‌های ramping به ماتریس A اضافه می‌شوند و حدود ramping به بردارهای u و l در (۷) اضافه می‌شوند. بدون نیاز به رزرو چرخان گنجانده شده است.

۲.۲. واحدهای ESS

واحدهای ESS مانند ژنراتورها با امکان توان واقعی تزریقی منفی (p_t) برای مدت شارژ مدل‌سازی می‌شوند. فرض شده است که تنها توان فعال می‌تواند هر ESS به عنوان یک واحد با حداکثر مثبت (u_e) و حداقل منفی (l_e) و محدودیت‌های توان (P_{min} و P_{max}) مدل‌سازی شده‌اند. برای هر دوره زمانی ($t \in T$) یک محدودیت برای منعکس کردن ظرفیت انرژی واحدهای ESS افزوده می‌شود. توجه داشته باشید که این مدل فرض می‌کند که ظرفیت انرژی ESS با هر دوره‌ی زمانی استفاده شده سازگار می‌باشد. مجموعه‌ای از محدودیت‌ها برای واحدهای ESS عبارتند از:

$$\begin{aligned}
 l_e^i &\leq \sum_{t \leq T} p_t^i \cdot t \leq u_e^i, \quad \forall i \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{t \in \mathcal{T}} p_t^i \cdot t &= 0, \quad \forall i \in \mathcal{E} \\
 u_e^i &= sc_0^i \cdot u_{\max, e}^i \\
 l_e^i &= l_{\min, e}^i + u_e^i \\
 l_{\min, e}^i &= -u_{\max, e}^i
 \end{aligned}$$

مجموع تمام تزریق‌ها و تقاضاها (تزریق‌های منفی) باید به صفر به ازای هر حفظ انرژی اضافه شود (۱۸). این ترانسورسالیتهی شرایط معادل بیان می‌کند که حالت نهایی شارژ باید با حالت اولیهی شارژ برای همه واحدهای ESS در سیستم ($i \in \mathcal{E}$) برابر باشد. حالت اولیه از شارژ تمام واحدهای ESS انرژی در دسترس را برای دوره‌ی اول تحت تاثیر قرار می‌دهد (۱۹) که برابر است با یک تنظیم در محدوده ESS (20). برای افق برنامه ریزی در نظر گرفته شده فرض بر این است که هیچ تنزلی در ظرفیت باتری وجود ندارد (۲۱).

معادلات (۲۱-۱۷) اشکال خاصی از محدودیت‌ها هستند که می‌توانند به شکل کلی مانند (۷) بیان شوند. مزیت مدل‌سازی ESS مانند یک واحد این است که لازم به ایجاد محدودیت‌های اضافی درون دوره‌ای برای رد کردن احتمال داشتن هر دو تزریق توان و تقاضای توان (شارژ) از یک واحد ESS در یک دوره معین می‌باشد. با این حال بازدهی شارژ و دشارژ برابر را محدود می‌کند.

۳،۲. منابع انرژی تجدید پذیر و به روز رسانی اطلاعات پویا

برای ادغام تغییرات تصادفی در منابع تجدید پذیر تولید الگوریتم زیر استفاده می‌شود:

-
- 1: $n \leftarrow 0$
 - 2: The optimizer (e.g. social planner) chooses time horizon ($T = n_t$) and number of information updates in which optimization is run (N)
 - 3: **Repeat**
 - 4: The best available forecast for wind and load are used in the model (variables with stochastic disturbances)
 - 5: A dynamic optimization is run for the chosen time horizon, starting at time $t + n$ and finishing at time $T + n$
 - 6: In the case of several locations for wind farms, update the forecast for each location
 - 7: $n \leftarrow n + 1$; Go to Step 4
 - 8: **until** $n = N$, Number of user-specified information updates reached
-

الگوریتم ۱- به روز رسانی‌های پویا

با الگوریتم ۱ بهینه سازی پویا اطلاعات را بر روی متغیرهای تصادفی در افق عقب کشیدن (مبتنی بر نورد). متغیر مورد علاقه برای به روز رسانی پیش بینی باد و بار سیستم می‌باشد.

ماتریس به روز رسانی اطلاعات برای متغیرهای تصادفی (شامل سرعت باد و پیش بینی بار) در (۲۲) نشان داده شده است. افق توسط T داده شده است و تعداد به روز رسانی اطلاعات مشخص شده (shifts) توسط N داده می‌شود

$$[W_f, L_f] = \begin{bmatrix} f(t) & f(t+1) & \dots & f(t+N) \\ f(t+1) & f(t+2) & \dots & f(t+1+N) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f(t+T) & f(t+T+1) & \dots & f(t+T+N) \end{bmatrix}$$

برای بهینه‌سازی منفردها چند دوره‌ای OPF تنها اطلاعات موجود در یک ستون مورد نیاز است. ستون های پی در پی دارای به روز رسانی اطلاعات پویا می‌باشند. این چارچوب در شبیه سازی اجرا برای چندین واحد ESS در سیستم توسعه داده شده است.

۴،۲. راه حل های ویژگی تحلیلی

مسئله (۱) را در نظر بگیرید. در این قسمت I از متغیرهای تعهد برای بررسی برخی از خواص راه حل چشم پوشی می‌کند. I یک جستجوی برنامه ریز اجتماعی را برای به حداکثر رساندن رفاه اجتماعی توسط جریان بهینه در یک شبکه AC با nb شین nt مدت زمان حل ng واحد تولید و ne واحد ESS قرار می‌دهد. جدول ۲ مجموعه‌ها و متغیرهای استفاده شده در این مسئله را تعریف می‌کند. مرتبه‌ی زیراندیس‌ها در هر زمان که ممکن باشد حفظ می‌شود و هیچ کمایی استفاده نمی‌شود مگر این‌که یک عملیات در شاخص وجود داشته باشد (به عنوان مثال $t + 1$).

جدول ۲- نام‌گذاری برای مسئله

متغیر	توصیف
\mathcal{T}	مجموعه ای از تمام دوره‌های زمانی nt عنصر
\mathcal{B}	مجموعه ای از تمام شین ها nb عنصر
\mathcal{G}	مجموعه ای از واحدهای تولید ng عنصر
\mathcal{E}	مجموعه ای از واحد های ESS ne عنصر
Θ, V	بردار زاویه ولتاژ nb شین و اندازه $x \in$
P, Q	بردار ng تزریق توان اکتیو و راکتیو از مولد $p \in$
E, F	بردار ها ne (و احتمالاً راکتیو) تزریق توان از ESS واحد $e \in$
$C_{Pi}(\cdot), C_{Qi}(\cdot)$	هزینه برای i تزریق اکتیو و راکتیو از ژنراتورها
$C_{Ei}(\cdot), C_{Fi}(\cdot)$	هزینه‌ی تزریق‌های اکتیو و راکتیو برای واحدهای ESS
$\pm R_{Xi}^{ph\pm}$	محدودیت های فیزیکی برای توان اکتیو ($E X = P$) برای ژنراتورها و ESS به ترتیب
$\pm R_{Yi}^{ph\pm}$	محدودیت های فیزیکی برای توان راکتیو ($F Y = Q$) برای ژنراتور و ESS به ترتیب
sc_0^i	حالت اولیه شارژ برای واحد ESS i
$l_{min,e}^i, u_{max,e}^i$	محدودیت توان برای ESS واحد i
ρ^t	عامل تخفیف

برای ساده سازی نمادی شاخص‌های بالانویس به مجموعه ای از تمام متغیرها در سراسر بعد اشاره می‌کند. به عنوان مثال $e^t \in e$ به تمام تزریق‌های واحد ESS در دوره t اشاره می‌کند؛ e_{it} به تزریق از ESS واحد i در دوره t اشاره می‌کند. فرم صریح مسئله را می‌توان به شرح زیر فرموله کرد.

$$\min_{\theta, V, P, Q, E, F} \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho^t \sum_{i \in \mathcal{G}^t \cup \mathcal{G}^t} C_{P_i}(p_{it}) + C_{Q_i}(q_{it}) + C_{E_i}(e_{it}) + C_{F_i}(f_{it})$$

به شرط

$$\begin{aligned} g_P^t(\theta^t, V^t, P^t, Q^t, E^t, F^t) &= 0, \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ g_Q^t(\theta^t, V^t, P^t, Q^t, E^t, F^t) &= 0, \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ h^t(\theta^t, V^t, P^t, Q^t, E^t, F^t) &\leq 0, \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ -R_{P_i}^{ph-} &\leq p_{it} - p_{it-1}^t \leq R_{P_i}^{ph+}, \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T} \\ -R_{Q_i}^{ph-} &\leq q_{it} - q_{it-1}^t \leq R_{Q_i}^{ph+}, \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T} \\ -R_{E_i}^{ph-} &\leq e_{it} - e_{it-1}^t \leq R_{E_i}^{ph+}, \quad \forall i \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \\ -R_{F_i}^{ph-} &\leq f_{it} - f_{it-1}^t \leq R_{F_i}^{ph+}, \quad \forall i \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \\ u_{max,ie} \cdot (SC_{i,0} - 1) &\leq \sum_{t < i} e_{it} \cdot \alpha \leq u_{max,ie} \cdot SC_{i,0}, \quad \forall i \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \\ \sum_{t \in \mathcal{T}} e_{it} \cdot t &= 0, \quad \forall i \in \mathcal{E} \end{aligned}$$

هر ژنراتور دارای یک منحنی قابلیت می باشد که رابطه بین خروجی اکتیو و راکتیو را نشان می دهد و می‌تواند به شبکه تزریق شود. از آنجا که پیاده‌سازی در Matpower انجام می شود این منحنی‌های قابلیت می تواند دوزنقه‌ای باشند. با قرارداد مقدار های مثبت از e, p, q, f تزریق محسوب می‌شوند در حالی که مقادیر منفی تقاضا در نظر گرفته می‌شوند. محدودیت‌های برابری (۲) (۲۴) و (۲۵) با صراحت توسط معادلات توان اکتیو و راکتیو تعریف شده است.

$$\begin{aligned} p_{it} - \sum_{j \in \mathcal{B}} |v_{jt}| |v_{it}| [G_{ijt} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ijt} \sin(\theta_i - \theta_j)] &= 0, \\ \forall i \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T} \\ q_{it} - \sum_{j \in \mathcal{B}} |v_{jt}| |v_{it}| [G_{ijt} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ijt} \cos(\theta_i - \theta_j)] &= 0, \\ \forall i \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

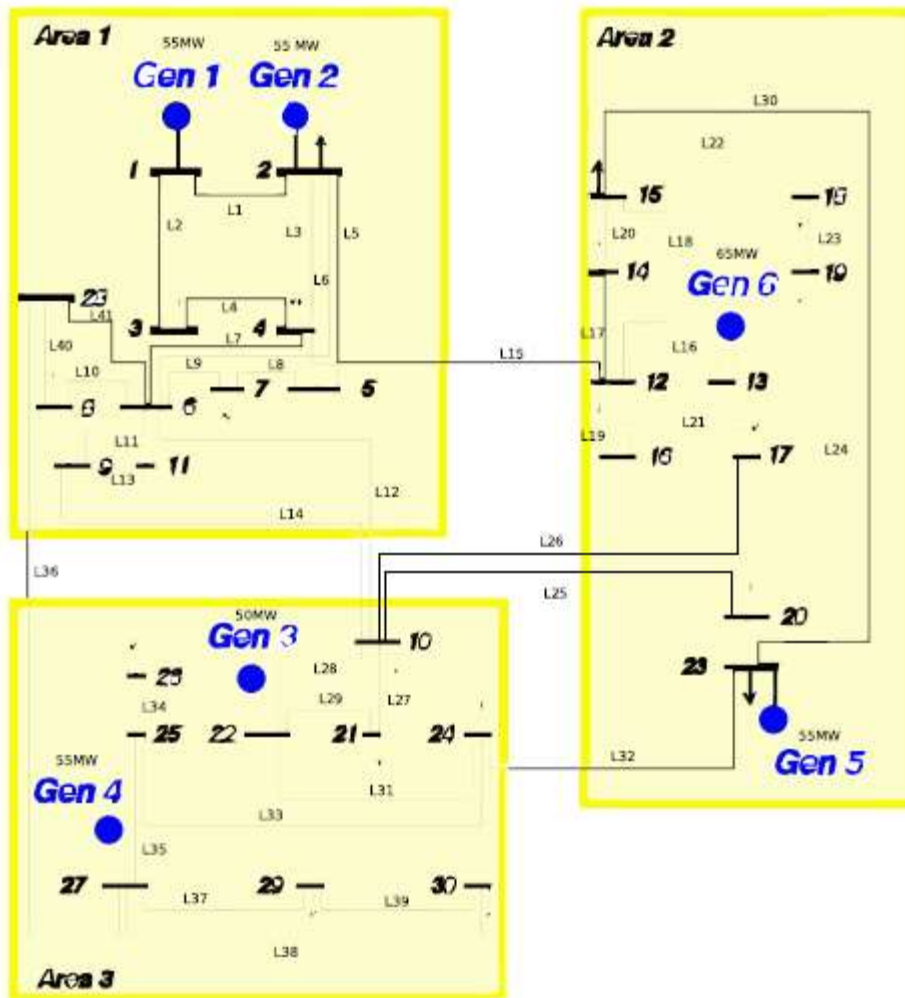
محدودیت های نامساوی تعریف شده توسط (۳) و (۲۶) متناظر محدودیت‌های دو مجموعه جریان شاخه به عنوان تابعی از ولتاژ شین و زاویه برای $from$ و برای جریان در هر شاخه می‌باشد. معادلات (۲۷) و (۲۹) محدودیت $ramping$ را برای ژنراتورهای فعال و واحدهای ESS با توجه به خصوصیات فیزیکی تعیین می‌کند. معادلات (۲۸) و (۳۰) شرایط معادل (۲۷) و (۲۹) برای متغیرهای راکتیو می‌باشند. معادله (۳۱) منعکس کننده محدودیت انرژی در واحدهای ESS با توجه به حالت اولیه شارژ می باشد؛ α نشان دهنده‌ی فاصله زمانی دوره روی خروجی توان مورد نیاز است. معادله (۳۲) شکل خاصی از شرایط ترانسورسالیته می باشد که نشان‌دهنده‌ی همگی تزریق‌ها و تقاضاها برای شبکه در نظر گرفته شده می‌باشد حالت نهایی از شارژ ESS باید برابر حالت اولیه شارژ باشد. به‌منظور نمادگذاری فرض بر این است که تنها یک ژنراتور در هر شین وجود دارد. لاگرانژین برای مسئله‌ی برنامه‌ریز اجتماعی با تمرکز در توان فعال سپس برابر است با:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(\Theta, V, P, E, \lambda, \mu) = & \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho^t \sum_{i \in \mathcal{N}^t, u \in \mathcal{U}^t} C_{P_i}(p_{it}) + C_{E_i}(e_{it}) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t, u \in \mathcal{U}^t} \lambda_{it} (g_{P_{it}} - p_{it}^{net} + P_{Dit}) + \lambda_{other}^T g_{other} \\ & + \mu_{other}^T h_{other} + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{phRp_i^-} (P_{it} - P_{i,t-1} - R_{Pi}^{ph+}) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{phRp_i^+} (-P_{it} + P_{i,t-1} - R_{Pi}^{ph-}) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{phE_{it}^+} (e_{it} - e_{i,t-1} - R_{Ei}^{ph+}) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{phE_{it}^-} (-e_{it} + e_{i,t-1} - R_{Ei}^{ph-}) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{ESS_{ph_i}^+} \left(\sum_{\tau \leq t} e_{i\tau} \cdot \alpha - U_{max,ie} \cdot SC_{i0} \right) \\ & + \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}^t} \mu_{ESS_{ph_i}^-} \left(-\sum_{\tau \leq t} e_{i\tau} \cdot \alpha + U_{max,ie} \cdot (SC_{i0} - 1) \right) \end{aligned}$$

مجموعه $\{\lambda_{it}\}$ در (۳۵) متناظر با ترتیب ضرایب لاگرانژ برای توان فعال برای هر شین و دوره‌ی زمانی می‌باشد. ضرایب λ_{other}^T و μ_{other}^T مربوط به محدودیت‌های برابری و نامساوی دیگر می‌باشد و نه آن‌هایی که در اینجا ببینید صراحت بیان شده است (مانند حداکثر توان خروجی هر ژنراتور P_{max}). مجموعه‌های $\{\mu_{phRp_i^+}\}$ ، $\{\mu_{phRp_i^-}\}$ و $\{\mu_{phE_{it}^+}\}$ و $\{\mu_{phE_{it}^-}\}$ تعریف Tucker (KKT) در محدودیت‌های درون زمانی ramping به ازای هر ژنراتور می‌باشند. p_{it}^{net} به صورت $p_{it} + e_{it}$ تعریف می‌شود که در آن مقدارهای منفی e_{it} مربوط به تقاضاهای از شبکه و مقدارهای مثبت برای تزریق به شبکه می‌باشند.

۳. کالیبره کردن مدل

این مدل برای مطالعه موردی گویا اعمال شده است. ما از ۳۰ شبکه‌ی شین اصلاح‌شده استفاده کرده‌ایم [۲۹] که در شکل ۱ نشان داده شده است. سیستم به سه قسمت تقسیم شده است و برای نمایش یک شبکه با منطقه‌ی شهری (منطقه ۱) با یک بار بزرگ مقدار بالای بار از دست رفته (VOLL [۳۰]) و منابع گران تولید تغییر یافته است. مناطق ۲ و ۳ نشان دهنده‌ی مناطق روستایی با بارهای کوچک VOLLS پایین تر و منابع نسبتاً ارزان تولید می‌باشند. پخش بار اقتصادی کارآمد ظرفیت تولید موجود در مناطق روستایی به تقاضای محلی خود برای پوشش تقاضای محلی خود و هرچیزی را که در مناطق گران قیمت شهری می‌تواند (منطقه ۱) پوشش می‌دهد استفاده می‌کند. ظرفیت خطوط انتقال انرژی از مناطق ۲ و ۳ به منطقه ۱ (خطوط ۱۲، ۱۴، ۱۵ و ۳۶) محدود می‌باشد و بنابراین به عنوان عامل محدود کننده عمل می‌کنند.



شکل ۱- یک دیگرام تک خطی از شبکه‌ی تست با ۳۰ شین

اطلاعات برای دسترسی به باد توسط سه مولفه‌ی شرح داده شده توسط [۳۱] توصیف می‌شود: (۱) مجموعه‌ای از داده‌های سری زمانی؛ (۲) یک مدل پیش‌بینی سرعت باد ARMA؛ و (۳) تبدیل سرعت باد به میزان توان منحنی توان برای توربین‌های بادی به شبکه تحویل. کاربر اطلاعات مربوط به پیش‌بینی باد را برای هر محل مورد انتظار باد فراهم می‌کند. در مواردی که در آن مزارع بادی از لحاظ جغرافیایی نزدیک تر هستند پیش‌بینی باد به نظر مشابه می‌باشد. با این حال متوسط جغرافیایی [۳۲] می‌تواند با توجه به قرار دادن مزارع بادی و تفاوت در دسترس بودن منابع باد رخ دهد؛ در چنین مواردی هر محل باد با پیش‌بینی‌های مستقل ارائه شده است. تغییرات در شرایط عملیاتی و توپولوژی شبکه (مانند ژنراتور و یا شاخه قطع) می‌تواند با در اختیار بودن اطلاعات بیشتر به روز گردد.

سوخت‌ها شامل نفت توربین‌های گاز احتراق (GCT) توربین‌های گاز چرخه ترکیبی (گاز CC) هسته‌ای و پسماند (NHR) و واحد ESS در صورت تخلیه می‌باشند. مشخصات انواع سوخت و تولید در جدول ۳ نشان داده شده است. واحد به صورت پیک (p) شانه (s) یا بار پایه (b) با توجه به قابلیت‌های مدیریت ramping خود برچسب‌گذاری شده‌اند.

جدول ۳- هزینه‌های سوخت و در دسترس بودن آنها

تولید در دسترس (مگاوات) هزینه‌ی سوخت (مگاوات ساعت بر دلار)		
Oil (p)	95	65
GCT (p)	80	45
CC gas (s)	55	40
NHR (s)	5	65
Coal (b)	25	70
NHR (b)	5	50
ESS (b)	100	4-5

همه موارد تنظیم شده اند که $T = 24$ افق بهینه سازی پویا و $N = 7$ دوره متوالی برای به روز رسانی پویا داشته باشند. افق برای روز تنظیم می شود در حالی که تعداد نسخه های به روز شده انواع معمولی تغییر در عملیات را نشان می دهند. هیچ احتمالات اضافه شده در هر یک از نسخه های به روز پی در پی اطلاعات وجود ندارد و بنابراین رفتار پخش بار انتظار می رود پس از تغییرات بار در ۲۴ ساعت مدت بهینه سازی انتظار می رود که صاف باشد. پیکربندی ماتریس با به روز رسانی اطلاعات دارای فرم زیر می باشد (۴۰)

$$[W_{fcst}, L_{fcst}] = \begin{bmatrix} f(7) & f(8) & \dots & f(13) \\ f(8) & f(9) & \dots & f(14) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f(6) & f(7) & \dots & f(12) \end{bmatrix}$$

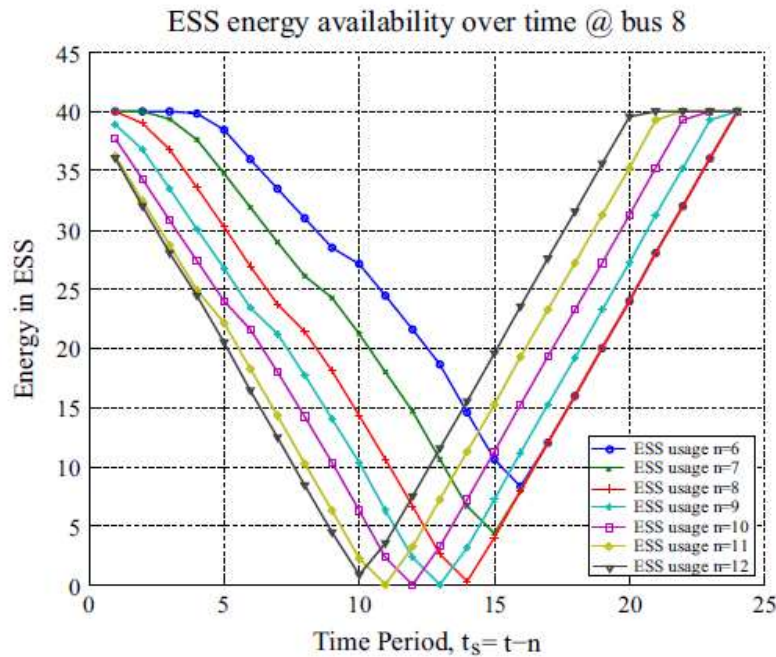
واحدهای زمان مرحله‌ای در نظر گرفته شده برحسب ساعت می باشند. پیش‌بینی‌های باد و بار برای 24×7 ساعت روز ارائه می شود؛ هر تغییر به روز رسانی اطلاعات اخیر برای تمام دوره های زمانی تغییر یک دوره زمانی در هر تکرار می باشد.

۴. مطالعه موردی

برای این مورد گویا ما را در شناخت اثرات رفاهی توزیع ظرفیت بادی در مقابل توزیع ظرفیت ESS برای اهداف عملیاتی علاقه مند هستیم [۲۱]. برای این منظور موارد زیر بررسی شده‌اند:

- مورد ۱: یک واحد ESS (ظرفیت ۴۰ مگاوات انرژی ساعت) نزدیک به مرکز بار (شین ۸) قرار گرفته است و یک مزرعه بادی با ظرفیت ۵۰ مگاوات در مکان روستایی قرار دارد (شین ۱۳).
- مورد ۲: (ظرفیت بادی تقسیمی) دو مزرعه‌ی بادی ۲۵ مگاواتی در دو شین مجزا (شین ۱۳ و شین ۲۷) با الگوهای مشابه قرار داده شده‌اند؛ و یک واحد ESS ۴۰ مگاوات ساعت در شین ۸ وجود دارد.
- مورد ۳: (ظرفیت ESS تقسیمی) دو واحد ESS در سیستم (ظرفیت ۲۰ مگاوات ساعت انرژی برای هر کدام) یکی نزدیک بار مرکز (شین ۸) و دیگری در شین مزرعه بادی؛ یک نیروگاه بادی با ظرفیت ۵۰ مگاوات در شین ۱۳.

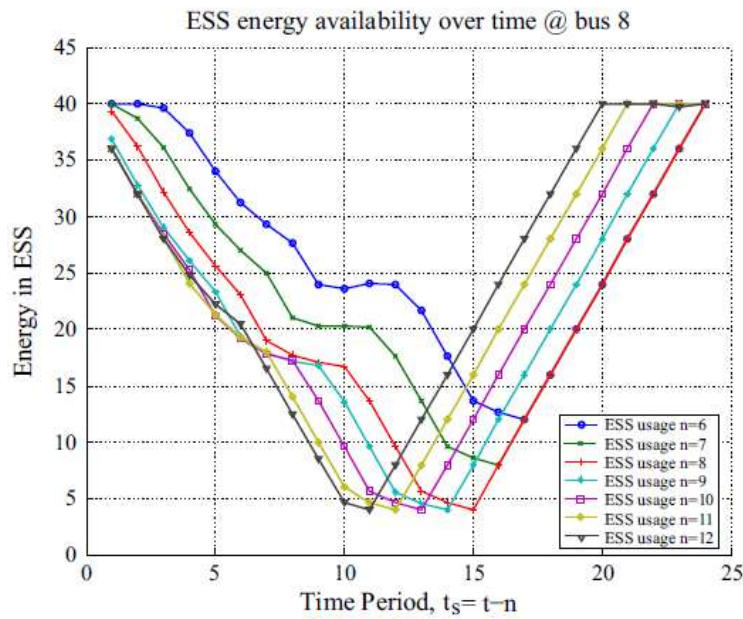
- مورد ۴: دو واحد ESS (شین ۸ و شین ۱۳ ظرفیت ۲۰ مگاوات انرژی ساعت برای هر یک) و دو مزرعه‌ی بادی (شین ۱۳ و ۲۷، ظرفیت ۲۵ مگاوات برای هر یک) با الگوی باد مشابه



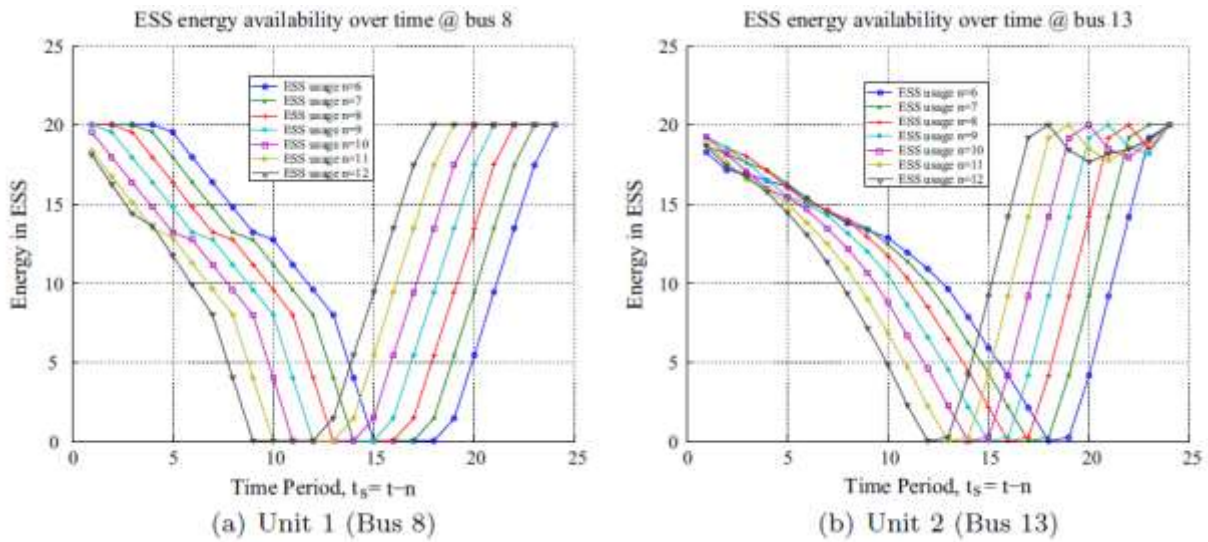
شکل ۲- انرژی در دسترس از واحد ESS مورد ۱

مورد ۱ یک مورد پایه را با ظرفیت بادی و ظرفیت ESS مرکزی فراهم می کند. مورد ۲ مقایسه مزایای تنوع باد مکان با توجه به مورد ۱ را فراهم می کند. مورد کران پایین مزایای یکسان استفاده را با پیش بینی در مکان انتخاب شده فراهم می کند. مورد ۳ اجازه می دهد تا هزینه های عملیاتی و مزایای تقسیم ظرفیت ESS با حفظ بازده بر اساس مورد ۱ مقایسه گردد. مورد ۴ مقایسه ی بیشتری را برای موارد ۲ و ۳ برای مکمل تنوع جغرافیایی فراهم می نماید.

هزینه ی انرژی ارائه شده توسط تمام واحدهای ESS یکسان در نظر گرفته شده است بدون در نظر گرفتن نزدیکی به بار. این اجازه می دهد تا مورد های مختلف را بتوانیم با هم مقایسه کنیم. علاوه بر این ظرفیت واحدهای ESS ۴۰ مگاوات ساعت قرار زمانی که در یک محل قرار داده شده است در نظر گرفته می شود (موارد ۱ و ۲) و ۲۰ مگاوات ساعت برای واحدهای ESS چندگانه می باشد (موارد ۳ و ۴). در موارد ESS چندگانه هر واحد در ظرفیت توان تحویلی برحسب ساعت با واحد واقع در مرکز شهر با محدودیت ۴ مگاوات توان تحویلی متفاوت می باشد و واحد ESS در محل مزرعه باد محدود به ۵ مگاوات قرار داده شده است. محدودیت های رمپ با محدودیت های توان تحویلی به صورت سازگار تنظیم شده است (یعنی واحدهای ESS محدود به رمپ نیستند). ظرفیت مزرعه باد هنگامی که در یک محل واحد قرار دارد ۵۰ مگاوات ساعت می باشد (موارد ۱ و ۳) و ۲۵ مگاوات در هر مکان زمانی که دو سیستم قرار گرفته شده است (موارد ۲ و ۴). پیش بینی باد برای هر مکان به صورت مستقل اما دارای همبستگی نزدیک با نویز گاوسی تصادفی جمع شونده برای هر محل در نظر گرفته شده است. این مربوط به موردی می شود که در آن مزارع از لحاظ جغرافیایی نزدیک هستند واقع شده یا در مناطق با الگوهای رایج باد قرار گرفته اند. این اطلاعات برای بروزرسانی هر یک از تغییرات در دوره های پی در پی (N) استفاده می شود.



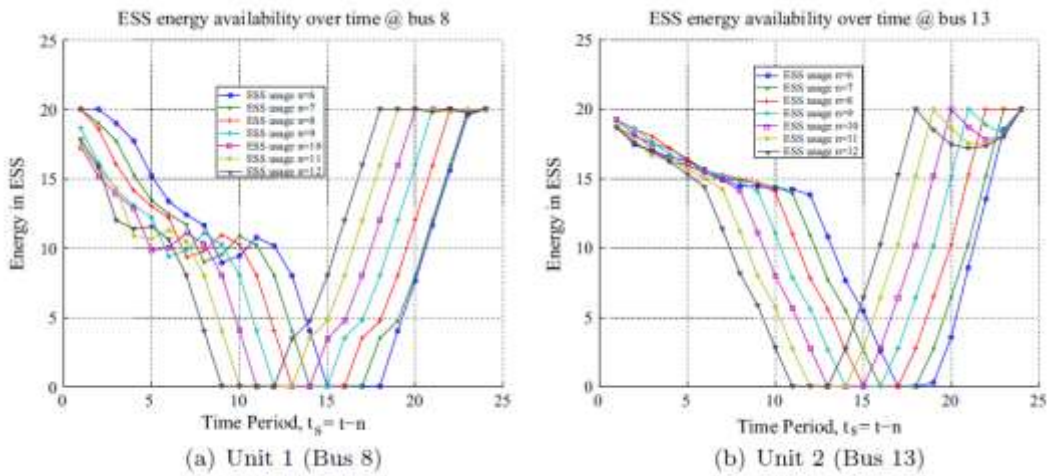
شکل ۳- انرژی در دسترس از واحد ESS مورد ۲



شکل ۴- انرژی در دسترس از واحدهای ESS مورد ۲

در نهایت موردی که در آن ظرفیت برای واحدهای RES و ESS توزیع شده است در شکل ۵ (الف) و (ب) نشان داده شده است. در این صورت اثر بسیار جزئی در مورد ۲ تقویت می‌شود: برخی از شارژها در دوره‌ی تقاضای کم بار نمی‌باشند (مانند ۵ بعد از ظهر) برای ESS قرار گرفته در منطقه شهری اتفاق می‌افتد. بررسی الگوی پخش بار منابع باد برای این ساعت به طور کامل برای واحد شین ۱۳ مورد استفاده قرار می‌گیرد و واحد شین ۲۷ با سرعت معادل نرخ شارژ ESS در شین ۸ رمپ می‌شود. در حالی که این اتصال مستقیم نمی‌باشد شواهدی از اصل مکملیت دو واحد برای استفاده‌ی بهتر از RES های در دسترس وجود دارد. همچنین استفاده از ظرفیت ESS با شروع از ۶ صبح نیز وجود دارد (اشاره به مثلا $n = 12$). با توجه به

شرایط ترانسورسالیتهی تحمیل شده اگرچه واحد دوباره تخلیه می شود بایستی به طور کامل در پایان دوره بهینه سازی به طور کامل (شرایط اولیه) شارژ گردد.



شکل ۵- انرژی در دسترس از واحدهای ESS مورد ۴

۱.۵. پس انداز و هزینه در بازار عمده فروشی

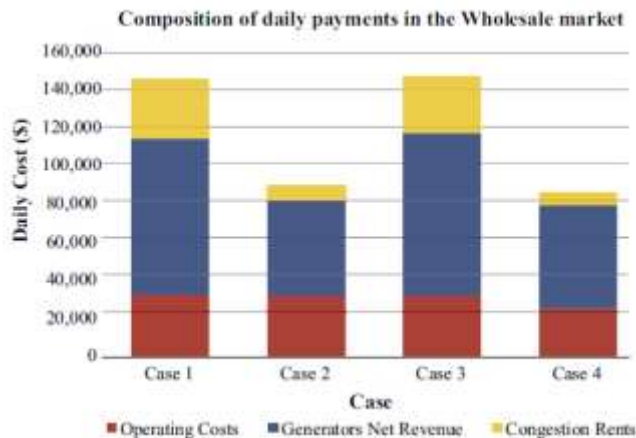
تجزیه و تحلیل مزایای اتخاذ ESS و توزیع جغرافیایی ظرفیت نیاز به مطالعه پرداخت گرامت برای هر عامل در بازار عمده فروشی دارد. جدول ۴ برخی از نتایج کلیدی برای هر یک از موارد را در طول چرخه ۲۴ ساعته بار خلاصه می کند. به دلیل به روز رسانی اطلاعات همراه با تغییرات در شرایط سیستم نتایج در جدول ۴ میانگین هر یک از مقادیر را بر روی هفت نسخه از به روز رسانی اطلاعات و همچنین واریانس (در پرانتز) در نظر گرفته شده را نشان می دهد.

جدول ۴- خلاصه ای از نتایج کلیدی

	مورد ۱	مورد ۲	مورد ۳	مورد ۴
1. Load Paid^a	146.29 (9.66)	90.62 (0.09)	147.77 (0.01)	86.76 (0.00)
2. GenEne^{b,c}	4049.30 (0.28)	4038.80 (0.08)	4050.17 (0.01)	4037.70 (0.01)
3. MaxWE^{b,d}	638.69 (0.12)	639.25 (0.14)	600.00 (0.00)	919.85 (0.04)
4. C.Gen^e	84.23 (0.00)	84.17 (0.00)	85.19 (0.00)	77.22 (0.00)
5. LNS^f	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
6. E. disp^g	20.96 (74.16)	19.78 (81.74)	20.21 (199.48)	12.57 (358.59)

ردیف اول (۱. بار پرداختی) مزایای توزیع ظرفیت بادی در منطقه جغرافیایی (۱ مورد به مورد ۲) و همچنین مزایای توزیع ظرفیت ESS مشترک با توزیع جغرافیایی باد را نشان می دهد (۲ مورد به مورد ۴). در حالی که استقرار ESS اضافی در

سیستم (۱ مورد به ۳ مورد) منجر به پرداخت بالاتر مشتری می‌شود این عمدتا با استفاده کم از باد در این مورد استخراج می‌شود. یک نتیجه متناقض با قرار دادن ESS در مزرعه باد به دست می‌آید. دلیل این امر با جزئیات بیشتری بعدا مورد بحث قرار می‌گیرد. تغییر معنی داری در کاهش واریانس در پرداخت بارهای توزیع ظرفیت بادی (مورد ۱ به مورد ۲) مشاهده می‌گردد. توزیع جغرافیایی ESS حتی واریانس پایین تری را فراهم می‌کند. این یک منطق سازگار ESS برای استفاده در عملیات یکی از دلایل کوپل شدن باتری ردوکس وانادیوم در اوهایو بودن به نیروگت زغال سنگ می‌باشد. میزان انرژی متوسط مورد نیاز برای پوشش تقاضای روز (سطر دوم) روند مشابه به بار پرداخت را نشان می‌دهد با کاهش مورد انتظار ظرفیت بادی و ظرفیت ESS غیر متمرکز می‌شود. علاوه بر این مقدار متوسط باد منطبق شده در سیستم به صورت سازگار تمایل به افزایش دارد مشابه با همان استتفا مشابه قبل (توزیع ظرفیت ESS در واقع منجر به ۶ درصد کاهش در مقدار باد در سیستم می‌شود). این باعث کاهش در استفاده از تولید متعارف می‌شود (ردیف ۴). ردیف ۶ توضیحی را برای این که چرا توزیع ظرفیت ESS (مورد ۳) منجر به کاهش استفاده از باد و پرداخت بالاتر مشتریان می‌شود: استفاده ESS کلی در واقع وقتی ظرفیت به دو قسمت تقسیم می‌شود کاهش می‌یابد. در حالی که دلیل قرار دادن ظرفیت ESS نزدیک به منبع باد را استفاده‌ی بالاتر باد را فرض می‌کند خروجی ESS و انرژی باد یک رابطه‌ی غیر خطی را دنبال می‌کنند. بنابراین سیاست‌های پیاده‌سازی و کوپل کردن مزارع باد با سیستم‌های ذخیره‌سازی باید برای عوامل ازدحام و تقاضا در نظر گرفته شوند برای مکان و هزینه‌ی بهینه قرار گیرد.



شکل ۶- پرداخت در بازار فروش عمده

شکل ۶ خلاصه‌ی پرداخت متوسط بر روی ۲۴ ساعت را برای هر یک از موارد در نظر گرفته شده نشان می‌دهد. در حالی که هزینه‌های عملیاتی در تمام موارد مشابه هستند پرداخت از بارها با توجه به تبعیض قیمت مشاهده شده در شبکه‌های ناشی از تراکم تفاوت روشنی دارا می‌باشند. مورد ۴ با کمترین پرداخت مشتریان هنوز هم اجازه انتقال مثبت به انتقال برای سرمایه‌گذاری شبکه را می‌دهد.

۶. نتیجه‌گیری

این مقاله یک چارچوب بهینه‌سازی چند دوره‌ای را به منظور بررسی اثر بهینه‌سازی ذخیره‌سازی انرژی (ESS) و منابع تجدید پذیر انرژی (RES) را پیشنهاد می‌کند. فرموله کردن به تجزیه و تحلیل مورد مطالعاتی (۱) پخش بار بهینه

واحدها برای پوشش تقاضای مشخصات بار (۲) اثرات رفاه و هزینه های عملیاتی (۳) قیمت گرهی و (۴) اثرات همزیستی میان ESS و RES بر روی یک سیستم آزمون اعمال شده است.

این سیستم دارای به روز رسانی پویا در شرایط سیستم برای در نظر گرفتن شرایط تغییرات توپولوژیکی و عملیاتی دارا می باشد. این شبیه به ترکیب اطلاعات از اندازه گیری فازور (PMU در [۳۸] و [۳۹]) در بهره برداری از سیستم هنگام در دسترس بودن داده ها می باشد. راه حل از بهینه سازی با استفاده از یک روش نقطه داخلی اولیه-دوگانه (PDIPM) ناشی می شود. موارد مورد مطالعه اثر توزیع ظرفیت باد در مکان های با الگوهای باد مشابه و قرار دادن همان ظرفیت ذخیره سازی انرژی نزدیک به مراکز بار در مقابل تقسیم ظرفیت ESS به دو قسمت بین ظرفیت مرکز بار و ظرفیت نزدیک به یکی از سایت های باد بررسی می کند. شبیه سازی ها اثر بسیار مثبتی را در توزیع ظرفیت باد حتی در مواردی که در آن پیش بینی برای هر سایت باد به شدت دارا همبستگی می باشد را نشان می دهد. کاهش در پرداخت ها برای بارها کاهش تا ۴۰٪ در هزینه مصرف کنندگان نسبت به یک مورد با یک سایت تک باد ESS نزدیک به مراکز تقاضا را مشاهده می کند. همچنین شواهدی از استفاده موثر از ظرفیت باد کوپل شده با واحد ESS برای شرایط شبیه سازی شده در موارد وجود دارد که تمام ظرفیت ESS قرار داده شده است نزدیک به مراکز بار اصلی قرار گرفته اند. پیچیدگی محاسباتی این مسئله جهت تحقیقات بیشتر را در تجزیه و تحلیل حساسیت به حل عددی مختلف علاوه بر PDIPM نشان می دهد. اگرچه یک شبکه کاهش یافته استفاده می شود و مقدار مشاهده شده احتمالاً در سیستم های واقعی بسیار متفاوت می باشد جهت های تغییرات نشان دهنده برخی از اثرات است که زمانی که سیاست های بیشتری برای جانبداری از ESS استفاده می شوند می تواند دیده شود. این یک سیگنال خوبی برای ظرفیت ذخیره سازی موجود در باتری اتومبیل با قابلیت های پلاگین و زیرساخت خودرو به شبکه (V2G) در شبکه توزیع را فراهم می کند.

مراجع

- [1] Li L, Kim S, Wang W, Vijayakumar M, Nie Z, Chen B, et al. A stable vanadium redox-flow battery with high energy density for large-scale energy storage. *Adv Energy Mater* 2011;1(3):394–400. <http://dx.doi.org/10.1002/aenm.201100008>.
- [2] Turker B, Klein SA, Hammer E-M, Lenz B, Komsijska L. Modeling a vanadium redox flow battery system for large scale applications. *Energy Convers Manage* 2013;66(0):26–32. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.09.009>. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890412003597>>.
- [3] NERC. Reliability standards for the bulk electric systems of North America. North American Electric Reliability Corporation, 3353 Peachtree Road NE Suite 600, North Tower, Atlanta, GA 30326; 2013 <http://www.nerc.com/docs/standards/rs/Reliability_Standards_Complete_Set.pdf>..
- [4] Knittel CR. The adoption of state electricity regulation: the role of interest groups*. *J Indust Econ* 2006;54(2):201–22. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1467-6451.2006.00280.x>.

- [5] Price J, Sheffrin A. Adapting California's energy markets to growth in renewable resources. In: Power and energy society general meeting, 2010 IEEE; 2010. p. 1-8, <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2010.5589598>..
- [6] Forbes KF, Stampini M, Zampelli EM. Do policies to encourage wind energy inadvertently pose challenges to electric power reliability? Evidence from the 50 Hertz control area in Germany. *Electr J* 2012;25(9):37-42. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2012.10.012>. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619012002497>>.
- [7] Buehner V, Buchholz B. Provision of ancillary services by RES. In: CIGRE, editor. CIGRE 2010, no. C6-116 in 2010, CIGRE, 21, rue d'Artois, F75008 Paris; 2010. p. 1-8..
- [8] van der Meijden M, Tigchelaar I, Spaan F, Jacobs P. Long-term grid planning in The Netherlands. In: CIGRE, editor. CIGRE 2010, no. C1-303 in 2010, CIGRE, 21, rue d'Artois, F75008 Paris; 2010. p. 1-8..
- [9] Borenstein S. The private and public economics of renewable electricity generation. *J Econ Perspect* 2012;26(1):67-92. <<http://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/jep.26.1.67>>.
- [10] Tanaka K, Yoshinaga J, Kobayashi N. The sodium sulfur battery for utility-scale applications. In: CIGRE, editor. CIGRE 2008, no. C6-302 in 2008, CIGRE, 21, rue d'Artois, F75008 Paris; 2008. p. 1-8..
- [11] Mount TD, Lamadrid A, Maneevitjit S, Thomas RJ, Zimmerman R. A symbiotic role for plug-in hybrid electric vehicles in an electric delivery system. In: Proceedings of the 22nd Rutgers western conference. Monterey (CA); 2009..
- [12] Joskow PL. Creating a smarter US electricity grid. *J Econ Perspect* 2012;26(1):29-48. <<http://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/jep.26.1.29>>.
- [13] Joskow P, Wolfram C. Dynamic pricing of electricity. *Am Econ Rev* 2012;102(3):381-5. ID: 798695574 <http://www.aeaweb.org/dev/jarrodev/articles_dev/articles.php?doi=10.1257/aer.102.3.381>.
- [14] Carpentier J. Contribution a l'etude du dispatching economique. *Bullet Soc Franc Electric* 1962;3:431-47.
- [15] Wang C, Shahidehpour S. Optimal generation scheduling with ramping costs. *IEEE Trans Power Syst* 1995;10(1):60-7. <http://dx.doi.org/10.1109/59.373928>.
- [16] Outhred H. A review of electricity industry restructuring in Australia. *Electric Power Syst Res* 1998;44(1):15-25. [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796\(97\)01210-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796(97)01210-8). <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V30-3TW320D-3/2/a8ca131ef5cd3be4694b3d40d706c402>>.
- [17] Karki R, Hu P, Billinton R. A simplified wind power generation model for reliability evaluation. *IEEE Trans Energy Convers* 2006;21(2):533-40. <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2006.874233>.
- [18] Kamat R, Oren S. Two-settlement systems for electricity markets under network uncertainty and market power. *J Regulat Econ* 2004;25(1):5-37. <<http://econpapers.repec.org/RePEc:kap:regeco:v:25:y:2004:i:1:p:5-37>>.

- [19] Keane A, Milligan M, Dent CJ, Hasche B, D'Annunzio C, Dragoon K, et al. Capacity value of wind power. *IEEE Trans Power Syst* 2011;26(2):564–72. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2062543>.
- [20] Joskow P, Tirole J. Reliability and competitive electricity markets. *RAND J Econ* 2007;38(1):60–84. <<http://www.jstor.org/stable/25046292>>.
- [21] NREL. Eastern wind integration and transmission study. Tech. rep., EnerNex Corporation, The National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401, January 2010..
- [22] Lesieutre BC, Thomas RJ, Mount TD. Identification of load pockets and market power in electric power systems. *Dec Supp Syst* 2005;40:517–28. <http://dx.doi.org/10.1016/j.dss.2004.09.010>.
- [23] Mansur ET. Measuring welfare in restructured electricity markets. *Rev Econ Statist* 2008;90(2):369–86. <http://ideas.repec.org/a/tpr/restat/v90y2008i2_p369-386.html>.
- [24] Zimmerman RD, Murillo-Sanchez CE, Thomas RJ. Matpower: steady-state, operations, planning and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Trans Power Syst* 2011;26(1):12–9. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168>.
- [25] Monticelli A, Pereira MVF, Granville S. Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling. *IEEE Trans Power Syst* 1987;2(1):175–80. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.1987.4335095>.
- [26] Baldick R. The generalized unit commitment problem. *IEEE Trans Power Syst* 1995;10(1):465–75. <http://dx.doi.org/10.1109/59.373972>.
- [27] Wood A, Wollenberg B. Power generation, operation and control. 2nd ed. Wiley Interscience; 1996.
- [28] Condren J, Gedra T, Damrongkulkamjorn P. Optimal power flow with expected security costs. *IEEE Trans Power Syst* 2006;21(2):541–7. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873114>.
- [29] Ferrero R, Shahidehpour S, Ramesh V. Transaction analysis in deregulated power systems using game theory. *IEEE Trans Power Syst* 1997;12(3):1340–7. <http://dx.doi.org/10.1109/59.630479>.
- [30] Woo CK, Pupp RL, Flaim T, Mango R. How much do electric customers want to pay for reliability; new evidence on an old controversy. *Energy Syst Policy* 1991;15:2:145–59. iD: 4434610247.
- [31] Anderson CL, Cardell JB. Reducing the variability of wind power generation for participation in day ahead electricity markets. In: HICSS '08: Proceedings of the 41st annual Hawaii international conference on system sciences. Washington (DC, USA): IEEE Computer Society; 2008. p. 178, <http://dx.doi.org/10.1109/HICSS.2008.368>..
- [32] Milligan M, Porter K, DeMeo E, Denholm P, Holttinen H, Kirby B, et al. Wind power myths debunked. *Power Energy Magaz, IEEE* 2009;7(6):89–99. <http://dx.doi.org/10.1109/MPE.2009.934268>.
- [33] Lamadrid AJ, Mount T. Ancillary services in systems with high penetrations of renewable energy sources. *Energy Econ* 2012;34(6):1959–71. <http://>

- dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.011. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988312001818>.
- [34] Fan L, Hobbs BF, Norman CS. Risk aversion and co2 regulatory uncertainty in power generation investment: policy and modeling implications. *J Environ Econ Manage* 2010;60(3):193–208. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jeem.2010.08.001>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S009506961000080X>.
- [35] Xu L, Tretheway D. Flexible ramping products. Tech. rep., California ISO; 2012 <<http://www.aiso.com/Documents/SecondRevisedDraftFinalProposal-FlexibleRampingProduct.pdf>>..
- [36] Navid N, Rosenwald G. Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource. *IEEE Trans Sustain Energy* 2012;3(4):784–90. <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2012.2203615>.
- [37] Mount T, Maneevitjit S, Lamadrid A, Thomas B, Zimmerman R. The hidden system costs of wind generation in a deregulated electricity market. *Energy J* 2012;33(1):161–86.
- [38] Phadke A, Thorp J, Adamiak M. A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency. *IEEE Trans Power Apparatus Syst* 1983;PAS-102(5):1025–38. <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1983.318043>.
- [39] He M, Vittal V, Zhang J. Online dynamic security assessment with missing pmu measurements: a data mining approach. *IEEE Trans Power Syst* 2013(99):1–9. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2246822>.
- [40] Granville S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Trans Power Syst* 1994;9(1):136–46. <http://dx.doi.org/10.1109/59.317548>.