

بیشینه‌سازی سود شرکت توزیع دارای واحدهای تولید پراکنده و بارهای قابل قطع

نوید کلیددار*^۱، سید سعیداله مرتضوی^۲، حسن براتی^۳

*۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، مهندسی برق، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات خوزستان؛ navid.kliddar@yahoo.com

۲- دانشیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه شهید چمران اهواز؛ mortazavi_s@scu.ac.ir

۳- استادیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول؛ barati216@gmail.com

تاریخ پذیرش: ۹۳/۱۰/۰۵

تاریخ دریافت: ۹۳/۰۸/۰۱

چکیده: از آنجایی که سیستم های تجدید ساختار یافته ی برق باعث به وجود آمدن یک بازار رقابتی شده اند، استفاده از گزینه های هابی که به شرکت توزیع برای مشارکت فعال در بازار و بیشینه کردن سود آزادی عمل بیشتری دهند، مهم و حیاتی است. تولیدات پراکنده و بارهای قابل قطع می توانند از این منظر مورد توجه قرار گیرند. از این رو هدف این مقاله «بیشینه سازی سود شرکت توزیع دارای واحدهای تولید پراکنده و بار قابل قطع» تعریف شده و در آن نشان داده شده است که چگونه با استفاده از قراردادهای متفاوت قطع بار در کنار برنامه ریزی واحدهای تولید پراکنده می توان موجب بیشینه شدن سود شرکت توزیع (PBUC) شد. برای حل مسئله از تکنیک برنامه نویسی غیر خطی عدد صحیح-غیرصحیح استفاده شده و برنامه در محیط نرم افزار GAMS پیاده سازی شده است. مدل پیشنهاد شده در یک سیستم ۱۸ شینه اجرا و نتایج استخراج شده اهمیت الگوریتم پیشنهادی را نشان می دهد.

واژه های کلیدی: شرکت توزیع، PBUC، بار قابل قطع، تولید پراکنده.

۱- مقدمه

شرایط، شرکت توزیع در برنامه ریزی روزانه تامین انرژی خود با مسئله حداکثر کردن سود در محیط همراه با عدم قطعیت هایی نظیر نوسانات قیمت برق مواجه است. افزایش مصرف انرژی، نگرانی های زیست محیطی و کمیابی سوخت های فسیلی استفاده از منابع تولید پراکنده و گرایش به فناوری انرژی های پاک را افزایش داده است. تعاریف متعددی برای تولیدات پراکنده وجود دارد. تولید پراکنده می تواند تولید در نزدیکی مصرف کننده تعریف شود. بر اساس استاندارد CIRED تولیدات پراکنده معمولاً به شبکه توزیع متصل بوده و دارای ظرفیت پایین تر از ۵۰ تا ۱۰۰ مگاوات هستند [۱]. رقابت گریزی شرکت های تولید انرژی در مواقع پرشدگی خطوط انتقال یکی از مشکلات ذاتی بازار برق بوده که با رشد دائم تقاضا بدتر نیز می شود، استفاده از منابع تولید پراکنده می تواند این مسئله را تعدیل کند [۲]. در بازار برق، منابع

شرکت های توزیع به عنوان پیشانی و آخرین حلقه سیستم قدرت از اهمیت فوق العاده ای برخوردارند و وظیفه تامین انرژی مشترکین را با کیفیت مطلوب و با کمترین نرخ خاموشی ممکن به عهده دارند. یکی از مسائل مهمی که شرکت های توزیع در محیط رقابتی هر روز با آن مواجه هستند، برنامه ریزی روزانه تامین انرژی است. شرکت توزیع با خرید انرژی از بازار عمده فروشی نسبت به تامین انرژی مشتریان خود می پردازد. با در نظر گرفتن بارهای قابل قطع و تولیدات پراکنده شرکت توزیع دارای انتخاب ها و درجه آزادی بیشتری در بازار می شود. در واقع شرکت توزیع می تواند علاوه بر تامین انرژی مورد نیاز از طریق بازار عمده فروشی نسبت به تامین بخشی از انرژی از طریق تولیدات پراکنده و بارهای قابل قطع و قراردادهای پیش فروش مبتنی بر تعاملات دوجانبه نیز بپردازد. تحت این

تولید پراکنده به طور معمول در اختیار مصرف کنندگان بزرگ یا شرکت‌های توزیع هستند. در مقاله‌ی حاضر، تولیدهای پراکنده در اختیار شرکت‌های توزیع قرار دارند.

بار قابل قطع قراردادی بین شرکت توزیع و مصرف کننده است که طبق آن، مصرف کننده قبول می‌کند تا بار خود را در مواقع لازم کاهش دهد [۳]. این قرارداد این امکان را به شرکت توزیع می‌دهد که تا یک مقدار بار تعیین شده در قرارداد را از مشتری برای حداکثر زمان مشخصی قطع کند. این عمل از چندین جنبه به نفع شرکت توزیع است. با این عمل نیاز به پرداخت هزینه بالای ذخیره برای زمان‌های اوج مصرف برطرف که نتیجه آن بهبود کیفیت برق و قابلیت اعتماد سیستم می‌شود. مشتری نیز با توجه به مفاد قرارداد از سود مالی این قرارداد بهره می‌برد [۴]. در بازارهای برق تجدید ساختاریافته، بارهای قابل قطع می‌توانند به عنوان ابزاری مناسب برای کاهش تقاضا در شرایط اضطراری عمل کنند [۵]. امروزه به واسطه رقابتی بودن بازار برق استفاده از هر دو مورد تولید پراکنده و بار قابل قطع به طور گسترده مورد توجه شرکت‌های توزیع قرار گرفته است. هر شرکت توزیع با هدفی خاص به برنامه‌ریزی تامین انرژی روزانه خود با استفاده از این منابع می‌پردازد. مرجع [۶]، یک مدل برنامه‌ریزی بهره‌برداری را ارائه می‌کند که کمینه کردن تمام هزینه‌های بهره‌برداری شرکت توزیع را با در نظر گرفتن نوسان قیمت هدف می‌گیرد. یک الگوی جدید برای بهره‌برداری سیستم توزیع در حضور منابع تولید پراکنده، که مبتنی بر محاسبه سهم افزایشی واحد تولید پراکنده در تلفات سیستم توزیع است، در [۷] ارائه شده است. این مدل به دنبال کمینه کردن هزینه‌های انرژی شرکت‌های توزیع در کوتاه مدت با توجه به سهم هر واحد تولید پراکنده است. یک چارچوب برای بهره‌برداری شرکت‌های توزیع با در نظر گرفتن واحدهای تولید پراکنده و هزینه جریمه آلودگی کربن دی اکسید در [۸] پیشنهاد می‌شود. چارچوب کوتاه مدت پیشنهاد شده، یک مدل دو مرحله‌ای است. اولین مرحله، با نام مرحله روز پیش، کمینه کردن هزینه‌های شرکت توزیع (هزینه‌های بهره‌برداری و آلودگی) را شامل می‌شود و دومین مرحله، مرحله ساعت پیش است که با در نظر گرفتن تصمیمات روز پیش سود کوتاه مدت شرکت توزیع را بهینه می‌کند. در ادامه چند نمونه از کارهایی که در کنار تولیدات پراکنده از بارهای قابل قطع نیز در مدل خود استفاده کرده اند، بیان می‌شود. در مرجع [۹]، با هدف کمینه کردن هزینه‌های شرکت توزیع، یک مدل روز پیش برای اختصاص انرژی بیان می‌شود که در آن قرارداد دوطرفه‌ای بین شرکت توزیع و مشتری بسته می‌شود. برای مدل سازی بازار، سرمایه‌گذاران خارجی و صاحبان نیروگاه‌های تولید پراکنده شرکت کرده‌اند. همچنین از بارهای قابل قطع نیز برای تکمیل ساختار بازار استفاده گردیده است. یک مدل تخصیص انرژی برای شرکت‌های توزیع به همراه نیروگاه‌های تولید پراکنده و بارهای قابل قطع در [۱۰] ارائه شده است. در این مرجع، نویسنده برای حل

مسئله خود، مسئله را به دو مرحله تقسیم می‌کند: در مرحله اول، به حل بیشینه سازی درآمد شرکت توزیع می‌پردازد و در مرحله دوم، با توجه به بازار تسویه حساب ISO، به کمینه سازی هزینه‌های تولید و جبران هزینه بارهای قابل قطع می‌پردازد. مرجع [۱۱]، یک مدل بهره برداری شرکت توزیع دارای تولیدات پراکنده و بارهای قابل قطع در بازار رقابتی را معرفی می‌کند. هدف شرکت توزیع مدل شده، کمینه کردن هزینه خرید بازار و هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولید پراکنده با در نظر گرفتن پاسخ شرکت‌های توزیع دیگر است. این مسئله سطح بالاتر، به وسیله‌ی مسئله‌ی تسویه بازار که هدف آن بیشینه کردن رفاه اجتماعی است، محدود می‌شود. فراهم سازی انرژی برای یک شرکت توزیع از بازار حوضچه، تولیدات پراکنده و بارهای قابل قطع را با چارچوب برنامه ریزی انفرادی قید ریسک در [۱۲] ارائه می‌شود. در این مقاله نویسندگان فرمول بندی را برای اینکه سود مورد انتظار شرکت توزیع را بیشینه کند، پیشنهاد می‌کنند که عدم قطعیت بعضی از پارامترها را، مانند قیمت بازار حوضچه، پایان تقاضای کاربر و مواردی که به تولیدات پراکنده مربوط می‌شوند، در نظر می‌گیرد. مرجع [۱۳]، یک نیروگاه مجازی در یک شبکه توزیع را مورد بررسی قرار داده است. در این مقاله، رویکرد احتمالاتی برنامه‌ریزی مبتنی بر قیمت مشارکت واحدها (PBUC) با استفاده از روش تخمین نقطه ای (PEM) برای مدل عدم قطعیت در قیمت بازار و منابع تولید، برای پیشنهاد دهی یک نیروگاه مجازی در بازار برق روز پیش بکار برده می‌شود.

نکته قابل بیان در اینجا این است که با توجه به کارهای انجام شده آنچه در کارهای گذشته مشاهده شد این بود که اولاً در برخی از آن‌ها برنامه‌ریزی شرکت توزیع با هدفی جز بیشینه‌سازی سود انجام می‌شود که این موضوع با این دید که شرکت توزیع یک شرکت اقتصادی مستقل است و هر شرکت اقتصادی در پی بیشینه کردن سود خود است، منافات دارد. مورد دوم این‌که در میان برخی از مقالاتی که PBUC را برای شرکت توزیع انجام داده‌اند، از منابع تامین انرژی بازار توان، تولیدات پراکنده و بارهای قابل قطع به طور هم‌زمان استفاده نشده است در حالی که استفاده از این منابع، آزادی عمل بیشتری به شرکت توزیع می‌دهند و موجب بهبود عمل کرد شرکت توزیع در بازار می‌گردند. مورد آخری که باید به آن توجه کرد این است که تمام مقالات در این زمینه برای همه مصرف کنندگان، بارهای قابل قطع را به صورت یک قرارداد یک جا و کلی در مدل خود استفاده کرده‌اند در حالی که در تحقیق حاضر برای مصرف کنندگان مختلف از قراردادهای مختلف قرارداد قطع بار استفاده شده است که این مورد نیز به بیشتر شدن انتخاب‌های شرکت توزیع کمک کرده است.

در این مقاله یک مدل برای چگونگی بیشینه کردن سود شرکت توزیع با استفاده از قراردادهای متفاوت قطع بار و نیروگاه‌های تولید

$$\begin{aligned} cost^t = & \sum_{i=1}^{N_{dg}} C_{dg,i} (P(i,t)) W(i,t) \\ & + \sum_{i=1}^{N_{dg}} SU(i,t) U(i,t) + SD(i,t) V(i,t) \quad (3) \\ & + \sum_{i=1}^{N_{sg}} C_{sg,i} (P(i,t)) W(i,t) + C_{DL}^t P_{DL}^t \end{aligned}$$

که در آن $C_i(P(i,t))$ هزینه تولید و هزینه خاموش کردن و راهاندازی واحد $SD(i,t)$, $SU(i,t)$ در عمل متغیر خواهند بود، اما در این مقاله برای هر واحد میزان ثابتی در نظر گرفته شده‌اند. مؤلفه‌های هزینه عبارت‌اند از هزینه بهره‌برداری، به مدار آوردن و خاموش کردن DGها و هزینه بهره‌برداری SGها و در آخر هزینه پرداخت شده به ازای انقطاع بارهای قابل قطع طبق قرارداد.

۲-۲ قیود

(۱) قیود شبکه:

$$P_{G,i}^t - P_{Demand,i}^t = \sum_j |V_i^t| |V_j^t| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j^t - \delta_i^t) \quad (4)$$

$$Q_{G,i}^t - Q_{Demand,i}^t = -\sum_j |V_i^t| |V_j^t| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j^t - \delta_i^t) \quad (5)$$

(۲) قیود ولتاژ شین:

$$V_i^{min} \leq V_i^t \leq V_i^{max} \quad (6)$$

(۳) ظرفیت نقاط اتصال به شبکه‌ی اصلی:

$$S_{GSP}^t \leq S_{GSP}^{max} \quad (7)$$

(۴) قید توان ظاهری عبوری از خطوط توزیع:

$$S_{ij}^t \leq S_{ij}^{max} \quad (8)$$

(۵) متغیرهای باینری کنترل برای روشن و خاموش بودن

واحدها:

این قیود، که به‌عنوان قیود تصمیم‌گیری هم شناخته می‌شوند، به‌صورت زیر باهم ارتباط دارند:

$$W_{i,t} - W_{i,t-1} \leq U_{i,t}$$

$$W_{i,t-1} - W_{i,t} \leq V_{i,t} \quad (9)$$

$$W_{i,t} - W_{i,t-1} = U_{i,t} - V_{i,t}$$

(۶) قید تعادل توان:

$$\sum_{DG} P_{DG}^t + \sum_{SG} P_{SG}^t + \sum_{DL} P_{DL}^t + \sum_{GSP} P_{GSP}^t = P_{Demand}^t + P_{Loss}^t \quad (10)$$

این قید به این معناست که مجموع توان تولیدی واحدها، منهای توان فروخته شده به شبکه، برابر است با توان تقاضا شده به‌اضافه تلفات.

پراکنده در بازار روز پیش ارائه می‌شود. در روش پیشنهادی مدل شرکت توزیع به‌صورت یک مسئله بهینه‌سازی فرمول‌بندی می‌شود.

۲- فرمول بندی مسئله PBUC

در این‌جا فرمول‌بندی مسئله PBUC انجام خواهد شد. در این فرمول‌بندی عواملی مانند تولیدات پراکنده قابل برنامه‌ریزی و بارهای قابل قطع در نظر گرفته می‌شوند. روش برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح - غیر صحیح برای حل مسئله‌ی مورد نظر به‌کار گرفته خواهد شد. هدف در این مسئله، بیشینه کردن سود شرکت توزیع است. شرکت توزیع انرژی را به مصرف‌کنندگان فروخته، و اگر بتواند در بازار روز پیش انرژی را به شبکه بالادست می‌فروشد و یا در صورت نیاز، از بازار انرژی خریداری می‌نماید. خروجی مسئله بهینه‌سازی برای شرکت در بازار، عبارت است از:

- توان مبادله شده در نقاط اتصال به شبکه‌ی بالادست.
- توان تولیدشده توسط DGها و SGها.
- بارهای قطع‌شده (بارهای قابل قطع).
- ذخیره مورد نیاز.

۲-۱ تابع هدف

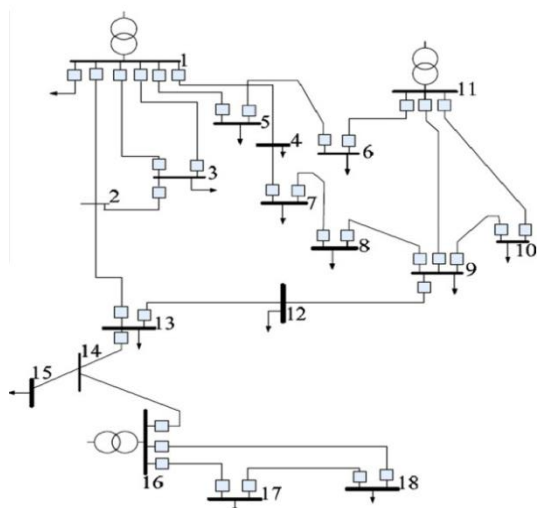
تابع هدف در مسئله‌ی PBUC بیشینه شدن سود است [۱۳].

$$profit = \sum_t (revenue^t - cost^t) \quad (1)$$

که در رابطه فوق $profit$ ، سود و $revenue^t$ ، درآمد در ساعت t و $cost^t$ ، هزینه در ساعت t است.

$$\begin{aligned} revenue^t = & \sum_{i=1}^{N_L} ((P_{Demand,i}^t - P_{DL,i}^t) \cdot \rho_{DSO}^t) \\ & + \sum_{i=1}^{N_{GSP}} P_{GSP,i}^t \cdot \lambda_{GSP,i}^t \quad (2) \end{aligned}$$

مقدار مورد انتظار سود شرکت توزیع برابر است با درآمد کسب‌شده منهای هزینه در هر دوره زمانی. ترم اول درآمد عبارت است از توان فروخته‌شده به مصرف‌کننده. پس مقداری از بار که به‌صورت بار قابل قطع از مدار خارج شده باید از دیماند کم شود. مؤلفه‌ی دوم در عبارت درآمد، عبارت است از توان داده‌شده به یا گرفته‌شده از بازار. اگر توانی به بازار داده شده باشد، P_{GSP} مثبت بوده و به درآمدافزوده می‌شود. و درصورتی که توانی از بازار خریداری شده باشد، علامت P_{GSP} منفی بوده و از درآمد کسر می‌گردد.



شکل (۱) سیستم نمونه ۱۸ شینه [۱۳]

جدول (۱) مشخصات توربین‌های بادی شرکت توزیع

شماره شین	15			18		
	ساعت	Pmax(MW)	Pmin(MW)	b(\$/MWh)	Pmax(MW)	Pmin(MW)
t=1,...,4	4	0	55	2	0	65
t=5,...,8	5.5	0	55	2.5	0	65
t=9,...,12	6.2	0	55	2.2	0	65
t=13,...,16	5.4	0	55	3.4	0	65
t=17,...,20	6.6	0	55	4.6	0	65
t=21,...,24	7.5	0	55	5.5	0	65

جدول (۲) مشخصات واحدهای تولید پراکنده شرکت توزیع

شماره شین	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a(\$)	b(\$/MWh)	RUP/RDN (MW/h)	SUC (\$)	SDC (\$)
2	0	4	20	37	1	20	25
7	0	5	25	40	1.25	20	25
8	0	5.5	22	35	1.375	50	25
14	0	7	30	45	1.75	50	25

(۷) قید بارهای قابل قطع:

$$P_{DL}^t \leq P_{DL}^{max} \quad (11)$$

(۸) حد بیشینه و کمینه توان تولیدی توسط واحدهای

تولید پراکنده:

$$P_{DG,SG}^{min} \leq P_{DG,SG}^t \leq P_{DG,SG}^{max} \quad (12)$$

(۹) قید رمپ برای DGها:

$$P_{DG}^{t+1} - P_{DG}^t \leq RU_{DG} \quad (13)$$

$$P_{DG}^t - P_{DG}^{t+1} \leq RD_{DG}$$

(۱۰) ظرفیت ذخیره:

در برنامه‌ریزی، ذخیره مورد نیاز باید تعیین شود. به دلیل تغییرات اتفاقی توان تولیدی توسط DGها، ذخیره مورد نیاز سیستم باید با افزایش توان تولیدی توسط آن‌ها افزایش یابد. بنابراین در این پروژه، ذخیره بهره‌برداری دارای دو مؤلفه است. مؤلفه‌ی اول به‌صورت درصدی از کل توان تولیدی DGها و بارهای قابل قطع (RSV_{Total}) (به طور مثال ۰.۲٪). مؤلفه‌ی دوم ذخیره اضافی نامیده می‌شود (RSV_{SG}) که برای جبران خطای ایجادشده بین تولید پیش‌بینی‌شده و تولید واقعی SGها در نظر گرفته می‌شود (برای مثال ۰.۵٪). بنابراین داریم:

$$\sum_{DG} (P_{DG}^{max} - P_{DG}^t) W_{DG}^t + P_{DL}^t \geq RSV_{SG} \cdot \sum_{SG} P_{SG}^t + RSV_{total} \cdot \left(\sum_{DG} P_{DG}^t W_{DG}^t + P_{DL}^t \right) \quad (14)$$

۳- پیاده سازی و نتایج

در این‌جا، فیدر ۳۳ کیلوولت سیستم ۳۰ شینه IEEE، که دارای ۱۸ شین است، به‌عنوان نمونه مورد بررسی قرار داده می‌شود. سیستم نمونه در شکل ۱ نشان داده شده است. این سیستم دارای چهار واحد تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی در شین‌های ۲، ۷، ۸ و ۱۴ و دو واحد نیروگاه بادی در شین‌های ۱۵ و ۱۸ است. اطلاعات مربوط به SGها، DGها، اطلاعات قیمت انرژی در ساعات مختلف و حد بالایی برای مجموع بار قابل قطع در هر ساعت در جداول ۱ و ۲ آورده شده است. قیمت انرژی در نقاط اتصال به شبکه به‌صورت زیردر نظر گرفته شد: $\lambda_{GSP,16} = \lambda_{DM}$ و $\lambda_{GSP,11} = 1/0.5 \lambda_{DM}$ که در آن اندیس GSP به معنی نقطه‌ی اتصال به شبکه، و شماره‌ی بعد از آن شماره‌ی شین اتصال است. حد بالای بار قابل قطع را در هر ساعت برابر ۲۰ درصد کل بار درخواستی در آن ساعت فرض می‌شود و RSV_{tot} و RSV_{SG} به ترتیب ۲ و ۵ درصد قرار داده می‌شود. برای قیمت‌گذاری توان تولیدی توسط SGها-و DGها، عواملی چون هزینه‌ی نصب، بهره‌برداری، تعمیرات و نگهداری و کنترل تولید در نظر گرفته شده است.

جدول (۴) هزینه، درآمد و سود در ۲۴ ساعت در حالت اول

ساعت	هزینه (\$)	درآمد از توان مبادله شده (\$)	درآمد از توان مصرف کننده (\$)	سود (\$)
1	933.53	485.77	582	134.24
2	854.78	340.87	443.2	-70.71
3	776.03	280.78	475.57	-19.67
4	854.78	357.51	485.04	-12.23
5	933.53	479.95	588	134.42
6	1223.9	869.31	721.8	367.22
7	1223.9	678.48	1024.9	479.49
8	1380.88	1095.89	924.7	639.7
9	1399	1171.74	1019.25	791.99
10	1399	1182.72	1037.4	821.12
11	1260.85	930	833.95	503.1
12	1399	1226.24	1124.58	951.83
13	1432.12	1301.82	1213.8	1083.5
14	1432.12	1204.04	1017	788.92
15	1218.62	882.24	833.95	497.58
16	962.85	535.74	667.7	240.59
17	1167.44	754.85	699.96	287.37
18	1048.22	629.3	682.08	263.17
19	1570.82	1339.94	969.32	738.44
20	1570.82	1434.19	1112.8	976.17
21	1674.85	1660.04	1253.67	1238.86
22	1674.85	1453.55	959.76	738.46
23	933.53	461.62	658.35	186.44
24	1329.48	945.15	754.8	370.47

جدول (۳) قیمت پیش بینی شده بازار و هزینه بار قابل قطع

ساعت	1	2	3	4	5	6	7	8
λ_{DM}	50	40	42.5	43	50	60	64.5	70
C_{DL}	50	30	35.5	41	50	65	68	75
ساعت	9	10	11	12	13	14	15	16
λ_{DM}	75	76	65	80.5	85	75	65	55
C_{DL}	78	76	65	85	87	80	70	65
ساعت	17	18	19	20	21	22	23	24
λ_{DM}	57	56	72.5	80	87	72	52.5	60
C_{DL}	65	80	80	85	89	75	65	65

فرمول بندی مسئله در GAMS اجرا می شود. جهت توضیح کارایی روش پیشنهاد شده، مقایسه ای میان نتایج چهار حالت متفاوت ارائه می گردد. در حالت اول بیشینه سازی سود شرکت توزیع بدون در نظر گرفتن بار قابل قطع هدف گرفته می شود و در حالت دوم از یک نوع قرارداد بار قابل قطع در بیشینه کردن سود شرکت توزیع بهره برده می شود. حالت سوم، حالتی است که شرکت توزیع از دو نوع متفاوت قرارداد قطع بار، در برنامه ریزی تامین انرژی روزانه خود استفاده می کند. چهارمین حالت سود شرکت توزیع را با استفاده از سه نوع متفاوت از قرارداد قطع بار بیشینه می کند. در ادامه این چهار حالت بیان و نتایج حاصل از هر کدام آورده شده است.

۳-۱- حالت اول: حل PBUC برای شرکت توزیع

بدون قرارداد بار قابل قطع

در این حالت PBUC برای شرکت توزیع حل می شود. به طوری که شرکت توزیع از دو گزینه، توان تولیدی نیروگاه های پراکنده که متعلق به خود است و تامین توان از شبکه بالا دست، تقاضای بار خود را تامین می کند و در صورت امکان مبادرت به فروش توان به شبکه بالا دست می کند. هزینه ها، درآمدها و سود شرکت توزیع در این حالت در جدول ۴ آمده است.

۳-۲- حالت دوم: حل PBUC برای شرکت توزیع با

در نظر گرفتن یک نوع قرارداد بار قابل قطع

در این حالت، حالت اول را بار این تفاوت که در شین های ۳ و ۶ و ۱۵ شرکت توزیع دارای قرارداد قطع بار با بارهای مذکور است حل می گردد. این نوع قرارداد که در اینجا قرار داد نوع یک نامیده می شود. بدین شکل که شرکت توزیع مجاز است تا سقف حداکثر ۰/۲ تقاضای بار در هر شین، بار شین در ساعت مورد نظر را به مدت ۱ ساعت در ۲۴ ساعت قطع کند و بازای آن CDL ۰/۸ جریمه به بار

۳-۳- حالت سوم: حل PBUC برای شرکت توزیع با در نظر گرفتن دو نوع قرارداد بار قابل قطع

در این حالت شرکت توزیع از دو نوع قرارداد قطع بار در کنار برنامه ریزی DGها و SGها و تبادل توان با شبکه بالا دست برای تامین توان مشترکین خود استفاده می کند. قرارداد نوع یک همان قرارداد حالت قبل است و در همان شین ها، اما قرارداد نوع دو بدین شکل است که شرکت توزیع مجاز است تا سقف حداکثر ۰/۲ تقاضای بار در هر شین، بار شین مورد نظر را به مدت حداکثر ۲ ساعت در ۲۴ ساعت قطع کند و بازای هر ساعت قطع بار ۱/۱ CDL جریمه به بار پردازد. یعنی که قیمت قطع در قرارداد نوع دو ۳۰ درصد بیشتر از قرارداد نوع یک است. شین هایی که دارای این نوع قرارداد هستند شین های ۱۲ و ۱۳ و ۱۸ هستند. مقدار و ساعت قطع بارهای قابل قطع در جدول ۷ و هزینه ها، درآمدها و سود شرکت توزیع در جدول ۸ آمده است.

همان طور که در جدول ۷ مشاهده می شود در طول دوره ۲۴ ساعت بارهای دارای قرارداد نوع یک که بارهای ارزان تر هستند در ساعات جلوتر نسبت به بارهای طرف قرارداد نوع دو که بارهای گران تر هستند قطع می شوند. یعنی شرکت توزیع با شروع ساعات بهره برداری زمانی که نیاز به قطع بار می بیند ابتدا به سراغ بار ارزان تر می رود و زمانی شروع به قطع بارهای گران تر می کند که از تمام ظرفیت قرارداد بار قابل قطع ارزان تر استفاده کرده باشد. نکته دیگر عدم قطع بار در ساعات ابتدایی که ساعات کم بارتر هستند، می باشد.

جدول (۷) مقدار و ساعت بارهای قطع شده در حالت سوم

ساعت قطع	شماره شین	توان قطع شده (MW)
8	3	0.0209
9	15	0.022
10	6	0.022
17	12	0.0194
19	18	0.0243
20	13	0.0243
21	13	0.0259
22	12	0.0262
24	18	0.0219

پردازد. مقدار CDL برای ساعت های متفاوت در جدول ۳ آمده است. مقدار و ساعت قطع بارهای قابل قطع در جدول ۵ و هزینه ها، درآمدها و سود شرکت توزیع در جدول ۶ آمده است. در جدول ۵ مشاهده می شود که قطع بار در ساعات پر بارتر اتفاق می افتد و در ساعات ابتدایی که ساعات کم باری هستند، قطع بار اتفاق نمی افتد.

جدول (۵) مقدار و ساعت بارهای قطع شده در حالت دوم

ساعت قطع	شماره شین	توان قطع شده (MW)
21	3	0.0265
22	15	0.0268
23	6	0.0219

جدول (۶) هزینه، درآمد و سود در ۲۴ ساعت در حالت دوم

ساعت	هزینه تولید (\$)	درآمد از توان مبادله شده (\$)	درآمد از مصرف کننده (\$)	سود (\$)
1	933.53	485.77	582	134.24
2	854.78	340.87	443.2	-70.71
3	776.03	280.78	475.57	-19.67
4	854.78	357.51	485.04	-12.23
5	933.53	479.95	588	134.42
6	1223.90	869.31	721.8	367.22
7	1223.90	678.48	1024.90	479.49
8	1380.88	1095.89	924.7	639.70
9	1399	1171.74	1019.25	791.99
10	1399	1182.72	1037.4	821.12
11	1260.85	930.00	833.95	503.10
12	1399	1226.24	1124.58	951.83
13	1432.12	1301.82	1213.8	1083.50
14	1432.12	1204.04	1017	788.92
15	1218.62	882.24	833.95	497.58
16	962.85	535.74	667.7	240.59
17	1167.44	754.85	699.96	287.37
18	1048.22	629.30	682.08	263.16
19	1570.82	1339.94	969.325	738.44
20	1570.82	1434.19	1112.8	976.17
21	1724.38	1782.85	1251.37	1309.83
22	1724.11	1555.60	957.83	789.33
23	933.53	461.62	658.35	186.44
24	1366.14	1012.70	753.49	400.05

بارهای قابل قطع در جدول ۹ و هزینه‌ها، درآمدها و سود شرکت توزیع در جدول ۱۰ آمده است.

در جدول ۹ نیز مشاهده می‌شود که قطع بار در ساعات ابتدایی که ساعات کم بارتر هستند اتفاق نیافتاده و در ادامه با ارزان‌ترین نوع قرارداد شروع شده، که همان قرارداد نوع یک است، سپس شرکت توزیع به سراغ بار گران‌تر رفته، بارهای دارای قرارداد نوع دو، و در نهایت از گران‌ترین قرارداد، قرارداد نوع سه، استفاده کرده است. نکته قابل بیان این است که در هر چهار حالت در طول ساعات ۲ و ۳ و ۴ سود شرکت توزیع منفی است که دلیل آن را می‌توان در کاهش تقاضای بار و به دنبال آن کاهش درآمد از مصرف‌کننده دانست در حالی که در این ساعات به دلیل قید رمپ DGها و قید رزرو نمی‌توان هزینه بهره برداری را به اندازه مطلوب کم کرد. در ادامه جهت مقایسه بهتر مجموع توان تولیدی DGها، مجموع توان تولیدی SGها، مجموع درآمدها، مجموع هزینه و مجموع سود در چهار حالت در کنار هم می‌آیند.

جدول (۹) مقدار و ساعت بارهای قطع شده در حالت چهارم

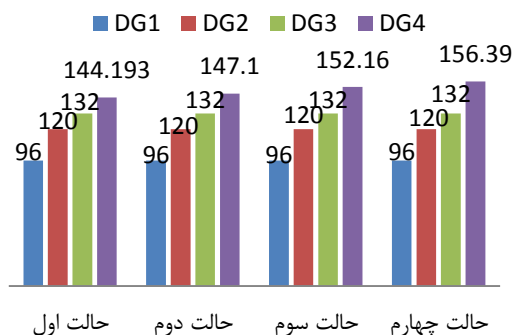
ساعت قطع	شماره شین	توان قطع شده (MW)
7	6	0.0174
8	15	0.021
9	3	0.022
10	10	0.022
12	4	0.0217
13	9	0.022
14	4	0.0225
15	10	0.0212
18	9	0.0195
19	18	0.0243
20	12	0.0243
21	12	0.0259
22	18	0.0262
23	13	0.0054
24	13	0.0219

جدول (۸) هزینه، درآمد و سود در ۲۴ ساعت در حالت سوم

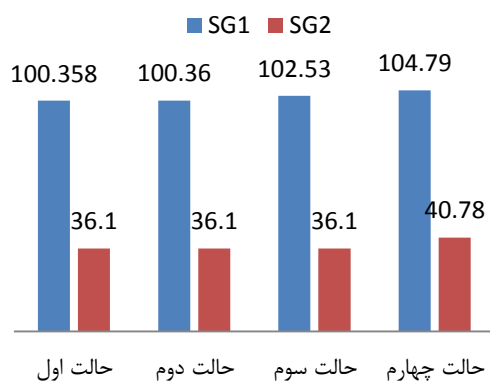
ساعت	هزینه تولید (\$)	درآمد از توان مبادله شده (\$)	درآمد از مصرف‌کننده (\$)	سود (\$)
1	933.53	485.77	582	134.24
2	854.78	340.87	443.2	-70.70
3	776.03	280.78	475.57	-19.67
4	854.78	357.51	485.04	-12.23
5	933.53	479.95	588	134.42
6	1223.90	869.31	721.8	367.22
7	1223.90	678.48	1024.90	479.49
8	1418.75	1173.09	923.24	677.57
9	1437.87	1257.06	1017.60	836.79
10	1437.83	1269.13	1035.73	867.03
11	1260.85	930.00	833.95	503.10
12	1399	1226.24	1124.58	951.83
13	1432.12	1301.82	1213.8	1083.50
14	1432.12	1204.04	1017	788.92
15	1218.62	882.24	833.95	497.57
16	962.85	535.74	667.7	240.59
17	1316.89	928.54	698.85	310.50
18	1048.22	629.30	682.08	263.16
19	1616.64	1433.98	967.56	784.89
20	1616.77	1537.77	1110.86	1031.86
21	1725.04	1782.76	1251.41	1309.13
22	1724.66	1555.52	957.87	788.73
23	933.53	461.62	658.35	186.44
24	1366.57	1012.70	753.49	399.62

۳-۴- حالت چهارم: حل PBUC برای شرکت توزیع با در نظر گرفتن سه نوع قرارداد بار قابل قطع

در این حالت شرکت توزیع از سه نوع قرارداد قطع بار در کنار برنامه‌ریزی DGها و SGها و تبادل توان با شبکه بالا دست برای تامین توان مشترکین خود استفاده می‌کند. قرارداد نوع یک و نوع دو همان قرارداد حالت قبل است و در همان شین‌ها، اما قرارداد نوع سه بدین شکل است که شرکت توزیع مجاز است تا سقف حداکثر ۰/۲ تقاضای بار در هر شین، بار شین مورد نظر را به مدت حداکثر ۲ ساعت در ۲۴ ساعت قطع کند. با این تفاوت که شرکت توزیع این اجازه را ندارد که دو ساعت متوالی بار مصرف‌کننده را قطع کند و حتما باید ساعات قطع با یکدیگر فاصله حداقل یک ساعت را داشته باشند. در این نوع قرارداد شرکت توزیع بازای هر ساعت قطع بار CDL جریمه‌به‌بار می‌پردازد. شین‌هایی که دارای این نوع قرارداد هستند شین‌های ۱۲ و ۱۳ و ۱۸ هستند. مقدار و ساعت قطع



شکل (۲) مجموع توان تولیدی DGها در چهار حالت



شکل (۳) مجموع توان تولیدی SGها در چهار حالت

از شکل ۴ پیداست که هزینه بهره برداری از حالت اول به حالت چهارم در حال افزایش است که دلیل آن افزایش تولید DG4 و SG1 و SG2 در حالات دوم، سوم و چهارم است. مورد دیگری که در این زمینه باید مورد توجه قرار گیرد هزینهی قطع بارهایی است که شرکت توزیع در حالات دوم تا چهارم می‌پردازد. این هزینه قطع از حالت دوم به چهارم به دلیل استفاده بیشتر از قراردادهای بار قابل قطع در حال افزایش است. درآمد حاصل از توان مبادله شده با شبکه در حالت چهارم بیشتر از حالت سوم و حالت سوم بیشتر از حالت دوم و حالت دوم بیشتر از حالت اول است، که این به علت فروش بیشتر توان به شبکه بالا دست است. همان‌طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود درآمد حاصل از مصرف کننده با رفتن از حالت یک به حالت چهار کاهش می‌یابد که دلیل آن را می‌توان در افزایش قطع بارهای قابل قطع در حالات دوم تا چهارم دانست. به‌طوری‌که حالت چهارم که از بیشترین قرارداد قطع بار استفاده می‌کند کمترین درآمد از مصرف کننده را داراست.

در شکل ۵ نمودار سود شرکت توزیع در چهار حالت متفاوت دیده می‌شود. از نتایج این شکل پیداست که سود در حالت سوم بیشترین مقدار را دارا بوده و در حالت دوم نیز سود بیش‌تر از حالت اول است. از این شکل پیداست که با افزایش مقدار و تنوع استفاده از قراردادهای قطع بار سود شرکت توزیع افزایش می‌یابد.

جدول (۱۰) هزینه، درآمد و سود در ۲۴ ساعت در حالت چهارم

ساعت	هزینه تولید (\$)	درآمد از توان مبادله شده (\$)	درآمد از مصرف کننده (\$)	سود (\$)
1	933.53	485.77	582	134.24
2	854.78	340.87	443.2	-70.71
3	776.03	280.78	475.57	-19.67
4	854.78	357.51	485.04	-12.23
5	933.53	479.95	588	134.42
6	1223.90	869.31	721.8	367.22
7	1392.33	875.90	1023.78	507.36
8	1418.75	1173.08	923.24	677.57
9	1437.87	1257.06	1017.60	836.79
10	1438.17	1269.13	1035.73	866.70
11	1260.85	930.00	833.95	503.10
12	1438.34	1317.60	1122.84	1002.10
13	1472.42	1398.80	1211.93	1138.30
14	1472.30	1289.92	1015.31	832.92
15	1418.77	1113.61	832.57	527.40
16	962.85	535.74	667.7	240.59
17	1167.44	754.85	699.96	287.37
18	1317.06	918.03	680.99	281.96
19	1616.64	1433.98	967.56	784.89
20	1616.77	1537.77	1110.86	1031.86
21	1725.04	1782.76	1251.41	1309.13
22	1724.66	1555.52	957.87	788.73
23	952.88	489.27	658.07	194.45
24	1366.56	1012.70	753.49	399.62

از شکل ۲ و ۳ می‌توان دریافت با رفتن از حالت اول به چهارم مقدار تولید DG4 و SG1 و SG2 زیاد می‌شود که دلیل این امر آن است که با حضور بارهای قابل قطع، نیازی نیست که ظرفیت زیادی از DGها و SGها به‌عنوان ذخیره بماند و این یعنی می‌توان از ظرفیت DGها و SGها برای تولید و فروش توان به مصرف کننده و شبکه‌ی بالادست بهره برد.

فهرست علامتها و اختصارها

profit: تابع سود شرکت توزیع.

revenue: تابع درآمد شرکت توزیع.

cost: تابع هزینه شرکت توزیع.

$P_{Demand,i}^t$: بار درخواست شده در شین i و ساعت t .

$P_{DL,i}^t$: بار قطع شده در شین i و ساعت t .

ρ_{DSO}^t : قیمت توان فروخته شده به مشتری در ساعت t .

$P_{GSP,i}^t$: توان فروخته شده به شبکه‌ی بالادست در شین i و در ساعت t .

$\lambda_{GSP,i}^t$: قیمت تبادل توان با شبکه‌ی بالادست در شین i و در ساعت t .

$C_{dg,i}(P(i,t))$: هزینه تولید dg شین i در ساعت t .

$C_{sg,i}(P(i,t))$: هزینه تولید sg شین i در ساعت t .

$SU(i,t)$: هزینه راه‌اندازی واحد تولیدی i در ساعت t .

$SD(i,t)$: هزینه خاموش کردن واحد تولیدی i در ساعت t .

$W(i,t)$: متغیر باینری. وقتی یک است که واحد i در ساعت t روشن است وگرنه صفر است.

$U(i,t)$: متغیر باینری. وقتی یک است که واحد i در ساعت t روشن شود وگرنه صفر است.

$V(i,t)$: متغیر باینری. وقتی یک است که واحد i در ساعت t خاموش شود وگرنه صفر است.

C_{DL}^t : هزینه قطع بار در ساعت t .

P_{DL}^t : مقدار بار قطع شده در ساعت t .

$P_{G,i}$: توان حقیقی تزریق شده در شین i .

$P_{Demand,i}$: میزان بار حقیقی در شین i .

$Q_{G,i}$: توان راکتیو تزریق شده به شین i .

$Q_{Demand,i}$: میزان بار راکتیو در شین i .

V_i : اندازه ولتاژ در شین i .

Y_{ij} : اندازه ادمیتانس خط i و j .

θ_{ij} : اختلاف زاویه ولتاژ بین شین i و j .

δ_i^t : زاویه ولتاژ در شین i در ساعت t .

S_{ij}^t : ظرفیت خط i و j در ساعت t .

S_{ij}^{max} : حداکثر ظرفیت خط i و j .

S_{GSP}^t : ظرفیت نقطه اتصال به شبکه در ساعت t .

S_{GSP}^{max} : حداکثر ظرفیت نقطه اتصال به شبکه در ساعت t .

P_{DL}^{max} : حداکثر مقدار مجاز قطع بار.

RU_{DG} : حداکثر مقدار مجاز برای افزایش تولید توان DG در یک ساعت.

RD_{DG} : حداکثر مقدار مجاز برای کاهش تولید توان DG در یک ساعت.

P_{Loss}^t : مقدار تلفات توان در ساعت t .

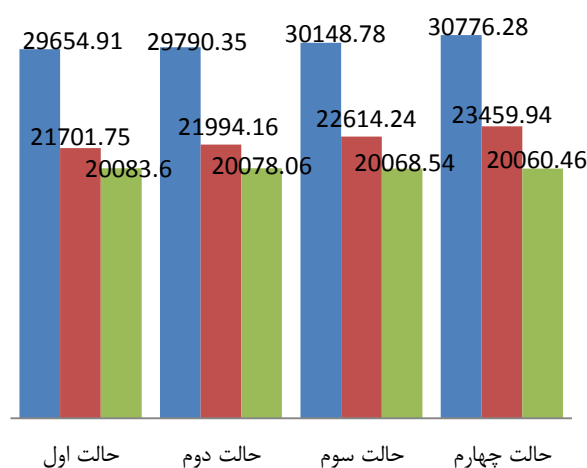
RSV_{tot} : ضریب رزرو کل.

RSV_{SG} : ضریب رزرو SG .

■ هزینه‌ی تولید (\$)

■ درآمد حاصل از توان مبادله شده با شبکه (\$)

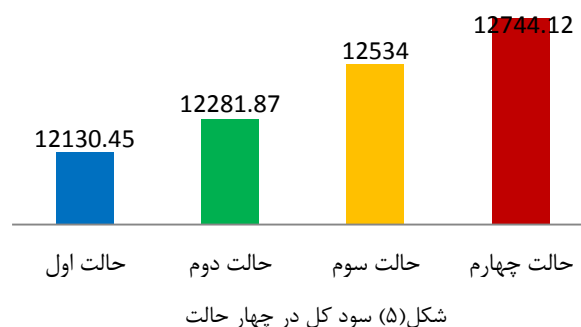
■ درآمد حاصل از مصرف کننده (\$)



شکل (۴) هزینه کل، درآمدهای کل در چهار حالت

۴- نتیجه گیری

در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی تامین انرژی شرکت توزیع در محیط رقابتی بازار روز پیش در حضور تولیدات پراکنده و قراردادهای متنوع قطع بار مدل‌سازی شد و بر روی شبکه نمونه پیاده‌سازی گردید. از بررسی نتایج به دست آمده در شبکه نمونه ملاحظه شد که با در نظر گرفتن قراردادهای متنوع قطع بار سود شرکت توزیع افزایش می‌یابد و شرکت توزیع می‌تواند مشارکت بیشتری در بازار داشته باشد. چهار حالت متفاوت برای این سیستم شبیه‌سازی شد. حالتی که علاوه بر کمیت قرارداد قطع بار، از نظر کیفیت قرارداد نیز تفاوت داشتند. نتایج حاصل از این بررسی‌ها نشان داد که استفاده از قراردادهای قطع بار می‌تواند موجب افزایش سود شرکت توزیع شود. استفاده از بار قابل قطع موجب شد تا DG ها بتوانند در تولید توان نقش مؤثرتری داشته و شرکت توزیع بتواند با فروش بیشتر توان به شبکه بالا دست سود خود را بیشینه کند.



شکل (۵) سود کل در چهار حالت

مراجع:

- [12] Shishebori, A.; Kian, A.R., "Risk analysis for distribution company energy procurement with pool market, DGs and demand response," Electrical Engineering (ICEE), 2010 18th Iranian Conference on, vol., no., pp.949,954, 11-13 May 2010.
- [13] M. Peik-Herfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 44, pp. 88-98, 2013.

رزومه



نوید کلیددار در شوش متولد شده است. تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق - قدرت از دانشگاه شهید چمران اهواز (۱۳۹۰) و کارشناسی ارشد مهندسی برق - قدرت از دانشگاه علوم و تحقیقات خوزستان (۱۳۹۳) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته و بازار برق است.



سید سعیداله مرتضوی در بهبهان متولد شده است. تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق - قدرت از دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۶۶)، کارشناسی - ارشد مهندسی برق - کنترل از دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۶۹) و دکتری مهندسی

برق-کنترل از دانشگاه تکنولوژی دهلی نو (۱۳۷۷) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه سیستم‌های کنترل هوشمند، سیستم‌های کنترل قدرت، هوش محاسباتی و شبکه‌های کامپیوتری و اتوماسیون صنعتی و اداری است و در حال حاضر دانشیار گروه برق دانشگاه شهید چمران اهواز می‌باشد.



حسن براتی در دزفول متولد شده است (۱۳۴۸). تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق - الکترونیک از دانشگاه صنعتی اصفهان (۱۳۷۱)، کارشناسی ارشد مهندسی برق - قدرت از دانشگاه تبریز (۱۳۷۵) و دکتری مهندسی

برق-قدرت از دانشگاه آزاد واحد علوم و تحقیقات تهران (۱۳۸۷) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه ادوات FACTS، کیفیت توان، و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت است و در حال حاضر استادیار گروه برق دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول می‌باشد.

- [1] Jenkins N. Secretary of the CIRED working group no. 4 on dispersed generation Preliminary discussion at CIRED; 1999.
- [2] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, and M. Salama, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market", IEEE Trans. Power Syst., vol.19, Aug. 2004, pp. 1674-1684.
- [3] Tuan, L. A., "Interruptible Load as an Ancillary Service in Deregulated Electricity Markets," Ph.D. Thesis, University of Technology, Göteborg, Sweden, 2004
- [4] K. Bhattacharya, M. H. J. Bollen, and J. E. Daalder, "Real time optimal interruptible tariff mechanism incorporating utility-customer interactions," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 15, pp. 700-706, 2000.
- [5] N. C. Scott, D. J. Atkinson, and J. E. Morrell, "Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation", IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 2, May 2002, pp. 510-515.
- [6] E. Carpaneto, G. Chicco, and J. S. Akilimali, "Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 1170-1179, 2006.
- [7] Algarni, A.A.S.; Bhattacharya, K., "Disco Operation Considering DG Units and Their Goodness Factors," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.24, no.4, pp.1831,1840, Nov. 2009.
- [8] Moghimi Ghadikolaei,H.; Tajik,E.; Aghaei,J.; Charwand,M.; "Integrated day-ahead and hour-ahead operation model of discos in retail electricity markets considering DGs and CO2 emission penalty cost," Applied Energy, Vol.95,pp.174,185,July 2012.
- [9] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "Investigating distributed generation systems performance using Monte Carlo simulation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 524-532, 2006.
- [10] H. A. Gil and G. Joos, "Models for quantifying the economic benefits of distributed generation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 23, pp. 327-335, 2008.
- [11] Haghghat, H.; Kennedy, S.W., "A Bilevel Approach to Operational Decision Making of a Distribution Company in Competitive Environments," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.27, no.4, pp.1797,1807, Nov. 2012.