

## کنترل ولتاژ و توان راکتیو در شبکه توزیع به صورت محلی و کنترل از راه دور در حضور ژنراتورهای القایی

بهنام رضایی<sup>۱\*</sup>، محمدتقی عاملی<sup>۲</sup>

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۳۹۴/۰۴/۱۵	کنترل ولتاژ و توان راکتیو در شبکه‌های توزیع جزو پایه‌ای‌ترین اقدامات بهره‌بردار شبکه توزیع است. این کار معمولاً توسط کنترل محلی تپ‌چنجر قابل قطع زیر بار، خازن‌های پست و خازن‌های فیدر صورت می‌گیرد. امروزه استفاده از منابع تولید پراکنده (DG) در شبکه‌های توزیع این نحوه‌ی کنترل را دستخوش تغییر کرده است. در این مقاله ابتدا کنترل ولتاژ و توان راکتیو به صورت محلی بررسی شده و سپس چگونگی تاثیر حضور DG از نوع ژنراتور القایی بر این روش کنترلی ارزیابی می‌شود. در ادامه یک هماهنگی مناسب بین تپ‌چنجر قابل قطع زیر بار، خازن‌های پست و خازن‌های فیدر جهت کنترل مطلوب ولتاژ و توان راکتیو به صورت محلی ارائه می‌شود. نتایج نشان می‌دهد استفاده از کنترل محلی در حضور ژنراتور القایی بهینه نبوده و گاهی قیود بهره‌برداری نقض می‌شود. در نهایت سه روش برای کنترل ولتاژ و توان راکتیو در حضور ژنراتور القایی به منظور کاهش تلفات و رعایت قیود بهره‌برداری در طی شبانه‌روز پیشنهاد شده و نتایج ارائه می‌گردد. ژنراتور القایی در دو حالت توان ثابت و توان متغیر ارزیابی می‌شود. مطالعات شبیه‌سازی بر روی یک شبکه توزیع با ۱۰ باس و ولتاژ ۷۰/۱۰ kV صورت گرفته است.
پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۰۳/۰۵	
<b>واژگان کلیدی:</b> تپ‌چنجر قابل قطع زیر بار، تلفات، تولید پراکنده، خازن پست، خازن فیدر، ژنراتور القایی، شبکه توزیع، کنترل ولتاژ و توان راکتیو.	

### ۱- مقدمه

یکی از مباحث اصلی در بهره‌برداری شبکه‌های توزیع با توجه به توسعه وسایل اندازه‌گیری هوشمند و سیستم اتوماسیون شبکه توزیع، کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ است که تاثیر زیادی از حضور منابع تولید پراکنده می‌پذیرد [۱]. امروزه به کارگیری منابع تولید پراکنده (DG) جهت شارش توان و ولتاژ فیدرها را تغییر داده است. از این رو اتصال DG به شبکه توزیع، نیازمند یک هماهنگی مناسب بین DG و تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو موجود در شبکه است [۲].

کنترل ولتاژ و توان راکتیو در شبکه‌های توزیع معمول با استفاده از یک تپ‌چنجر (قابل قطع زیر بار) و خازن‌های

شنت نصب شده بدست می‌آید. تپ‌چنجر ولتاژ سمت ثانویه ترانسفورماتور را به وسیله تنظیم موقعیت تپ ثابت نگه می‌دارد و خازن‌های شنت برای جبران توان راکتیو و در نتیجه کاهش افت ولتاژ استفاده می‌شوند [۳]. در [۴] نمونه‌ای از کنترل تجهیزات تنظیم ولتاژ شامل تپ‌چنجر، خازن‌های سوئیچ‌شونده و SVC ها، پیشنهاد شده است. هدف اصلی مقالات در حوزه کنترل ولتاژ و توان راکتیو شبکه توزیع، کمینه کردن تلفات، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش انحرافات ولتاژ باس‌های شبکه توزیع است. به طور نمونه در [۵]، الگوریتم ژنتیک اصلاح شده با منطق فازی برای کمینه کردن انحراف ولتاژ و هزینه تلفات توان و در [۶] یک روش جبران‌سازی بر پایه هزینه روزانه

\* پست الکترونیک نویسنده مسئول: behnam\_rezaei1990@yahoo.com

۱. کارشناس ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی و مهندسی شهید

عباسپور - دانشکده مهندسی برق

۲. استاد، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور -

دانشکده مهندسی برق

محاسبات و افزایش سرعت برنامه‌های زمان‌بندی بهره‌برداری، از پیش‌بینی قدرت باد دو یا سه ساعته در حضور نیروگاه بادی استفاده می‌شود [۱۹].

مراجع ذکر شده یا وابسته به لینک‌های ارتباطی برای تمام خازن‌های فیدر بوده (کنترل از راه دور) یا تأکیدشان بر هماهنگی بین DG و تنها یک نوع تجهیز کنترل ولتاژ و توان راکتیو است. در بعضی از مراجع نیز تنها کنترل محلی در حضور DG پیشنهاد شده که بهینه نیست. این موضوع هم که تنظیم یک تجهیز چه تاثیری بر سایر تجهیزات در لحظه بهره‌برداری دارد، بررسی نشده است. از این رو در این مقاله ابتدا کنترل ولتاژ و توان راکتیو به صورت محلی بر روی یک شبکه توزیع نمونه ارائه شده و بررسی می‌شود که در لحظه بهره‌برداری تنظیم یک تجهیز چه تاثیری بر سایر تجهیزات دارد. این نحوه کنترل بر مبنای یک هماهنگی مناسب بین تپ‌چنجر، خازن‌های پست و خازن‌های فیدر و بر پایه‌ی یک پروفیل بار روزانه‌ی مشخص است. در ادامه تاثیر DG بر این نحوه کنترل بررسی شده و همچنین چگونگی تغییر استراتژی کنترلی در حضور DG ارائه می‌شود. در نهایت نیز سه روش پیشنهادی از جمله ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور به منظور کاهش تلفات، کاهش تعداد عملکردهای تپ‌چنجر و سوئیچینگ خازن‌ها و رعایت قیود بهره‌برداری در طی شبانه‌روز ارائه می‌گردد. DG های مدل شده در این مقاله از نوع ماشین القایی بوده که معمولاً به شکل ژنراتور در کنار توربین‌های بادی و آبی کوچک کاربرد دارد [۲۰]. DG با قدرت خروجی قابل تنظیم (به نمایندگی نیروگاه برق آبی کوچک) و همچنین DG با قدرت خروجی متغیر (به نمایندگی نیروگاه بادی) بررسی می‌شوند. در حضور نیروگاه بادی کنترل‌کننده‌های محلی طوری تنظیم می‌شوند که کارایی خود را هنگامی که قدرت باد نسبت به پیش‌بینی قبلی تغییر کرد، حفظ کنند. بدین منظور شبیه‌سازی در یک دوره پیوسته صورت گرفته و هماهنگی مناسب تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو، نشان داده می‌شود.

لیست نوآوری‌ها و موارد برجسته این مقاله عبارتند از:

- ۱- بررسی نحوه تنظیم کنترل‌کننده‌های محلی تپ‌چنجر و خازن‌های فیدر و پست برای داشتن بهترین عملکرد در لحظه بهره‌برداری.
- ۲- بررسی و شبیه‌سازی اینکه تنظیم یک تجهیز کنترل ولتاژ و توان راکتیو چه تاثیری بر سایر تجهیزات دارد.

کنترل ولتاژ و توان راکتیو پیشنهاد شده است.

بهره‌برداران شبکه توزیع برای کاهش تلفات شبکه و نگهداری ولتاژ آن در یک محدوده قابل قبول، معمولاً از روش کنترل محلی برای کنترل خازن‌های شنت و تپ‌چنجر استفاده می‌کنند. این روش با استفاده از کنترل‌کننده‌ی ولتاژی برای تپ‌چنجر و کنترل‌کننده‌های ولتاژی، توانی (راکتیو) و یا زمانی برای خازن‌ها صورت می‌پذیرد. در [۷] و [۸] تنها از روش کنترل محلی برای هماهنگی خازن و تپ‌چنجر حتی در حضور DG استفاده شده است. اشکال این روش این است که تلفات همیشه کمینه نخواهد شد. از طرفی دیگر در [۹]، [۱۰] و [۲] بهره‌برداری و کنترل محلی تپ‌چنجر و خازن‌ها، به طور کامل با کنترل از راه دور جایگزین شده و در تمام ساعات با استفاده از برنامه زمان‌بندی خودکار کنترل می‌شوند. در [۱۱] کنترل زمان حقیقی برای هماهنگی DG با خازن‌ها و در [۱۲]، برنامه زمان‌بندی روزانه تغییرات تپ‌چنجر مرتبط با شبکه هوشمند پیشنهاد شده است. اشکال جایگزینی کنترل محلی با کنترل از راه دور به طور کامل این است که حتی اگر موقعیت تپ تپ‌چنجر و وضعیت در مدار / خارج مدار بودن خازن‌ها در زمان تنظیم بهینه باشد، از آن جا که بار پیوسته در حال تغییر است، وضعیت بهینه ممکن است مدت زمان زیادی تداوم نیابد تا اینکه تنظیم بعدی صورت گیرد. همچنین تنظیم خازن و تپ‌چنجر از راه دور به طور مکرر مثلاً هر ۱۵ دقیقه یک بار غیرممکن است. به‌علاوه این که با حذف کامل کنترل محلی، تپ‌چنجر و خازن‌ها قابلیت خود را در واکنش به تغییر بار از آنچه که قبلاً پیش‌بینی شده است، از دست می‌دهند.

از سویی دیگر برای نفوذ بیشتر DG ها در شبکه توزیع، در [۱۳] و [۱۴] هماهنگی لازم بین DG و تپ‌چنجر و در در [۱۵]، نیاز به تغییر تنظیمات کنترلی خازن‌ها در حضور DG بیان شده است. در [۱۶]، از روش بهینه‌سازی فازی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار و باد و در [۱۷]، از یک مدل احتمالی برای کنترل ولتاژ و توان راکتیو در حضور نیروگاه بادی استفاده شده است. در [۱۸] عدم قطعیت در پیش‌بینی بار، قدرت باد و تابش خورشید در یک مدل چندهدفه تصادفی در حضور DG از نوع توربین آبی، فیول‌سل، توربین بادی و نیروگاه فتوولتائیک و با هدف کمینه کردن تلفات انرژی، انحرافات ولتاژ و کل هزینه‌های انرژی، ارائه شده است. با این حال معمولاً به منظور کاهش

می‌کند.

$$U_{LB} \leq U_1 \leq U_{UB} \quad (1)$$

در رابطه بالا داریم:

$$U_{LB} = U_{set} - 0.5 U_{DB}$$

$$U_{LB} = U_{set} + 0.5 U_{DB}$$

$U_{set}$ : ولتاژ تنظیمی تپ چنجر

$U_{DB}$ : باند تنظیم<sup>۱</sup>

## ۲-۲- کنترل توان راکتیو با خازن‌های شنت

خازن‌های شنت طبق (۲)، توان راکتیو به شبکه تزریق می‌کنند:

$$Q_C = Q_{C, rat} \times U_C^2 \quad (2)$$

$Q_C$ : توان راکتیو تزریق شده توسط خازن بر حسب Mvar

$Q_{C, rat}$ : توان راکتیو نامی خازن بر حسب Mvar

$U_C$ : ولتاژ پیرونیته شده (نسبت به ولتاژ نامی خازن)

توان راکتیو تزریق شده توسط خازن، توان راکتیو بار را جبران کرده و برای شبکه‌ای با دو باس (شکل (۲))، مطابق با فرمول تقریبی افت ولتاژ  $\Delta U$  (رابطه (۳)) به بهبود ولتاژ کمک می‌کند.

$$\Delta U = U_0 - U_1 \approx \frac{RP + XQ}{U_1} \quad (3)$$

$R$  و  $X$  به ترتیب مقاومت و راکتانس خط هستند. خازن‌های نصب شده می‌توانند به روش‌های مختلفی از جمله زمانی، ولتاژی و یا توانی (راکتیو) کنترل شوند. نصب خازن‌هایی که به صورت زمانی کنترل می‌شوند، اکثراً بر روی فیدرهایی با پروفیل بار روزانه مشخص در دراز مدت، قابل اجراست. اصلی‌ترین اشکال این روش، عدم انعطاف آن در پاسخ به تغییر بار با توجه به تغییر آب و هوا، تعطیلات و ... است. جایی که مهم‌ترین نقش خازن پشتیبانی ولتاژ و تنظیم آن است، خازن‌های کنترل‌شونده‌ی ولتاژی مناسب‌ترین نوع کنترل را دارا هستند. در مواقعی هم که کمینه کردن شارش توان راکتیو مدنظر باشد، خازن‌هایی که کنترل آنها بر روی توان راکتیوشان است، موثرترند [۲۱].

قسمت عمده‌ی تغییرات بار، مرتبط با وضعیت آب و هوا، الگوی ثابت موجود در طول ساعات یک روز و بنا بر فعالیت‌های اجتماعی مردم است. از این رو پروفیل بار بسیار

۳- بررسی تغییر ولتاژ ناشی از تغییر تپ چنجر، تغییر بار و سوئیچینگ خازن‌ها و نحوه تاثیر آن در برنامه کنترل ولتاژ و توان راکتیو.

۴- ایجاد هماهنگی مناسب بین DG و تمام تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو برای لحظه بهره‌برداری با ارائه دیاگرام مربوطه.

۵- پیشنهاد سه روش برای کنترل ولتاژ و توان راکتیو پس از تبیین روش کنترل محلی و بررسی مزایا و معایب آنها.

۶- شبیه‌سازی کنترل محلی و ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور ولتاژ و توان راکتیو در حضور DG و نمایش کارایی روش پیشنهادی طی یک دوره (۲۴ ساعت).

۷- عدم وابستگی روش‌های پیشنهادی به لینک‌های ارتباطی (هزینه‌بر) برای خازن‌های فیدر.

## ۲- کنترل ولتاژ و توان راکتیو در شبکه‌های توزیع

برنامه اصلی کنترل ولتاژ در بهره‌برداری شبکه توزیع به این شکل است که وقتی بار فیدرها تغییر می‌کند، باید تمهیداتی جهت تنظیم ولتاژ به کار رود به طوری که ولتاژ بارها در سطح قابل قبولی باقی بماند. ولتاژ مطلوب می‌تواند هم توسط کنترل مستقیم ولتاژ و هم به وسیله‌ی کنترل شارش توان راکتیو بدست آید.

### ۲-۱- کنترل ولتاژ توسط تپ چنجر

یک ترانسفورماتور مجهز به تپ چنجر می‌تواند نسبت به بار موجود و یا بار پیش‌بینی شده، نسبت تبدیل ولتاژی خود را تنظیم کرده تا افت ولتاژ ناشی از خطوط بالادست و خودش را جبران کند. در این مقاله تنها به OLTC (تپ چنجر قابل قطع زیر بار) پرداخته می‌شود. تپ چنجر قسمت مهمی از یک ترانسفورماتور قدرت فشارقوی / فشار متوسط است [۲ و ۳]. اصول کار تپ چنجر در شکل (۱) آمده است. کار تپ چنجر نگه داری ولتاژ باس ثانویه ترانسفورماتور ( $U_1$ ) در یک محدوده ثابت و از قبل تنظیم شده طبق (۱) است. در صورتی که ولتاژ باس ثانویه از این محدوده خارج شود، تپ چنجر با کاهش یا افزایش تپ خود، ولتاژ را به صورت پله‌ای به ولتاژ تنظیمی ( $U_{set}$ ) نزدیک

<sup>1</sup> Deadband

قیود ولتاژ، ظرفیت گرمایی خط و ظرفیت ترانسفورماتور پست در بدترین شرایط بهره‌برداری که توسط [۲۴] و [۲۵] بیان شده است، از حدود مجاز خود خارج نشود. این شرایط در زیر به طور خلاصه آمده‌اند:

- تولید صفر و بار حداکثر
- تولید و بار حداکثر
- تولید حداکثر و بار حداقل

با این حال اطمینان از این که تنها در بدترین شرایط بهره‌برداری، ولتاژ از حداکثر مقدار مجاز خود عبور نکند، کافی نخواهد بود. به طور مثال ترکیب حضور خازن فیدر و DG می‌تواند باعث اضافه ولتاژهایی در بار کم و نه لزوماً بار حداقل شود؛ چرا که خازن فیدر وقتی که بار حداقل باشد از مدار خارج می‌شود. همچنین در حضور ژنراتور القایی این اطمینان باید حاصل شود که تپ‌چنجر قابلیت عملکرد صحیح خود را هنگامی که توان از شبکه توزیع به شبکه انتقال برمی‌گردد، داشته باشد.

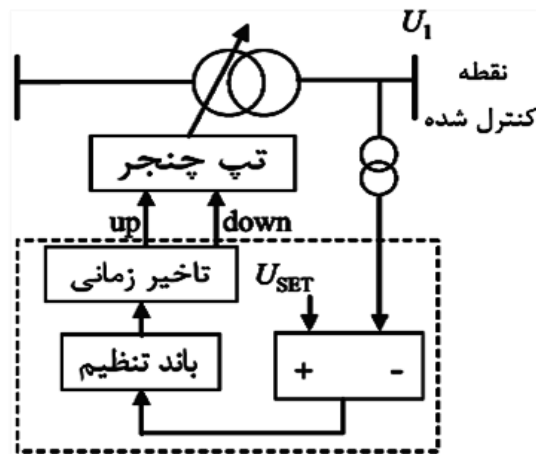
#### ۲-۴- هدف

در این مقاله از بهینه‌سازی یک تابع هدف به شکل تئوری و استفاده از روش متداول پخش بار بر روی شبکه توزیع، صرف‌نظر شده و از بخش سیمولینک نرم افزار متلب برای شبیه‌سازی واقعی لحظه بهره‌برداری، با تعیین و تنظیم کنترل‌کننده‌های تجهیزات مختلف شبکه طبق ساز و کار پیشنهادی مقاله استفاده می‌گردد. هدف اصلی این مقاله کاهش تلفات و به دست آوردن موارد زیر در هنگام بهره‌برداری از شبکه توزیع است.

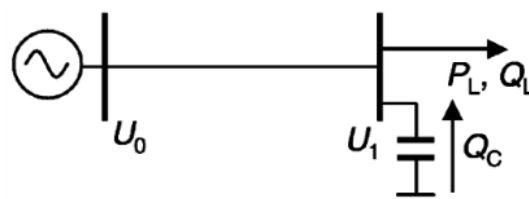
- ۱- بهبود پروفیل ولتاژ
- ۲- شارش بهینه توان راکتیو در فیدرها
- ۳- شارش بهینه توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور
- ۴- کاهش تعداد سوئیچینگ‌های خازن و تغییر تپ‌چنجر (کاهش هزینه‌های تعمیرات و نگهداری)

در اینجا منظور از تلفات، مجموع تلفات ترانسفورماتور و تلفات فیدر شبکه توزیع است. تلفات متناسب با مجذور جریان بوده و بنابراین کاهش هر چه بیشتر جریان به معنی کاهش تلفات در شبکه می‌باشد. در بارهای توان ثابت جریان رابطه عکس با ولتاژ دارد، بنابراین بهره‌برداری شبکه در ولتاژ بالاتر به معنی کاهش جریان و کاهش تلفات است. از طرفی کمینه کردن تلفات ترانسفورماتور با کمینه کردن توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور بدست می‌آید. از این

قابل تخمین بوده و می‌توان آن را به صورت یک روزه و با میانگین خطای کمتر از ۲٪ پیش‌بینی کرد [۲۲]. بنابراین تنظیم تپ‌چنجر و خازن‌ها می‌تواند بر پایه‌ی پیش‌بینی بار یک روزه برنامه‌ریزی شود.



شکل ۱: اصول کار تپ‌چنجر



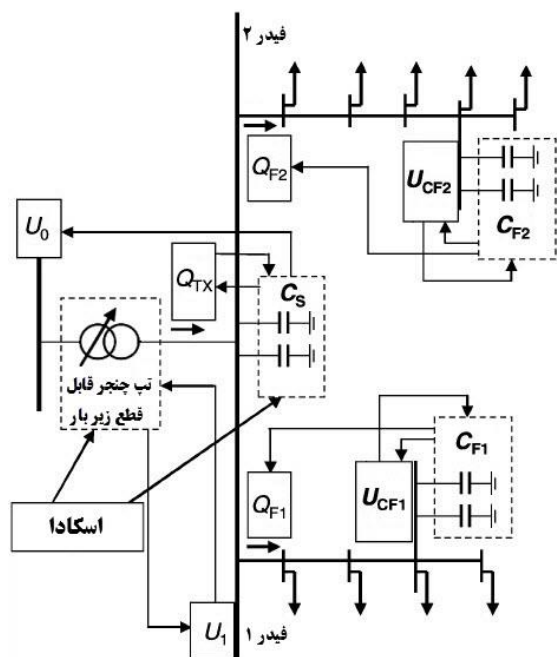
شکل ۲: دیاگرام تک خطی یک شبکه ۲ باسه به همراه خازن

#### ۲-۳- کنترل ولتاژ و توان راکتیو در حضور ژنراتور القایی

ژنراتور القایی از شبکه توان راکتیو جذب می‌کند. بنابراین به طور معمول خازن‌های شنت بر روی ترمینال‌های DG نصب می‌شوند تا توان راکتیو مصرف شده توسط DG را جبران کنند [۲۳]. با جابجایی خازن در شکل (۲) با یک ژنراتور القایی که توان اکتیو (PG)، تولید و توان راکتیو (QG) مصرف می‌کند، فرمول تقریبی افت ولتاژ به صورت (۴) در می‌آید:

$$\Delta U = U_0 - U_1 \approx \frac{R(P_L - P_G) + X(Q_L + Q_G)}{U_1} \quad (4)$$

این فرمول نشان می‌دهد که توان اکتیو DG ولتاژ را در باس فشار متوسطی که DG به آن متصل است، افزایش و توان راکتیو مصرفی DG آن را کاهش می‌دهد. بنابراین بسته به قدرت DG و جبران‌سازی خازن‌ها، DG می‌تواند پروفیل ولتاژ را در طول فیدر افزایش و یا کاهش دهد. قبل از نصب DG بهره‌بردار شبکه توزیع باید مطمئن شود که



شکل ۳: دیاگرام روش پیشنهادی کنترل ولتاژ و توان راکتیو

از طرفی دیگر مهم‌ترین متغیرهای تصمیم‌گیری در تعیین استراتژی روش پیشنهادی عبارت است از: ۱- تغییر ولتاژ ناشی از تغییر بار، تغییر تپ تپ‌چنجر و سوئیچینگ خازن‌ها در باس‌های مهم (باس‌های خازن فیدر، خازن پست و تپ‌چنجر)؛ ۲- تاثیر عملکرد خازن‌های فیدر، خازن‌های پست و تپ‌چنجر بر عملکرد یکدیگر؛ ۳- تاخیر زمانی و ترتیب عملکرد تجهیزات مذکور؛ ۴- تاثیر نصب DG در شبکه. موارد مذکور در بخش‌های بعدی مورد بحث قرار می‌گیرند.

### ۳-۱- تنظیمات کنترل محلی تپ‌چنجر و خازن‌ها

تنظیمات کنترل محلی تپ‌چنجر و خازن‌ها در جدول ۱ آمده و در ادامه پارامترهای آن توضیح داده می‌شود.

جدول ۱: تنظیمات کنترل محلی خازن‌ها و تپ‌چنجر

تپ‌چنجر		خازن‌های فیدر		خازن‌های پست	
$U_{set}$	DB	$U_{ON}$	$U_{OFF}$	$Q_{ON}$	$Q_{OFF}$
[pu]	[pu]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]
۱,۰۳۵	۰,۰۳	۰,۹۹	۱,۰۵	-۲	۲

۱-  $U_{DB}$ : پهنای باند تپ‌چنجر و حساسیت عکس‌العمل آن به تغییر ولتاژ باس ثانویه پست است. اگر ولتاژ باس ثانویه در محدوده‌ی  $U_{set} - 0.5 U_{DB} < U_1 < U_{set} + 0.5 U_{DB}$  باشد، تپ‌چنجر عملکردی نخواهد داشت و اگر ولتاژ از این محدوده خارج شود تپ‌چنجر به صورت پله‌ای ولتاژ را به این محدوده می‌رساند.  $U_{DB}$  اگر کوچک باشد باعث

رو برای برقراری اجزای هدف این مقاله با فرض توان ثابت بودن بارها بایستی شبکه در بالاترین ولتاژ ممکن کار کرده و این ولتاژ هنگامی که مصرف توان راکتیو شبکه قابل ملاحظه است، موجب خروج خازن‌های کنترل‌شونده ولتاژی نشود. قیود بهره‌برداری در این شبیه‌سازی عبارتند از: اندازه ولتاژ باس‌ها، ظرفیت گرمایی خطوط و ظرفیت ترانسفورماتور (روابط (۵) تا (۷)) که به صورت لحظه‌ای مورد سنجش و نظارت قرار گرفته و با یک هماهنگی مناسب بین تپ‌چنجر و خازن‌ها، در محدوده‌های مجاز خود قرار می‌گیرند.

$$U_{min} \leq U_k \leq U_{max} \quad (5)$$

$$I_{L,p} \leq I_{L,p, rat} \quad (6)$$

$$S_{TX} \leq S_{TX, rat} \quad (7)$$

$U_k$ : ولتاژ باس  $k$  ام

$U_{min}$ : کمترین ولتاژ مجاز (۰.۹۵ pu)

$U_{max}$ : بیشترین ولتاژ مجاز (۱.۰۵ pu)

$I_{L,p}$ : جریان جاری شده در خط  $p$  ام

$I_{L,p, rat}$ : ظرفیت گرمایی خط  $p$  ام

$S_{TX}$ : توان ظاهری عبوری از ترانسفورماتور پست

$S_{TX, rat}$ : ظرفیت نامی ترانسفورماتور پست

### ۳-۲ روش پیشنهادی

دیاگرام روش پیشنهادی کنترل ولتاژ و توان راکتیو در شبکه توزیع در شکل (۳) نشان داده شده و توضیحات مربوط به آن در ادامه بیان می‌شود.

در این روش تپ‌چنجر توسط ولتاژ باس ثانویه پست ( $U_1$ ) کنترل شده و آن را در یک محدوده مشخص طبق (۱) نگه می‌دارد. خازن پست توسط توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور ( $Q_{TX}$ ) کنترل شده و با تزریق توان راکتیو آن را جبران می‌کند. این کنترل همچنین ولتاژ باس اولیه پست ( $U_0$ ) را تنظیم کرده، ولتاژ را بهبود داده و تلفات اکتیو ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد. خازن‌های فیدر نیز توسط ولتاژ باس‌های محلی  $U_{CF1}$  و  $U_{CF2}$  کنترل شده، توان راکتیو فیدرها را جبران کرده، تلفات را کاهش داده و در راستای تکمیل کار تپ‌چنجر، ولتاژ روی فیدرها را در شرایط مطلوب نگه می‌دارد. در اینجا وظیفه اصلی خازن‌های پست و خازن فیدر، به ترتیب کمینه کردن توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور و کمک در تنظیم ولتاژ فیدرها است.

به صورت  $U_{\max} = U_{\text{set}} - 0.5 U_{\text{DB}}$  برای  $U_{\text{set}} = U_{\text{DB,max}}$  تپ‌چنجر و  $U_{\text{OFF}} = U_{\text{max}}$  برای خازن فیدر بدست می‌آید.

**۲-۳- تغییر ولتاژ ناشی از تغییر بار، سوئیچینگ خازن‌ها و عملکرد تپ‌چنجر**

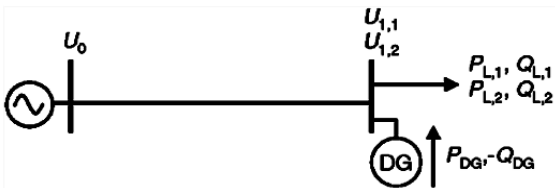
برای توضیح تغییر ولتاژ ناشی از تغییر بار در یک شبکه با یک ژنراتور القایی، از دیاگرام تک خطی یک شبکه دو باسه (شکل (۴)) استفاده می‌کنیم.

فرض بر این است که بار از  $P_{L1}$  به  $P_{L2}$  با ضریب قدرت ثابت افزایش پیدا کند. تغییر ولتاژ در باس ۱ به خاطر افزایش بار به صورت (۸) خواهد بود:

$$U_{1,1} - U_{1,2} \approx \frac{R(P_{L,2} - P_G) + X(Q_{L,2} + Q_G)}{U_{1,2}}$$

$$\frac{R(P_{L,1} - P_G) + X(Q_{L,1} + Q_G)}{U_{1,1}} \quad (8)$$

رابطه (۸) نشان می‌دهد که توان اکتیو تولیدی DG، تغییر ولتاژ باس ۱ را کاهش و توان راکتیو مصرفی DG، آن را افزایش می‌دهد.



شکل ۴: دیاگرام تک خطی یک شبکه ۲ باسه با یک تغییر بار

می‌شود تپ‌چنجر به تغییرات ولتاژ حساس‌تر بوده و ولتاژ  $U_1$  را نزدیک‌تر به  $U_{\text{set}}$  نگه دارد. با این حال این کار باعث می‌شود تپ‌چنجر به تعداد بیشتری عملکرد داشته باشد.

**۲-  $U_{\text{set}}$ :** ولتاژ تنظیم کنترلی تپ‌چنجر است و طوری انتخاب می‌شود که ولتاژ در سراسر فیدر در محدوده مجاز بوده و اهداف مساله نیز برقرار شود.

**۳-  $U_{\text{OFF}}$ :** ولتاژی است که در آن خازن فیدر از مدار خارج می‌شود.

**۴-  $U_{\text{ON}}$ :** ولتاژی است که در آن خازن فیدر وارد مدار می‌شود و باید طوری تنظیم شود که ولتاژ حاصل از ورود خازن همیشه کمتر از  $U_{\text{OFF}}$  باشد تا خازن دوباره از مدار خارج نشود.

**۵-  $Q_{\text{ON}}$ :** مقدار توان راکتیوی است که اگر از باس اولیه ترانسفورماتور به باس ثانویه آن عبور کند، خازن پست وارد مدار می‌شود. از آن جایی که کمینه کردن تلفات ترانسفورماتور از طریق کمینه کردن توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور حاصل می‌شود، بنابراین این مقدار برابر با توان راکتیو نامی خازن ( $Q_{\text{ON}} = Q_{\text{C, rat}}$ ) تنظیم می‌شود.

**۶-  $Q_{\text{OFF}}$ :** مقدار توان راکتیوی است که اگر از باس ثانویه ترانسفورماتور به باس اولیه آن عبور کند، خازن پست از مدار خارج می‌شود ( $Q_{\text{OFF}} = -Q_{\text{C, rat}}$ ).

هنگامی که DG در شبکه نیست، تنظیمات جدول ۱ تلفات را حداقل می‌سازد. این کار با بهره‌برداری از فیدرها نزدیک

جدول ۲: تغییر ولتاژ باس ثانویه پست (pu) ناشی از  $0.05 \text{ pu}$  افزایش بار در یک سطح بار مشخص در شبکه با ژنراتور القایی

سطح بار	$P_L=0.08 \text{ Pu}$	$P_L=0.06 \text{ Pu}$	$P_L=0.04 \text{ Pu}$
بدون DG	۰/۰۰۶	۰/۰۰۶	۰/۰۰۵
با DG و $P_{DG}=1/\Delta \text{ MW}$	۰/۰۰۷	۰/۰۰۶	۰/۰۰۶
با DG و $P_{DG}=2/\Delta \text{ MW}$	۰/۰۰۸	۰/۰۰۸	۰/۰۰۷

جدول ۳: تغییر ولتاژ باس ثانویه پست و باس خازنی (pu) ناشی از سوئیچینگ خازن فیدر  $C_{F21}$  در شبکه با ژنراتور القایی

باس ۱		باس ۹		
$P_L=0.04 \text{ Pu}$	$P_L=0.08 \text{ Pu}$	$P_L=0.04 \text{ Pu}$	$P_L=0.08 \text{ Pu}$	
۰/۰۱۱	۰/۰۱۱	۰/۰۳۳	۰/۰۳۵	بدون DG
۰/۰۱۳	۰/۰۱۴	۰/۰۰۴	۰/۰۴۱	با DG و $P_{DG}=1/\Delta \text{ MW}$
۰/۰۱۹	۰/۰۰۲	۰/۰۵۴	۰/۰۵۵	با DG و $P_{DG}=2/\Delta \text{ MW}$

جدول ۴: تغییر ولتاژ باس ثانویه پست و باس خازنی (pu) ناشی از افزایش یک پله‌ای تپ‌چنجر در شبکه با ژنراتور القایی

باس ۱		باس ۹		
$P_L=0/4Pu$	$P_L=0/8Pu$	$P_L=0/4Pu$	$P_L=0/8Pu$	
۰/۰۱۲	۰/۰۱۲	۰/۰۱۲	۰/۰۱۳	بدون DG
۰/۰۱۲	۰/۰۱۳	۰/۰۱۳	۰/۰۱۵	با DG و $P_{DG}=1/5MW$
۰/۰۱۶	۰/۰۱۷	۰/۰۲	۰/۰۲	با DG و $P_{DG}=2/5MW$

افزایش داده و این مبنای عملکرد خازن‌های پست در کمینه کردن تلفات است. از طرفی اگر چه وارد / خارج مدار شدن خازن‌های پست باعث افزایش / کاهش ولتاژ در نقاط اتصال خازن فیدر می‌شود، با این حال افزایش / کاهش ولتاژ به عوامل دیگر نیز وابسته است. از این رو خازن‌های فیدر بایستی تاخیر زمانی کمتری نسبت به خازن‌های پست داشته باشند.

۳- وارد / خارج مدار شدن خازن‌های پست می‌تواند ولتاژ سمت ثانویه پست را افزایش / کاهش داده و باعث عملکرد تپ‌چنجر شود. از طرفی عملکرد تپ‌چنجر، تقریباً تاثیری بر توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور ندارد.

بنابراین برای کاهش تعداد عملکردهای تپ‌چنجر و خازن‌ها و نیز دستیابی به اهداف مقاله، تأخیر زمانی عملکرد تجهیزات به صورت (۹) تنظیم می‌شود:

$$td_{FC} < td_{SC} < td_{OLTC} \quad (9)$$

$td$ ، تأخیر زمانی عملکرد و زیروندهای  $FC$  و  $SC$  به ترتیب به معنی خازن فیدر و خازن پست است. در حضور DG تغییر ولتاژ باس ۹ ناشی از سوئیچینگ خازن  $C_{F21}$  در حدود  $0.055 pu$  بوده و این یعنی هنگامی که خازن در ولتاژ  $1.05 pu$  از مدار خارج می‌شود، ولتاژ باس ۹ به  $0.995 pu$  کاهش یافته و این نزدیک ولتاژ ورود خازن است (جدول ۱). اگر تأخیر زمانی خازن فیدر کمتر از تپ‌چنجر باشد، باعث می‌شود با توجه به تغییرات ولتاژ بعدی، خازن فیدر به تعداد زیادی در طی شبانه‌روز تغییر وضعیت دهد. بنابراین تأخیر زمانی عملکرد تپ‌چنجر و خازن‌ها در حضور DG طبق (۱۰) تنظیم می‌شود.

$$td_{OLTC} < td_{FC} < td_{SC} \quad (10)$$

#### ۴- مطالعات عددی

کنترل ولتاژ و توان راکتیو معرفی شده در بخش ۳، بر روی

تغییر ولتاژ باس ثانویه پست ناشی از افزایش  $0.05 pu$  بار در شبکه نمونه، در جدول ۲ آمده است. بار از سطح مورد نظر افزایش پیدا می‌کند و این در حالی است که تپ‌چنجر و تمام خازن‌های شبکه بدون تغییر باقی مانده‌اند. این جدول نشان می‌دهد تغییر ولتاژ در حضور DG بیشتر از وقتی است که DG در شبکه نیست.

به طور مشابه همان‌طور که در جداول ۳ و ۴ نشان داده شده است تغییر ولتاژ به واسطه‌ی عملکرد تپ‌چنجر و سوئیچینگ خازن فیدر، هنگامی که DG در شبکه حضور دارد افزایش پیدا می‌کند. مقادیر این جدول‌ها با تغییر وضعیت یکی از تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو و ثابت نگه داشتن بقیه تجهیزات بدست آمده است.

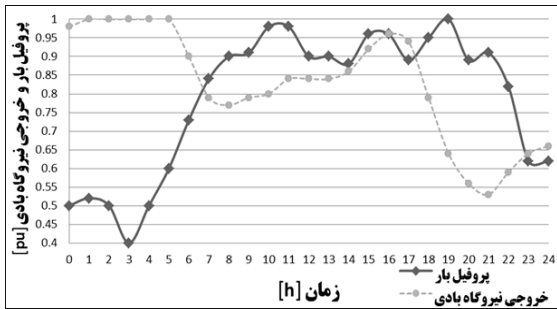
#### ۳-۳- ترتیب عملکرد تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو در روش کنترل محلی

ترتیب عملکرد تپ‌چنجر و خازن‌ها در روش پیشنهادی کنترل محلی، به شکل زیر تعیین می‌گردد:

۱- خازن‌های فیدر بایستی به حد کافی به تغییرات توان راکتیو بار حساس بوده تا توان راکتیو فیدرها به طور مناسب جبران و در نتیجه تلفات فیدر کمینه شود. از این رو خازن‌های فیدر بایستی تأخیر زمانی کوتاه‌تری نسبت به تپ‌چنجر داشته باشند. برای مثال یک افزایش بار بزرگ باعث می‌شود که ولتاژ در باس ثانویه پست و در باس خازن فیدر (باس ۱ و باس ۹) کمتر از  $U_{LB}$  و  $U_{ON}$  شود. اگر تأخیر زمانی تپ‌چنجر از خازن فیدر کمتر باشد، تپ‌چنجر به افزایش بار واکنش نشان داده و این افزایش می‌تواند باعث بیشتر شدن ولتاژ از مقدار  $U_{ON}$  شده و دیگر خازن وارد مدار نمی‌شود. این عدم ورود خازن در حالی که توان راکتیو بار به طور قابل ملاحظه‌ای بالاست باعث افزایش تلفات می‌گردد.

۲- وارد / خارج مدار شدن خازن‌های فیدر به طور مستقیم توان راکتیو عبوری از ترانسفورماتور را کاهش /

تپ‌چنجر نیز در سمت اولیه ترانسفورماتور بوده و کاهش تپ به معنای افزایش ولتاژ باس ثانویه پست است.

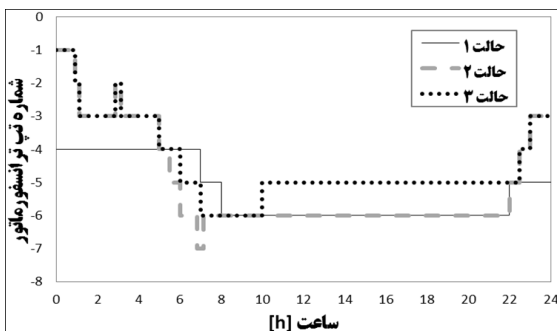


شکل ۶: پروفیل بار روزانه و خروجی نیروگاه بادی در شبکه

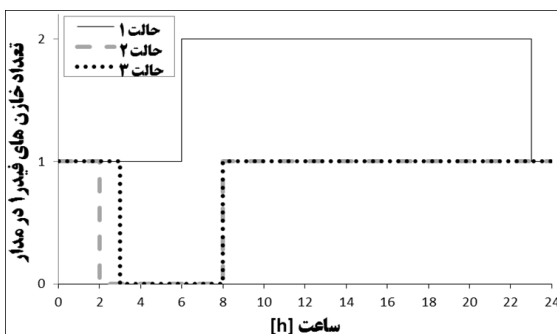
پروفیل پیش‌بینی شده‌ی بار و توان خروجی نیروگاه بادی در این شبیه‌سازی در شکل (۶) آمده که مطابق با اندازه‌گیری واقعی در بخشی از جنوب سوئد است.

#### ۴-۱- شبیه‌سازی کنترل محلی ولتاژ و توان راکتیو

نتایج شبیه‌سازی در ۳ حالت بدون حضور DG، در حضور DG با توان ثابت و در حضور DG با توان متغیر طی ۲۴ ساعت در شکل‌های (۷) تا (۱۴) آمده است.



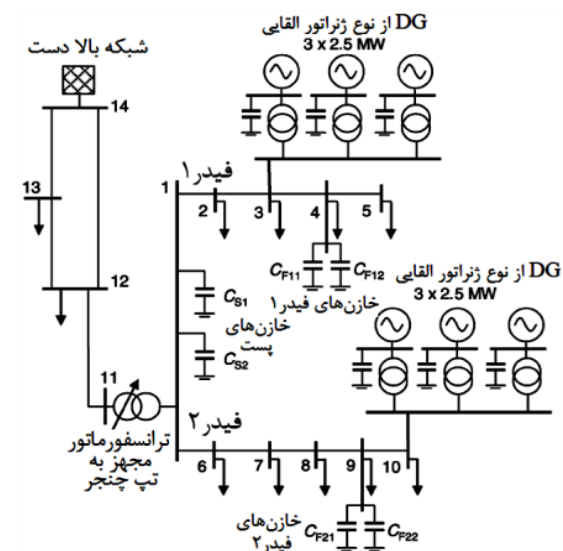
شکل ۷: وضعیت تپ‌چنجر با کنترل محلی



شکل ۸: وضعیت خازن‌های فیدر ۱ با کنترل محلی

تعداد عملکرد روزانه تپ‌چنجر، تغییر وضعیت خازن‌ها و همچنین مقدار تلفات نیز در جدول ۵ آمده است. شکل (۷) به همراه جدول ۵ نشان می‌دهد که وجود DG باعث می‌شود تپ‌چنجر تعداد بیشتری عملکرد داشته باشد.

یک شبکه توزیع ۱۰kV که از یک شبکه انتقال ۷۰kV تغذیه می‌شود [۲]، توسط بخش سیمولینک نرم‌افزار متلب شبیه‌سازی شده است. نمایش تک خطی شبکه موردنظر در شکل (۵) آمده است. در بخش اول، شبکه نمونه در ۳ حالت بدون حضور DG در شبکه، در حضور DG با خروجی توان ثابت و در حضور DG با خروجی توان متغیر، در طی ۲۴ ساعت شبیه‌سازی می‌شود. در این قسمت تلفات و پروفیل ولتاژ باس‌های ۱ (باس ثانویه پست)، ۱۱ (باس اولیه پست) و ۱۰ (به نمایندگی از دیگر باس‌ها) اندازه‌گیری شده و به همراه نمودارهای تغییر وضعیت تپ‌چنجر، خازن‌های پست و خازن‌های فیدر ارائه می‌شوند.



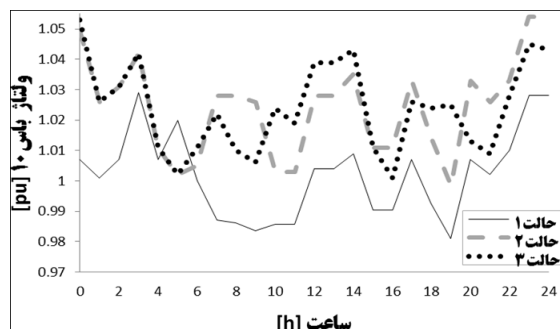
شکل ۵: دیاگرام تک خطی شبکه نمونه

در بخش دوم شبیه‌سازی، شبکه در حالت DG با خروجی توان ثابت به عنوان شبکه نمونه انتخاب شده و سه روش برای بهبود هدف مقاله پیشنهاد می‌شود. جزئیات و پارامترهای این شبکه در پیوست آمده است.

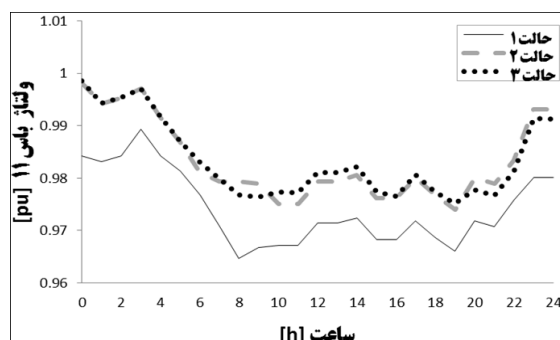
فرض بر این است که بارها از نوع توان ثابت‌اند. DG‌ها از نوع ژنراتور القایی بوده و از طریق ترانسفورماتور به شبکه وصل می‌شوند. خازنی که برای جبران توان راکتیو DG استفاده می‌شود دارای ۲ پله بوده و به باس فشار ضعیف ترانسفورماتور DG متصل می‌شود. اولین پله خازن با ظرفیت ۱Mvar با راه اندازی DG، وارد مدار شده و پله دوم با ظرفیت ۰.۳۳Mvar هنگامی که توان تولیدی DG از ۸۰٪ توان نامی‌اش بیشتر شد، وارد مدار می‌گردد. علی‌رغم این جبران‌سازی، باز هم مجموعه DG (ژنراتور، خازن و ترانسفورماتور) مصرف‌کننده توان راکتیو است.



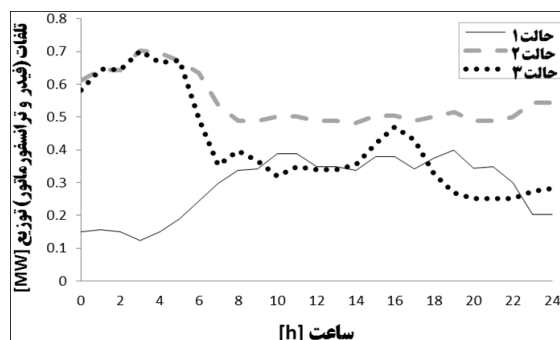
علت‌های افزایش تلفات در حضور DG است. علت دیگر، بیشتر بودن مجموع توان تولیدی ژنراتورهای القایی نسبت به پیک بار شبکه بوده و این به معنی شارش همیشگی توان به شبکه بالادست است. از طرفی ترانسفورماتورهای مخصوص ژنراتورهای القایی نیز باعث افزایش تلفات در حضور DG می‌شوند.



شکل ۱۲: ولتاژ باس ۱۰ با کنترل محلی



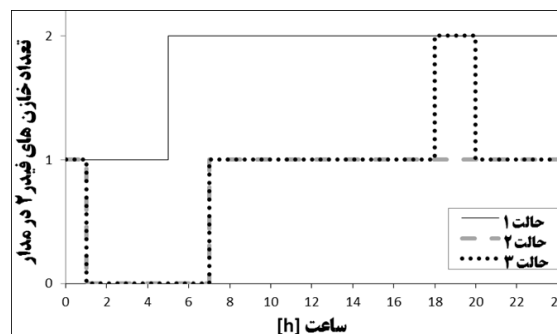
شکل ۱۳: ولتاژ باس ۱۱ با کنترل محلی



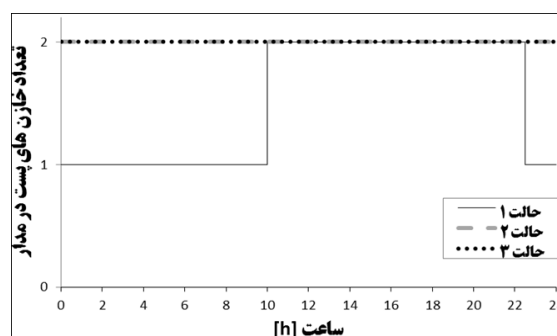
شکل ۱۴: تلفات شبکه توزیع با کنترل محلی

ولتاژ در باس اولیه و ثانویه پست (شکل‌های (۱۱) و (۱۳)) نشان می‌دهند که حضور DG دخالتی در کارایی عملکرد تپ‌چنجر ایجاد نکرده و  $1.1 - 2.05$  pu ننگه داشته می‌شود. ضمناً جبران توان راکتیو توسط خازن‌های فیدر و خازن‌های پست در ننگه داشتن ولتاژ باس اولیه در یک محدوده باریک شرکت می‌کنند. تپ‌چنجر، خازن‌های فیدر، خازن‌های پست و DG ها نیز بر ولتاژ دیگر باس‌ها تاثیرگذارند.

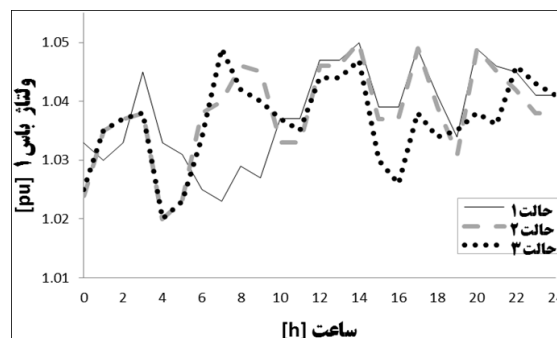
این به خاطر آن است که در حالت ۲ هنگامی که DG  $2.5$  MW تولید می‌کند، برای یک تغییر بار مشابه تغییر ولتاژ افزایش می‌یابد. در حالت ۳ نیز تغییرات توان اکتیو و راکتیو DG (به خاطر تغییر سرعت باد)، نوسانات ولتاژ را افزایش می‌دهد.



شکل ۹: وضعیت خازن‌های فیدر ۲ با کنترل محلی



شکل ۱۰: وضعیت خازن‌های پست با کنترل محلی



شکل ۱۱: ولتاژ باس ۱ با کنترل محلی

شکل‌های (۸) و (۹) نشان می‌دهند که در حضور DG، مدت زمانی که خازن فیدر توان راکتیو به شبکه می‌دهد کاهش یافته و این در حالی است که حضور DG در شبکه به معنی بیشتر شدن نیاز توان راکتیو در فیدرها است. این قضیه به خاطر آن است که حضور DG اساساً پروفیل ولتاژ را در طول فیدر افزایش داده و این شامل باس‌های ۱ تا ۱۰ می‌شود که به صورت نمونه در باس ۱۰ (شکل (۱۲)) قابل مشاهده است. این افزایش ولتاژ می‌تواند خازن‌های فیدر را به راحتی به ولتاژ خروج  $U_{OFF}$  برساند. این امر یکی از

جدول ۵: تلفات و تعداد عملکردهای روزانه تپ‌چنجر و خازن‌ها با کنترل محلی

تلفات [MW]	تعداد عملکرد روزانه				حالت
	خازن‌های پست	خازن‌های فیدر ۲	خازن‌های فیدر ۱	تپ‌چنجر	
۷/۰۲	۲	۲	۲	۴	حالت ۱
۱۳/۱۱	۰	۲	۲	۱۲	حالت ۲
۱۰/۱۲	۰	۴	۲	۱۰	حالت ۳

جدول ۶: برنامه زمان بندی تنظیم از راه دور تپ‌چنجر

۱	ساعت ۰: کاهش $U_{set}$ به مقدار ۰/۹۸۵pu
۲	ساعت ۵: افزایش $U_{set}$ به مقدار ۱pu
۳	ساعت ۷: افزایش $U_{set}$ به مقدار ۱/۰۲pu
۴	ساعت ۸: افزایش $U_{set}$ به مقدار ۱/۰۳۵pu
۵	ساعت ۱۲: افزایش ۱ پله تپ
۶	ساعت ۲۰: کاهش $U_{set}$ به مقدار ۱/۰۲۵pu
۷	ساعت ۲۲: کاهش $U_{set}$ به مقدار ۱/۰۱۵pu
۸	ساعت ۲۳: کاهش $U_{set}$ به مقدار ۱pu

جدول ۷: تلفات و تعداد عملکردهای روزانه تپ‌چنجر و خازن‌ها در روش‌های پیشنهادی

تلفات [MW]	تعداد عملکرد روزانه				روش پیشنهادی
	خازن‌های پست	خازن‌های فیدر ۲	خازن‌های فیدر ۱	تپ‌چنجر	
۱۲/۲۶	۲	۰	۰	۱۴	ترکیب کنترل محلی - از راه دور
۱۲/۷۵	۰	۴	۲	۶	کاهش ولتاژ تنظیمی تپ‌چنجر
۱۲/۸۸	۰	۱۰	۴	۴	تغییر ترتیب عملکردی تجهیزات

در کنترل ولتاژ دخیل نیستند، وجود داشته و می‌توانند ولتاژ را افزایش دهند.

برای کم کردن این اضافه ولتاژها،  $U_{OFF}$  (ولتاژ خروج خازن‌های فیدر) می‌تواند کاهش یافته و با DG هنگامی که ولتاژ در ترمینال‌های آن به  $U_{max}$  رسید، توان خود را کاهش دهد. با این حال کاهش  $U_{OFF}$  به معنی آن است که خازن فیدر هنگامی که هنوز انتظار است توان راکتیو تولید کند، از مدار خارج شده و این تلفات را افزایش می‌دهد. از طرفی کاهش توان DG به معنی محدودیت در قدرت آن است که قبلاً توسط بهره‌بردار شبکه توزیع مطابق با بدترین شرایط بهره‌برداری مجاز شناخته شده و این هزینه اضافی برای DG ایجاد می‌کند. راه‌های دیگر کم کردن این اضافه ولتاژها و همچنین کاهش تلفات عبارتند از ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور ولتاژ و توان

ولتاژ باس ۱۰ (شکل (۱۲)) نشان می‌دهد که با روش کنترل محلی در حضور DG، اطمینان از اینکه قیود بهره‌برداری در بدترین شرایط از حدود خود تجاوز نکند، برای نگه داشتن ولتاژ در محدوده مجاز و کمتر از  $U_{max}$ ، در تمام اوقات کافی نیست. به عبارت دیگر در ساعت‌های ۲۳ و ۲۴ در حالت ۲ و در ساعت ۰ (ساعت ۲۴ روز قبل) در حالت ۳، اضافه ولتاژهایی اتفاق افتاده است. این قضیه به خاطر آن است که هنگامی که تولید حداکثر و بار حداقل است تمام خازن‌های فیدر از مدار خارج‌اند. از این رو هیچ اضافه ولتاژی اتفاق نمی‌افتد. اما هنگامی که بار افزایش پیدا می‌کند، بعضی از خازن‌های فیدر وارد مدار شده و این می‌تواند باعث اضافه ولتاژ شود. اگر چه  $U_{OFF} < U_{max}$  این اطمینان را می‌دهد که ولتاژ در باس خازن بیشتر از  $U_{max}$  نخواهد شد. با این حال منابع دیگری از جمله DG ها که

تجهیزات مورد تغییر قرار می‌گیرد. این برنامه مطابق با پیش‌بینی بار و خروجی DG صورت می‌گیرد. در جدول ۴ نشان داده شد که افزایش یک پله‌ای تپ‌چنجر می‌تواند ولتاژ باس ثانویه پست را در حدود  $0.017 \text{ pu}$  تغییر دهد. با توجه به باند تنظیم  $0.03 \text{ pu}$  تپ‌چنجر از جدول ۱، این تغییر ولتاژ به معنی آن است که در همه حال امکان کاهش تلفات به وسیله‌ی کاهش مستقیم یک پله تپ برای افزایش ولتاژ در این شبکه نمونه وجود ندارد. بنابراین کمینه کردن تلفات می‌تواند با کم کردن ولتاژ تنظیم کنترلی تپ‌چنجر ( $U_{set}$ ) در هنگام کاهش بار از مقدار پیک خود بدست آید. این به خاطر آن است که حضور DG در شبکه ولتاژ را در طول فیدر افزایش داده و می‌تواند به راحتی خازن فیدر را به ولتاژ خروج ( $U_{OFF}$ ) برساند. برنامه زمان‌بندی تنظیم از راه دور تپ‌چنجر در جدول ۶ آمده است. این برنامه با هدف در مدار ماندن خازن‌های فیدر در تمام اوقات و همچنین عدم بروز اضافه ولتاژ در طی ۲۴ ساعت پیاده شده است.

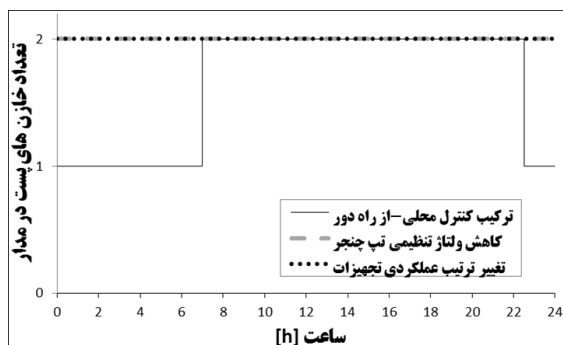
#### ۴-۲-۲- کاهش $U_{set}$ (ولتاژ تنظیم) تپ‌چنجر

در این روش  $U_{set}$  (ولتاژ تنظیم) تپ‌چنجر از مقدار  $1/0.35$  به مقدار  $1/0.25$  تغییر می‌کند.

#### ۴-۲-۳- تغییر ترتیب عملکردی تجهیزات

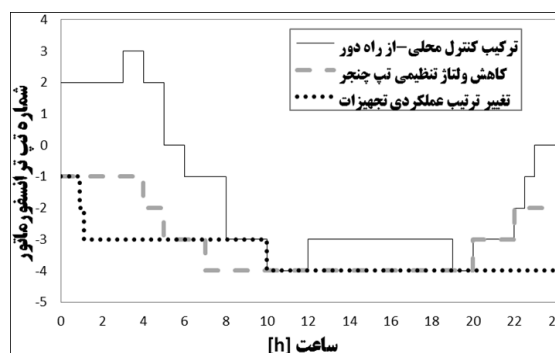
در این قسمت، از روش کنترل محلی و با ترتیب عملکردی مربوط به حالت بدون DG (رابطه (۹))، استفاده شده و شبیه‌سازی صورت می‌گیرد.

نتایج روش‌های پیشنهادی در شکل‌های (۱۵) تا (۲۲) آمده است.

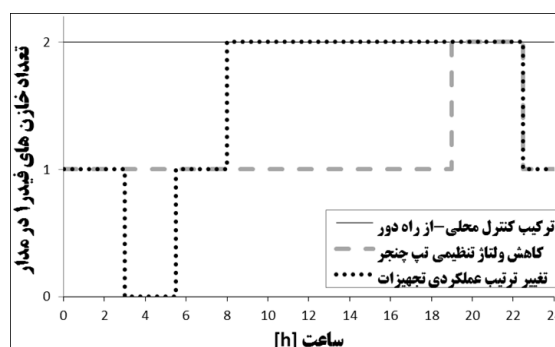


شکل ۱۸: وضعیت خازن‌های پست با روش‌های پیشنهادی تعداد عملکردهای روزانه تپ‌چنجر و خازن‌ها و نیز مقدار تلفات در هر ۳ روش پیشنهادی در جدول ۷ آمده است. با توجه به شکل (۲۲) و جدول ۷ و مقایسه آن با شکل (۱۴) و جدول ۵ مشاهده می‌شود در هر ۳ روش پیشنهادی

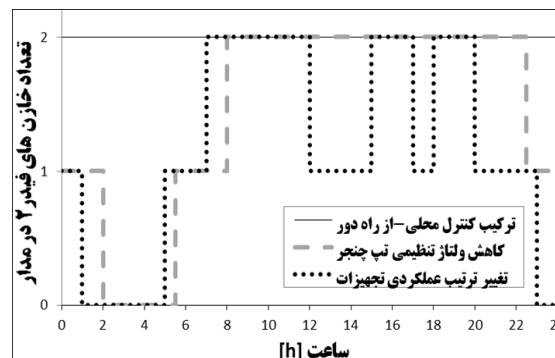
راکتیو، کاهش  $U_{set}$  تپ‌چنجر و یا عوض کردن ترتیب عملکردی تجهیزات که در بخش بعدی مورد بحث قرار می‌گیرد.



شکل ۱۵: وضعیت تپ‌چنجر با روش‌های پیشنهادی



شکل ۱۶: وضعیت خازن‌های فیدر ۱ با روش‌های پیشنهادی

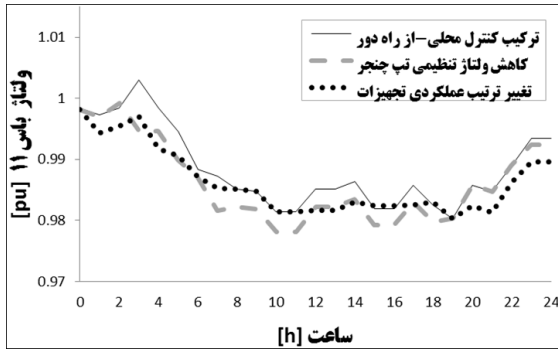


شکل ۱۷: وضعیت خازن‌های فیدر ۲ با روش‌های پیشنهادی

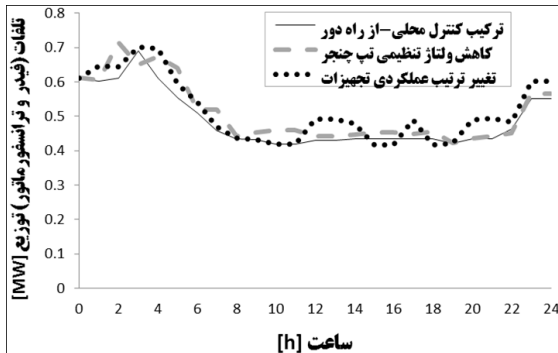
#### ۴-۲-۴- روش‌های پیشنهادی برای بهبود هدف و رفع اضافه ولتاژها

##### ۴-۲-۴-۱- ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور

عبارت ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور ولتاژ و توان راکتیو به تنظیم از راه دور کنترل محلی اشاره دارد. به عبارتی این کنترل در واقع همان کنترل محلی تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو، توسط کنترل کننده‌های طراحی شده‌ی قبلی بوده با این تفاوت که در بعضی مواقع از راه دور، یک سری تنظیمات و گاه به طور مستقیم وضعیت



شکل ۲۱: ولتاژ باس ۱۱ با روش‌های پیشنهادی



شکل ۲۲: تلفات شبکه توزیع با روش‌های پیشنهادی

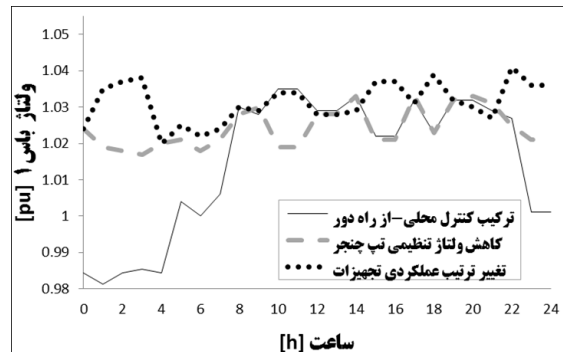
در روش کاهش ولتاژ تنظیمی تپ چنجر، علاوه بر کاهش تلفات تعداد عملکردهای تپ چنجر نیز کاهش یافته است. این کاهش به خاطر رابطه مستقیم آن با کاهش هزینه تعمیر و نگهداری تپ چنجر و افزایش طول عمر مورد انتظار از آن، برای بهره بردار شبکه توزیع بسیار پرسود است. از طرفی تعداد سوئیچینگ خازن‌ها در حد معقولی بوده و مزیت بزرگ این روش هم عدم نیاز آن به هر گونه ارتباطی بین تجهیزات کنترل ولتاژ و توان راکتیو است.

### ۵- نتیجه گیری

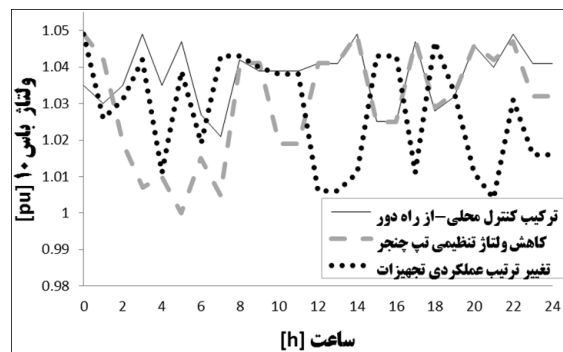
در این مقاله ابتدا یک هماهنگی مناسب بین تپ چنجر قابل قطع زیر بار، خازن‌های پست و خازن‌های فیدر به منظور کنترل ولتاژ و توان راکتیو به صورت محلی ارائه شد. در ادامه حضور DG از نوع ژنراتور القایی در شبکه و تاثیر آن بر این نحوه کنترل ارزیابی گردید.

نتایج نشان داد ژنراتور القایی، نوسانات ولتاژ در شبکه را افزایش داده و دیگر با کنترل محلی، تلفات کمینه نخواهد بود. همچنین ممکن است ولتاژ از محدوده مجاز خارج شود. برای کم کردن این اضافه ولتاژها و همچنین کاهش تلفات، سه روش پیشنهادی ارائه شد. در روش ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور نشان داده شد تلفات حداقل بوده ولی تعداد عملکردهای تپ چنجر افزایش می‌یابد. این روش

تلفات نسبت به روش کنترل محلی با تنظیمات قبلی کاهش یافته است که علت اصلی آن در مدار آمدن تمام خازن‌های فیدر در ساعاتی از شبانه روز است. همچنین با هر یک از این سه روش، دیگر اضافه ولتاژی در شبکه ظاهر نمی‌شود. در روش ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور، خازن‌های فیدر در تمام اوقات در مدار مانده و تلفات در پایین‌ترین حد خود قرار دارد. این روش نیازمند لینک‌های ارتباطی بین تجهیزات است به طوری که تپ چنجر و خازن‌های پست بتوانند نظارت شده و به صورت از راه دور کنترل شوند. از آنجا که تپ چنجر و خازن‌های پست در بیشتر پست‌های فشار قوی / فشار متوسط به سیستم اسکادا متصل هستند، می‌توانند از راه دور کنترل شوند. با این روش تعداد عملکردهای تپ چنجر در مقایسه با کنترل محلی افزایش یافته است.



شکل ۱۹: ولتاژ باس ۱ با روش‌های پیشنهادی



شکل ۲۰: ولتاژ باس ۱۰ با روش‌های پیشنهادی

در روش تغییر ترتیب عملکردی تجهیزات، تلفات کاهش یافته است ولی سوئیچینگ بیش از حد خازن‌ها در طی ۲۴ ساعت غیر اقتصادی جلوه می‌کند. راه‌حل این مشکل می‌تواند تغییر در اندازه‌ی خازن‌ها در یک مرحله سوئیچینگ بوده که نیاز به کلید اضافی دارد. راه‌حل دیگر می‌تواند کاهش مقدار  $U_{ON}$  باشد که این امر نیز باعث افزایش تلفات می‌شود.

**مشخصات بارها**

در باس‌های ۱۲ و ۱۳ به ترتیب بارهای ۲۲ MW و ۱۸ MW با ضریب قدرت ۰٫۹۵ وجود دارد.  
در فیدهای ۱ و ۲ نیز به ترتیب بارهای ۱٫۳ MW و ۱٫۲ MW با ضریب قدرت ۰٫۸ بر روی هر باس وجود دارد.

**مشخصات ترانسفورماتور**

$$U_1 / U_2 = 10 / 70 \text{ kV}, S = 18 \text{ MVA}, x = \% 12,$$

$$x / r = 10$$

تپ‌چنجر در سمت فشار قوی و با ۱۶ پله می‌باشد. این تپ‌چنجر قابلیت رگولاسیون ولتاژ بین ۱۰٪- تا ۱۰٪+ از مقدار تنظیمی خود را داراست.

**مشخصات خازن‌ها**

خازن‌های پست: هر کدام ۲ M var

خازن‌های فیدر: هر کدام ۱٫۲۵ M var

**مشخصات DG ها از نوع ژنراتور القایی**

$$S = 3 / 0.3 \text{ MVA}, P = 2 / 5 \text{ MW}, U = 0.69 \text{ kV},$$

$$\text{pf} = 0.86$$

**مشخصات ترانسفورماتور مخصوص DG**

$$U_1 / U_2 = (0.69) / (10) \text{ kV}, S = 3 / 5 \text{ MVA},$$

$$x = \% 10, x / r = 10$$

همچنین نیازمند نظارت و کنترل از راه دور تپ‌چنجر و خازن‌های پست است. نتایج همچنین نشان داد در روش تغییر ترتیب عملکردی تجهیزات، تلفات کاهش یافته ولی سوئیچینگ بیش از حد خازن‌ها این روش را غیر اقتصادی می‌کند. در نهایت مشاهده شد در روش کاهش ولتاژ تنظیمی تپ‌چنجر، علاوه بر کاهش تلفات، تعداد عملکردهای تپ‌چنجر نیز کاهش یافته و تعداد سوئیچینگ خازن‌ها هم بالا نیست. با بررسی تفاوت‌های هزینه‌ای دو روش برتر ترکیب کنترل محلی و کنترل از راه دور و روش کاهش ولتاژ تنظیمی تپ‌چنجر توسط بهره‌بردار شبکه توزیع، یک روش می‌تواند به منظور کنترل ولتاژ و توان راکتیو شبکه توزیع در حضور ژنراتور القایی انتخاب شود.

**۶- پیوست****مشخصات خطوط انتقال**

$$r = 0.15 \Omega / \text{km}, x = 0.5 \Omega / \text{km}, I_{\text{rated}} = 500 \text{ A}$$

طول خطوط به شرح زیر است:

خط واصل باس‌های ۱۱ و ۱۲: ۱۵ km

خط واصل باس‌های ۱۲ و ۱۳: ۱۲ km

خط واصل باس‌های ۱۲ و ۱۴: ۲۵ km

خط واصل باس‌های ۱۳ و ۱۴: ۱۵ km

**مشخصات خطوط توزیع**

$$r = 0.12 \Omega / \text{km}, x = 0.35 \Omega / \text{km}, I_{\text{rated}} = 610 \text{ A}$$

فاصله بین باس‌ها ۱۵ km می‌باشد.

**۷- مراجع**

- [1] W. Ouyang, H. Cheng, and X. Zang, "Distributed network planning method considering distributed", Energy Conversion and Management, Vol. 51, NO. 12, December 2010, pp. 363 – 367.
- [2] F. A. Viawan, and D. Karlsson, "Combined local and remote voltage and reactive power control in the presence of induction machine distributed generation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, NO. 4, November 2007, pp. 2003–2012.
- [3] T. A. Short, "Electric Power Distribution Handbook", Boca Raton, FL: CRC Press, May 2014.
- [4] D. F. Opila, A. M. Zeynu, and I. A. Hiskens, "Wind farm reactive support and voltage control", In Bulk Power System Dynamics and Control (iREP)-VIII (iREP), August 2010, pp. 1 – 10.
- [5] B. A. De Souza and A. M. F. De Almeida, "Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, NO. 3, August 2010, pp. 1274–1281.
- [6] T. Niknam, B. B. Firouzi, and A. Ostadi, "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily volt/var control in distribution networks considering distributed generators", Applied Energy, Vol. 87, NO. 6, June 2002, pp. 1919–1928.

- [7] I. Dzafic, R.A. Jabr and E. Halilovic, "A Sensitivity Approach to Model Local Voltage Controllers in Distribution Networks", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 29, NO. 3, May 2014, pp. 1419–1428.
- [8] R. Caldon, M. Coppa and R. Turri, "A simplified algorithm for OLTC control in active distribution MV networks", InAEIT Annual Conference, October 2013, pp. 1 – 6.
- [9] R. H. Liang and C. K. Cheng, "Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, NO. 4, October 2001, pp. 625–630.
- [10] Z. Hu, X. Wang, H. Chen, and G. A. Taylor, "Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach", Transmission and Distribution, Vol. 150, NO. 5, September 2003, pp. 548 – 554.
- [11] C. Sandro, "Primary cabin voltage and reactive power control by distributed generators", Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP), August 2013, pp. 1 – 16.
- [12] E. T. Jauch, "Possible effects of smart grid functions on LTC transformers", IEEE Trans. Ind. Appl, Vol. 47, NO. 2, April 2011, pp. 1013–1021.
- [13] M. Thomson, "Automatic voltage control relays and embedded generation", Power Engineering Journal, Vol. 14, NO. 2, April 2000, pp. 71–76.
- [14] S. Repo, H. Laaksonen, P. Jarventausta, O. Huhtala, and M. A. Mickelsson, "A case study of voltage rise problem due to a large amount of distributed generation on a weak distribution network", presented at the IEEE Bologna PowerTech Conf., Bologna, Italy, June 2003, p. 6.
- [15] P. Brady, C. Dai, and Y. Baghzouz, "Need to revise switched capacitor controls on feeders with distributed generation", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 2, September 2003, pp. 590-594.
- [16] R.-H. Liang, Y.-K. Chen, and Y.-T. Chen, "Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 33, NO. 2, February 2011, pp. 278-287.
- [17] R. Malekpour and T. Niknam, "A probabilistic multi-objective daily volt/var control at distribution networks including renewable energy sources", Energy, Vol. 36, NO. 5, May 2011, pp. 3477-3488.
- [18] T. Niknam, M. Zare and J. Aghaei, "Scenario-Based Multiobjective Volt/Var Control in Distribution Networks Including Renewable Energy Sources", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, NO. 4, October 2012, pp. 2004-2019.
- [19] G. N. Kariniotakis, G. S. Stavrakakis, and E. F. Nogaret, "Wind power forecasting using advanced neural networks models", IEEE transactions on Energy conversion, Vol. 11, NO. 4, December 1996, pp. 762-767.
- [20] A. M. Borbely, and J. F. Kreider, "Distributed generation: the power paradigm for the new millennium", Boca Raton, FL: CRC, June 2001.
- [21] F. A. Viawan, and D. Karlsson, "Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, NO. 2, April 2008, pp. 1079-1087.
- [22] T. Senjyu, H. Takara, K. Uezato, and T. Funabashi, "One-Hour-Ahead load forecasting using neural network", IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, NO. 1, February 2002, pp. 113-118.
- [23] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, "Embedded Generation", ser. IEE Power and Energy Series: IEE Books, October 2000.
- [24] C. L. Masters, "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines", Power engineering journal, Vol. 16, NO. 1, February 2002, pp. 5 – 12.
- [25] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. da Silva, V. F. da Costanad, and F. A. B. Lemos, "Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications", IEEE transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 1, February 2006, pp. 301-311.