دانشکده برق و رباتیک

پایان نامه کارشناسی ارشد برق – کنترل

بهینه سازی شبکه خراسان توسط ادوات FACTS

ارائه دهنده:

مهدی نجار

استاد راهنما:

دکتر محمد علی صدر نیا

دکتر علی اکبر قره ویسی

چکیده

سیستم قدرت در هر کشور سرمایه زیادی از بودجهٔ کشور را به خود اختصاص می دهد. بهره برداری ناصحیح از سیستم قدرت در بخشهای تولید، انتقال و توزیع سبب به هدر رفتن سرمایه زیادی است و بهره برداری بهینه و علمی از شبکهٔ قدرت امری واجب بشمار می رود. کاربرد ادوات FACTS در شبکهٔ انتقال کشورهای مختلف دنیا از جمله آمریکا، ژاپن، چین، اندونزی، برزیل و... به بهره برداری بهینه و درست از شبکه انتقال برق در این کشورها منجر شده و ثمرات و فواید فراوانی بدنبال داشته است. در این پروژه، ابتدا مفهوم دقیق ادوات FACTS پرکاربرد مشخص می شود. سپس در مورد ساختار و طراحی کنترلرهای این ادوات توضیحاتی داده می شود. در ادامه به نحوه کاربرد این ادوات در شبکه های سراسر دنیا اشاره می شود. تمام کاربردهایی که ادوات FACTS در شبکهٔ خراسان می توانند داشته باشند بررسی می شود. یکی از این کاربردها میرا کردن نوسانات توان خط علی آباد-اسفراین و دیگری توسعه و طراحی بهینه شبکه انتقال خراسان توسط ادوات FACTS است. بررسی اقتصادی نهایی نشان می دهد که ادوات FACTS به میزان زیادی باعث صرفه جویی اقتصادی می شوند و شبیه سازی و بررسی فنی هم نشان می دهد که فوایدی فراوانی در افزایش امنیت شبکه و قابلیت اطیمنان آن دارند.

فصل اول ۱
۱-۱ مقدمه ۲
۱-۲- استفاده از الکترونیک قدرت در شبکه انتقال توسط ادوات FACTS ۴
۱-۲-۱ انواع کلیدهای ادوات FACTS ۴
۱-۲-۲ ساختار مبدل استاتیکی قدرت ۵
۱-۲-۲-۱ توپولوژیهای مبدلهای AC/DC ۵
۱-۲-۳ ساختار منبع ولتاژ سنکرون ۶
۱-۲-۳-۱ عملکرد بصورت جبرانگر توان راکتیو موازی ۶
۱-۲-۴ سیستم های HVDC ۷
۱-۲-۵ کنترل هارمونیکها ۷
۱-۲-۵-۱ ترانس شیفت دهنده فاز ۸
۱-۲-۵-۲ ساختارهای چند سطحی ۸
۱-۲-۵-۳ تکنیک PWM ۸
۱-۲-۶ نیازهای کنترل عمومی ۸
۱-۲-۷ کنترل کننده های خارجی ۹
۱-۳- جبرانگرهای موازی SVC و STATCOM ۹
۱-۳-۱ اهداف جبران موازی ۱۰
۱-۳-۲ جلوگیری از ناپایداری ولتاژ ۱۱
۱-۳-۳ بهبود پایداری گذرا ۱۱
۱-۳-۴ میراکردن نوسانات توان ۱۲
۱-۳-۵ مشخصات کلی جبرانگر موازی ۱۲
۱-۳-۶ روشهای تولید توان راکتیو کنترل شده ۱۳
۱-۳-۶-۱ نوع اول: جبرانگر با کلیدهای تریستوری ۱۳
۱-۳-۶-۱-۱ TCR (راکتور کنترل شونده توسط تریستور) ۱۳
۱-۳-۶-۱-۲ TSC (خازن سوئیچ شونده توسط تریستور) ۱۵
۱-۳-۶-۱-۳ ساختار FC-TCR ۱۶
۱-۳-۶-۱-۴- SVC ۱۸
۱-۳-۶-۱-۴-۱ کلیدهای مکانیکی ۱۹
۱-۳-۶-۲ نوع دوم: جبرانگرهای نوع مبدل ۲۰
۱-۳-۶-۲-۱ اصول کلی عملکرد ۲۱
۱-۳-۶-۲-۲ روشهای کنترل مقدماتی ۲۳
۱-۳-۶-۳ ترکیب مبدلها ۲۶

۱-۳-۶-۴ کنترل کننده های ادوات موازی ۲۷
۱-۳-۶-۵ شیب تنظیم ۲۸
۱-۳-۶-۶ جبران دینامیکی و تابع تبدیل ۲۹
۱-۳-۶-۷ افزایش پایداری گذرا ۳۰
۱-۳-۶-۸ میرا کردن نوسانات توان ۳۲
۱-۳-۶-۹ کنترل معکوس (نقطه کار) توان راکتیو ۳۳
۱-۳-۶-۱۰ مقایسه بین SVC و STATCOM ۳۴
۱-۳-۶-۱۰-۱- مشخصه V-I و V-Q ۳۴
۱-۳-۶-۱۰-۲ مقایسه پایداری گذرا ۳۵
۱-۳-۶-۱۰-۳ مقایسه زمان پاسخ ۳۶
۱-۳-۶-۱۰-۴ قابلیت مبادله قدرت اکتیو ۳۶
۱-۳-۶-۱۰-۵ عملکرد تحت شرایط نامتقارن سیستم ۳۶
۱-۳-۶-۱۰-۶ تلفات نسبت به توان خروجی ۳۷
۱-۴- ادوات سری GCSC، TSSC، TCSC و SSSC ۳۸
۱-۴-۱ مفهوم جبران سری خط ۳۸
۱-۴-۲ پایداری ولتاژ ۳۹
۱-۴-۳ بهبود حاشیه پایداری گذرا ۳۹
۱-۴-۴ میراساختن نوسانات توان ۴۰
۱-۴-۵ میرا کردن نوسانات زیر سنکرون ۴۰
۱-۴-۶ جبرانگر سری امپدانس متغیر ۴۱
۱-۴-۶-۱ GCSC ۴۱
۱-۴-۶-۲ TSSC ۴۲
۱-۴-۶-۳ TCSC ۴۳
۱-۴-۶-۴ نوسانات زیر سنکرون ۴۶
۱-۴-۶-۵ کنترل کننده های TSSC، GCSC و TCSC ۴۷
۱-۴-۷ جبرانگرهای با ساختار مبدل ۴۹
۱-۴-۷-۱ SSSC ۴۹
۱-۴-۷-۱-۱ بررسی منحنی $P-\delta$ ۵۰
۱-۴-۷-۱-۲ رنج کنترلی SSSC ۵۱
۱-۴-۷-۱-۳ توانایی تبادل قدرت اکتیو ۵۱
۱-۴-۷-۱-۴ ایمنی در برابر نوسانات زیر سنکرون ۵۲
۱-۴-۷-۱-۵ کنترل کننده داخلی ۵۲

۱-۴-۷-۱-۶ کنترل کننده خارجی ۵۳
۱-۵- جابجا گر فاز (Phase Shifter) ۵۵
۱-۵-۱ کاربردهای جابجاگرفاز ۵۵
۱-۵-۲ آرایشهای مدار قدرت SPS ۵۷
۱-۵-۴ کنترل کننده AC ۵۷۵-۵ نقاط ضعف SPS ۵۸
۱-۵-۶ کنترل AC بروش PWM ۵۸
۱-۵-۷ مبدل پل AC-AC کنترل شده توسط زاویه آتش ۵۸
۱-۵-۸ مبدل پل AC-AC کنترل شده پل گسسته ۵۹
۱-۵-۹ مبدل منبع ولتاژ PWM (VSC) ۶۰
۱-۵-۱۰ مبدل منبع جریان PWM (CSC) ۶۰
۱-۵-۱۱ کاربردهای SPS ۶۰
۱-۵-۱۲ دینامیکهای سیگنال کوچک ۶۱
۱-۵-۱۳ دینامیکهای سیگنال بزرگ ۶۱
۱-۶- UPFC ۶۱
۱-۶-۱ مشخصات UPFC ۶۲
۱-۶-۲ کنترل توان اکتیو و راکتیو بطور مستقل ۶۳
۱-۶-۳ مقایسه با جبرانگرهای سری کنترل شده ۶۴
۱-۶-۴ مقایسه UPFC با جابجاگرفاز تریستوری ۶۶
۱-۶-۵ کنترل و عملکرد دینامیکی ۶۶
۱-۶-۶ مدهای کاری و کنترلی ۶۷
۱-۶-۶-۱ عملکرد بصورت مبدل موازی ۶۷
۱-۶-۶-۲ مد کنترل توان راکتیو ۶۷
۱-۶-۶-۳ مد کنترل ولتاژ ۶۷
۱-۶-۷-۱ مد تزریق مستقیم ولتاژ ۶۸
۱-۶-۷-۲ مد جبران امپدانس خط ۶۸
۱-۶-۷-۳ مد جابجایی فاز ۶۸
۱-۶-۷-۴ مد کنترل عبور توان ۶۸
۱-۶-۷-۵ جبران سری و موازی بطور مجزا ۶۸
۱-۶-۸ سیستم کنترل P وQ ۶۸
۱-۶-۹ کنترل توان عبوری ۶۹
۱-۶-۱۰ عملکرد تحت نوسان سیستم قدرت ۷۰
۱-۶-۱۱ عملکرد UPFC با وجود خطا ۷۲

۱-۷- IPFC ۷۴

فصل ۲ ..... ۷۶
مقدمه ۷۷
۲-۱ کنترل حالت ماندگار ۷۷
۲-۱-۱ کنترل در حالت گذرا ۷۷
۲-۲- SVC ۷۷
۲-۳- STATCOM ۷۸
۲-۳-۱ کاربرد STATCOM ۸۰
۲-۴- ادوات سری ۸۳
۲-۴-۱ کاربرد ادوات سری ۸۴
۲-۴-۲ کلیدهای بای پس ۸۵
۲-۴-۳ سیستم اندازه گیری ۸۵
۲-۴-۴ مقابله با خطا ۸۵
۲-۵ کاربرد SSSC ۸۶
۲-۶ کنترل کننده یکپارچه توان ۸۶
۲-۶-۱ سیستم کنترل ۸۹
۲-۶-۲ نتیجه آزمایشات عملی ۸۹
۲-۷- جایگذرای ادوات FACTS در شبکه خراسان ۹۱
۲-۷-۱ قابلیتهای نرم افزار DIgSILENT ۹۲
۲-۷-۲ بررسی مشکلات شبکه انتقال خراسان ۹۳
۲-۷-۳ راه حل های ممکن ۱۰۰
۲-۷-۳-۱-استفاده از PSS ۱۰۲
۲-۷-۳-۲ افزایش حد انتقال توان از خراسان به شبکه سراسری توسط ادوات FACTS ۱۰۵
۲-۷-۳-۲-۱ انتخاب نوع بهینه ادوات FACTS ۱۰۶
۲-۷-۴ طراحی SVC برای شبکه خراسان ۱۰۶
۲-۷-۴-۱ مکان یابی بهینه..... ۱۰۶
۲-۷-۴-۲ طراحی کنترلر ۱۰۷
۲-۷-۵ طراحی کنترلر STATCOM ۱۰۹
۲-۷-۶ طراحی کنترلر UPFC ۱۱۱
۲-۷-۷ عملکرد STATCOM در میراساختن نوسانات توان..... ۱۱۷
۲-۷-۸ کاربرد ادوات سری در میرا کردن نوسانات توان انتقالی به شبکه سراسری ۱۲۰

۲-۷-۸-۱ انتخاب نوع ادوات ۱۲۰
۲-۷-۹ کاربرد UPFC ۱۲۴
۲-۷-۱۰ بررسی اقتصادی و انتخاب راه حل بهینه برای میرایی نوسانات توان ۱۲۸

فصل ۳ ..... ۱۲۹
-مقدمه ۱۳۰
۳-۱ توسعه شبکه انتقال ۱۳۰
۳-۲ تقویت شبکهٔ خراسان توسط ادوات FACTS ۱۴۰
۳-۳ طراحی کامل دو SVC برای شبکه تا پایان سال ۸۶ ..... ۱۴۴
نتایج و پیشنهادات ۱۴۶
مراجع ۱۴۷

مقدمه

شبکه های قدرت در سراسر دنیا هزینه فراوانی از بودجه کشور را به خود اختصاص می دهند. بنابراین بهینه سازی و کاهش هزینه در این موردکمک فراوانی به رشد اقتصادی کشورها خواهد نمود. از طرفی با توجه به مسائل بازار برق که به تازگی در شبکه های قدرت مطرح شده، شبکه های قدرت بهم متصل می شوند و با هم تبادل انرژی می نمایند. این مساله سبب می شود که بهره برداری از شبکه های قدرت مشکل تر شود. توانایی شبکه های قدرت برای ارسال و دریافت انرژی الکتریکی به شبکه های مجاور امری مهم بشمار می رود.

برای برآورده شدن دو منظور فوق در سراسر دنیا در بهره برداری فنی و اقتصادی از شبکه قدرت تلاش فراوان صورت می گیرد. به عنوان مثال در شبکه های توزیع، خازن گذاری بهینه به کاهش تلفات می انجامد. در بخش تولید، خرید و فروش برق و بحث بازار برق مطرح شده است. اما در بخش انتقال در سراسر دنیا ادوات FACTS برای بهره برداری صحیح فنی و اقتصادی از شبکه انتقال استفاده می شوند. بنابراین در هر شبکه قدرتی، باید استفاده از این ادوات بررسی گردد و در صورت نیاز توسط این ادوات شبکه قدرت بطور بهینه بهره برداری می شود.

در این پروژه مطالعات در حالت دائمی و گذرا بر روی شبکه خراسان صورت می گیرد. این مطالعات باید توسط نرم افزاری انجام شود که قابلیت شبیه سازی و مطالعه کامل حالت گذرا و دائمی شبکه را داشته باشد. در این پروژه از نرم افزار DIgSIlLENT که قابلیت تحلیل کامل حالت گذرا و دائمی شبکه را دارد، استفاده می شود. توسط این نرم افزار قابلیت امنیت شبکه بررسی می گردد که شامل شبیه سازی N-1 می باشد. قابلیت امنیت شبکه در حالت گذرا و دائمی انجام می شود. با بررسی امنیت شبکه مشکلات شبکه آشکار می گردد. مشکلاتی که در شبکه خراسان وجود داشت عبارت بود از:

۱- اخداث خطوط پر هزینه فراوان

۲- مشکل نوسان توان در خط علی آباد- اسفراین.

در این پروژه مشکلات به چند روش حل می شود. این روشها شامل احداث خط، استفاده از PSS، و طراحی ادوات FACTS می باشد.

در این پروژه، توسط ادوات FACTS، هر دو مشکل بطور کامل حل می شود. به این منظور نوع، جایگذاری، طراحی کنترلر و تعیین رنج این ادوات در شبکه بهینه شد. در طراحی کنترلر از روشهای کنترل چند متغیره و از نرم افزار مطلب و DIgSILENT و برای طراحی ساختار کنترلر از مراجع مختلف استفاده می شود. از نرم افزار مطلب بعنوان واسطه بهره گرفته شد. یعنی اینکه سیستم در حالت ماندگار به محیط Simulink برده می شود و کنترلر ادوات FACTS طراحی می شود. کنترلر طراحی شده بر روی ادوات FACTS در نرم افزار DIgSILENT پیاده می شود. در انتها

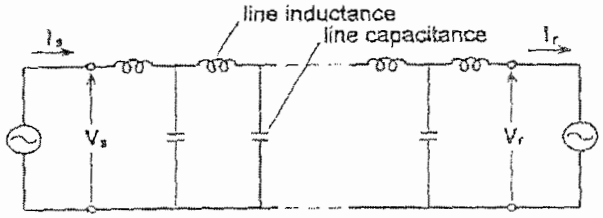
بررسی اقتصادی نشان می دهد که با استفاده از ادوات FACTS نسبت به راه حل کلاسیک، هزینه توسعه و بهره برداری از شبکه معادل ۴۰ درصد می باشد. همچنین با استفاده از این ادوات بهره برداری فنی از شبکه هم بهبود فراوان می یابد.

فصل اول

آشنایی با ادوات FACTS

۱-۱- مقدمه

هر سیستم قدرت از سه بخش تولید، انتقال و توزیع تشکیل می شود. با توجه به سرمایه زیادی که صنعت برق در هر کشور مصرف می کند، در تمامی بخشهای تولید، انتقال و توزیع بهره برداری صحیح و بهینه یکی از مهمترین موارد است که به طور جدی در سرتاسر دنیا به آن پرداخته شده است. بعنوان مثال، فعالیت در زمینه بازار برق و محیط رقابتی بازار باعث بهره برداری بهینه تر از شبکه می شود یا در قسمت توزیع، خازن گذرای مناسب سبب کاهش تلفات و بهره برداری مناسبتر می گردد. در قسمت انتقال بهینه سازی توسط جبران توان راکتیو صورت می پذیرد. جبران توان راکتیو توسط راکتور و خازن و ادوات FACTS صورت می گیرد. راکتور و خازن فقط جبرانگر توان راکتیو در حالت ماندگار هستند. اما ادوات FACTS جبرانگر توان راکتیو هم در حالت گذرا و هم در حالت ماندگار هستند. به منظور درک بهره برداری بهینه از شبکه انتقال توسط ادوات FACTS، یک سری مقدمات باید بیان گردد. ابتدا مشکلات شبکهٔ انتقال و نقش ادوات FACTS در شبکه انتقال بررسی می گردد. یک خط انتقال را در یک شبکه انتقال در نظر بگیرید که در دو طرف خط انتقال مدار معادل تونن قرار داده شده است.



شکل (۱-۱) مدار معادل خط انتقال

G_1, Z_1 و G_2, Z_2 بیانگر مدارهای معادل تونن دو سر خط هستند و بقیه شکل، مدل خط بلند را نشان می دهد. توان قابل انتقال توسط خط فوق عبارتست از:

$$P = \frac{V_S V_R}{Z_0 Sin\theta} Sin\delta \qquad (1-1)$$

که Z_0 امپدانس هجومی است و بوسیله رابطه زیر بیان می گردد.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \qquad (1-2)$$

θ طول الکتریکی خط است:

البته روش جبران توان راکتیو خطوط انتقال فقط محدود به استفاده از ادوات FACTS نمی شود. بلکه خازن و راکتور ثابت و با کلید مکانیکی هم برای جبران توان راکتیو خطوط انتقال انرژی بکار گرفته می شوند. در خطوط خازنی، راکتور اضافه ولتاژ را جبران می کند و پروفیل ولتاژ را در طول خط بهبود می بخشد و در خطوط سلفی، خازن موازی افت ولتاژ را جبران می نماید. البته در ادامه ذکر خواهد شد که راکتور و خازن موازی برای جبران در حالت دائمی بکار می روند و در حالت گذرای سیستم تاثیری ندارند.

۱-۲- استفاده از الکترونیک قدرت در شبکه انتقال توسط ادوات FACTS

یک سری از ادوات FACTS از کلیدهای با کموتاسیون خودی مانند GTO استفاده می کنند و بعضی از این ادوات از کلیدهای با کموتاسیون خط استفاده می نمایند. استفاده از مبدلهای استاتیکی بیشتر در سطح فشار ضعیف و فشار متوسط معمول است و در توان بالا باید از مبدلهای با بازده بالا استفاده شود و تعداد کلید زنی که موجب تلفات می شود، کم گردد. که این امر به اعوجاج شکل موجهای جریان و ولتاژ می انجامد. مگر از تکنیکهای کنترلی و ساختار مدار قدرت مناسب استفاده شود.

۱-۲-۱ انواع کلیدهای ادوات FACTS

انواع کلیدهایی که در ساختار ادوات FACTS استفاده می شود، به قرار زیر است:

۱-تریستورها: جریان را فقط در یک جهت عبور می دهند. با ظرفیت بسیار زیاد نیز وجود دارند و با دوام می باشند. آتش کردن گیت آنها توسط پالس های کم انرژی است و تلفات کمی دارند. ولی باید توسط تجهیزات خارجی خاموش شوند و خاموش کردن آنها قابل کنترل نیست. یعنی برای اینکه خاموش شوند باید جریان آنها قطع شود. مثلاً با معکوس کردن ولتاژ که با انتقال جریان تریستور به شاخه ای دیگر صورت می گیرد یا با استفاده از کموتاسیون اجباری برای خاموش کردن تریستورها باید استفاده کرد. که مدارهای پیچیده ای دارد. بهمین دلیل در تریستورها بیشتر از کموتاسیون خط استفاده می شود.

۲- عناصر آتش شونده بوسیله پالس با کموتاسیون خودی: این عناصر با گیت خاموش می شوند و هم با قابلیت سدکنندگی متقارن و هم با قابلیت سدکنندگی مستقیم وجود دارند. با تزریق پالس به گیت روشن می شوند و با تزریق جریان معکوس به گیت خاموش می شوند و به محرکهای گیت با جریان زیاد و مدت کم احتیاج دارند. بدلیل جریان دنباله در هنگام خاموش شدن، زمان خاموشی زیادی دارند. فرکانس کلیدزنی آنها در حد صد هرتز است.

۳- عناصر آتش شونده با آتش پیوسته و کموتاسیون خودی: مشهورترین این عناصر IGBT است. در مدت هدایت باید پیوسته آتش شوند. مصرف گیت آنها اندک است زمان خاموش و روشن آنها، کم است. قابلیت سد کنندگی مستقیم دارند. فرکانس کلید زنی آنها در حدود کیلو هرتز است و بطور موثرتری از تکنیک PWM برای کاهش اعوجاج آنها میتوان استفاده کرد.

۱-۲-۲ ساختار مبدل استاتیکی قدرت

در ساختار مبدلها، کلیدهای نیمه هادی قدرت ورودی را به خروجی ارتباط مـی دهـد. اگـر مبـدل از طریق منبع ولتاژ تغذیه می شود. خروجی در حکم یک منبع ولتاژ است و باید به بـار دارای خاصـیت منبع جریانی مثلاً سلف وصل شود و برعکس اگر ورودی از یک منبع جریان تغذیه شـود خروجـی در حکم منبع جریان است و به بار خازنی باید وصل شود که دارای خاصیت منبع ولتاژی است.

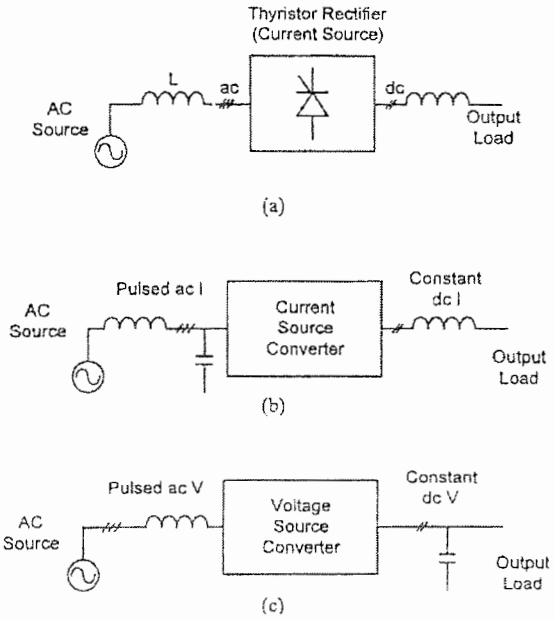
۱-۲-۲-۱ توپولوژیهای مبدلهای AC/DC

دو نوع توپولوژی برای مبدلها موجود است. این توپولوژی ها عبارتند از:

۱-مبدل منبع جریان متصل به شین خازنی

۲-مبدل منبع ولتاژ به متصل به شین جریانی

شکل (۱-۳) این توپولوژی ها را نشان می دهند.



شکل (۱-۳) اینورتر/ یکسوساز تریستوری b) مبدل منبع جریان با کموتاسیون اجباری c) مبدل منبع ولتاژ با کموتاسیون خودی

اگر ولتاژ اتصال DC در مبدل منبع ولتاژ ثابت در نظر گرفته شود، ولتاژ AC بریده می شود و شامل پالسهایی درهم نیم پریوده است. همچنین اگر منبع DC منبع جریان ثابت باشد، جریان خروجی بریده می شود و شامل پالسهایی در هر نیم سیکل است.

مبدل منبع جریان: در این مبدل جریان DC معکوس نمی شود. بنابراین کلیدها باید دارای قابلیت سدکنندگی دوطرفه ولتاژ و یک طرفه جریان باشند. GTO متقارن وIGBT با دیود سری این ویژگی را دارند.

مبدل منبع ولتاژ: در این مبدل ولتاژ شین DC معکوس نمی شود. در نتیجه کلیدها قابلیت سد دو طرفه جریان و یک طرفه ولتاژ دارند. GTO غیر متقارن وIGBT دارای این ویژگی هستند.

مدارهای متصل به طرف DC عبارتند از:

منابع ولتاژی: مثلا خازن یا باتری

منبع جریانی: مثلا یک القاگر از نوع ابر رسانا

۱-۲-۳ ساختار منبع ولتاژ سنکرون

اگر مبدلهای منبع ولتاژ با ولتاژ سیستم سنکرون شوند می توانند بعنوان یکسو کننده یا اینورتر کار کنند. برای بدست آوردن این ولتاژ، کلیدزنی بر روی ولتاژ شین DC که ثابت فرض می شود، انجام می گیرد. ولتاژ منعکس شده به طرف AC به چگونگی آتش کردن کلیدها و ولتاژ شین DC بستگی دارد. شکل موجها با ثابت بودن V_{DC} و آتش کردن با استفاده از یک پالس ۱۸۰ در هر سیکل که متناوب به کلیدهای بالا و پایین اعمال می شود، به دست می آید. آتش کردن کلیدهای یک ستون باید مکمل باشد تا ولتاژ خروجی هر ستون معین باشد. شکل موجهای خط به خط پالسهایی با عرض ۱۲۰ درجه هستند. در حالت کلی هارمونیکها از درجه (۱-+ ۶n) بوده و دامنه آنها ۱/n است.

جریان عبوری از منبع AC و شکل موجش به اندوکتانس لینک بستگی دارد. این اندوکتانس می تواند با امپدانس ترانس کوپل کننده تامین شود. البته دامنه جریان های تزریقی به منبع AC ممکن است زیاد باشد. برای کاهش هارمونیکها از روشهایی مانند PWM استفاده می شود. توانهای اکتیو و راکتیو منتقل شده عبارتند از:

$$P = \frac{3V_I V_S}{X}\sin\delta \qquad (1-8)$$

$$Q = \frac{3V_I(V_I - V_S\cos\delta)}{X} \qquad (1-9)$$

۱-۲-۳-۱ عملکرد بصورت جبرانگر توان راکتیو موازی

برای عملکرد بصورت جبرانگر توان راکتیو نیازی به ذخیره انرژی در طرف DC نیست. فقط خازنی در طرف DC قرار داده می شود که ولتاژ DC را تعیین می کند و جریان ریپل DC را جذب می نماید. البته می توان بوسیله خازن انرژی را ذخیره کرد و در حالت گذرا استفاده نمود.

مبدل مثل منبع توان راکتیو عمل می کند با صرفنظر از تلفات، زاویه بین ولتاژ شبکه و ولتاژ خروجی صفر است. اگر ولتاژ شبکه بیشتر از ولتاژ خروجی باشد، مبدل توان راکتیو جذب می کند و اگر کمتر باشد توان راکتیو تولید می نماید.

البته زاویه بین ولتاژ خروجی و ولتاژ شبکه مقدار کوچکی جهت تامین تلفات قرار داده می شود. تلفات در مبدلهای منبع جریان بیشتر از مبدلهای منبع ولتاژ است. ولی باید مراقب بود سمت DC اتصال کوتاه نشود. از این نظر چون جریان اتصال کوتاه منابع جریان کم است، مبدلهای جریانی عملکرد بهتری دارند. اگر توان اکتیو در خازن ذخیره شود، می توان جهت تقویت ولتاژ و میرایی هنگام خطا از آن بهره جست.

جبرانگر سری استاتیکی نسبت به جبرانگر سری پسیو مزایای فراوانی دارد و معمولا با ترانس به شبکه وصل می شود. از ترکیب مبدلهای سری و موازی بر یک شین DC، UPFC بدست می آید که مزایای

هر دو جبرانگر سری و موازی را دارد و قابیتهای فزونتری را نیز فراهم می کند. توسط UPFC می توان توان اکتیو و راکتیو و ولتاژ را بطور مستقل کنترل نمود.[۴]

۱-۲-۴ سیستم های HVDC

در این سیستم های HVDC از دو مبدل یکی اینورتر و دیگری یکسوساز استفاده می شود. فاصله آنها ممکن است چند متر یا چند صد کیلومتر باشد. عبور توان معمولا در سمت یکسوکننده کنترل می شود مزایای HVDC بازده و قابلیت اطمینان خیلی زیاد است و از عیوب آن می توان به جریانهای هارمونیکی بزرگ در ظرف AC و DC اشاره نمود. بعنوان مثال برای یک مبدل ۶ پالسه هارمونیکهای جریان AC از مرتبه۶n+۱ و با دامنه ۱/n و در طرف DC از مرتبه ۶n است. برای حذف هارمونیکها از ساختارهای چند پالسه یا از فیلترهای پسیو استفاده می شود.

از آنجا که کموتاسیون تریستورها کموتاسیون خط است، در اثر اعواج ولتاژ اینورتر، کموتاسیون بدرستی صورت نمی گیرد و عملکرد سیستم HVDC را مختل می کند ولی کلیدهای با کموتاسیون خودی این مشکل را ندارد.

برخی مزایای کاربرد کلیدهای با کموتاسیون خودی برای HVDC عبارت است از:

کنترل بهتر هارمونیکها و ضریب توان و بهبود قابلیت کنترلی مثلا با عملکرد مدل در ضریب توان واحد، نیاز به تامین مقدار زیاد توان راکتیو توسط کلیدها از بین می رود و همچنین همانطور که ذکر شد حتی اگر خطایی هم در سیستم رخ دهد باز هیچ مشکلی در کلیدهای با کموتاسیون خودی ایجاد نمی شود. ولی کلیدهای با کموتاسیون خط در این زمینه مشکل دارند.

قابلیتهای بیشتری مثل تنظیم ولتاژ و میرایی سیستم قدرت توسط کلیدهای با کموتاسیون خودی برای سیستم HVDC به دست می آید.

۱-۲-۵ کنترل هارمونیکها

دو روش آتش کردن گیتها موجود است:

۱-آتش کردن در فرکانس اصلی

۲- آتش کردن با تکنیک مدولاسیون پهنای باند.

اگر هر کلید در یک ستون مبدل برای نصف پریود منبع AC آتش شود، شکل موج مربعی می شود. در این روش تلفات کلید زنی کم است. در این روش الگوی کلید زنی ثابت است و جریانهای هارمونیکی تزریقی زیاد است. چند روش برای کاهش هارمونیکها وجود دارد:

۱-استفاده از فیلترهای پسیو

۲-بکار بردن تکنیکهای مدولاسیون پهنای باند(PWM).

۳-کاربرد ساختار چند پالسه.

جریانهای هارمونیکی تزریقی می تواند افت ولتاژ هارمونیکی را در خط موجب شود یا باعث اعوجاج ولتاژ و در نتیجه مختل شدن عملکرد بارها و سایر تجهیزات AC شود. علاوه بر این، تداخلهای

فرکانس بالا نیز توسط این مبدلها ایجاد می شود که ممکن است بر تجهیزات مخابراتی و کنترلی اثر نامطلوب گذراد.

راحت ترین راه مقابله با هارمونیکها استفاده از فیلترهاست. فیلترهای پایین گذر LC برای حذف مؤلفه های ۵ و ۷و ۱۱ و۱۳ استفاده می شود. با استفاده از فیلتر LCR با پهنای باند وسیع، تعداد زیادی از مؤلفه های فرکانس بالا حذف می شود. در مبدلهای منبع ولتاژی راکتانس لینک و ترانسفورماتور مانند فیلتر پایین گذر عمل می کند. اندوکتانس به نحوی انتخاب می شود که هارمونیک جریان در حد مجاز باشد.

۱-۲-۵-۱ ترانس شیفت دهنده فاز

با استفاده از ترانس شیفت دهنده فاز هم می توان قدرت مبدل را افزود و هم می توان هارمونیکها را کم کرد. در این روش باید در اولیه یا ثانویه n ترانس با شیفت فاز ۶۰/n استفاده کرد. مثلا در ترکیب ۱۲ پالسه، هارمونیکهای مرتبه ۵ و ۷ در طرف AC و هارمونیک مرتبه ۶ در طرف DC حذف می شود.

۱-۲-۵-۲ ساختارهای چند سطحی

با استفاده از مبدلهای چند طبقه نیز می توان شکل موجهای پله ای ولتاژ بدست آورد. در کاربردهای توان بالا، سه طبقه مبدل بکار برده می شود. بر خلاف مبدل پل دو طبقه ای، مبدلهای سه طبقه ای کنترل دامنه ولتاژ AC ر ا با ولتاژ ثابت خازن DC امکانپذیر نمایند. ساختارهای چند طبقه علاوه بر کاهش هارمونیک، قدرت مبدل را اضافه می نمایند و حتی ممکن است باعث حذف ترانس کوپل کننده شوند که به این ترتیب کاهش هزینه زیادی را سبب می شوند.

۱-۲-۵-۳ تکنیک PWM

با روش مدولاسیون پهنای پالس نیز می توان هارمونیکها را حذف کرد. افزودن شکافهایی به شکل موجهای جریان و ولتاژ محتوای هارمونیکی شکل موجها را می کاهد. مؤلفه های هارمونیکی به محل، پهنا و تعداد شکافها بستگی دارند و بعنوان مثال یک شکاف در هر ربع سیکل یک مؤلفه هارمونیکی را حذف می کند. اگر فرکانس کلید زنی افزایش یابد، روشهای مدولاسیون مختلفی قابل استفاده است.

۱-۲-۶ نیازهای کنترل عمومی

نیازهای کنترل عمومی مبدلها به شرح زیر است:

آتش کردن کلید قدرت: مشخصه آتش کردن کلید، نوع محرک را مشخص می کند. بعنوان مثال تریستورها توان گیت کمی لازم دارند ولی GTO ها محرک گیت ویژه ای لازم دارند که جریان زیاد و کوتاه مدت به گیت تزریق کند.

تولید الگو یا پالس آتش: مدولاتور با استفاده از مرجع مورد نظر، الگوهای آتش را تولید می نماید.

سنکرون کردن با خط : برای سنکرون کردن مبدل با شبکه یا از PLL یا تشخیص نقطه گذر صفر ولتاژ استفاده می شود. اگر شکل موج دارای اعوجاج باشد استفاده از نقطه گذر صفر مشکل است.

کنترل ولتاژ یا جریان: مراجع جریان و ولتاژ توسط مدار کنترلی جبرانگر فراهم می شود.

اعمال تکمیلی: این اعمال شامل کنترل توان راکتیو و میرایی نوسانات سیستم می باشد.
کنترل ولتاژ و جریان: ولتاژ و جریان مبدل بر حسب عملکرد کنترل کننده بصورت درونی کنترل می شود. معمولا در جبرانگر موازی حلقه درونی، جریانی و در جبرانگر سری حلقه درونی ولتاژی خواهد بود. برای دنبال کردن صحیح مرجع جریان از PWM در فرکانس کلید زنی استفاده می شود. به شیوه های زیر می توان کنترل را انجام داد:
کنترل مقادیر مؤثر یا لحظه ای در چهار چوب ABC ساکن.
کنترل مقادیر مؤثر یا لحظه ای در چهار چوب PQ چرخان: در این روش برای تبدیل محور یک پروسسور لازم است. این روش مزایایی دارد که مثلا عبارتست از: جداسازی طبیعی مؤلفه های اکتیو وراکتیو جریان و توان.

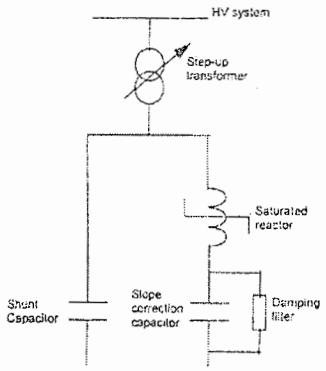
۱-۲-۷ کنترل کننده های خارجی

۱-کنترل توان راکتیو
۲-کنترل امپدانس: توسط ادوات FACTS علاوه بر کنترل X (توسط ادوات سری)، R را هم توسط ادوات سری، موازی مثل UPFC می توان کم کرد.
میرایی سیستم قدرت: برای این منظور می توان از تبادل توان اکتیو توسط مبدل بهره جست.
حال که کلیاتی راجه به ادوات FACTS بیان شد، بطور دقیقتر هر یک ادوات FACTS که کاربرد بیشتری دارد، بررسی می شود.

۱-۳- جبرانگرهای موازی SVC[۱] و STATCOM[۲]

راجع به جبران موازی در بخشهای قبلی توضیح مختصری داده شد. اکنون مطالب جامع تر و دقیقتری راجع به جبران موازی ارائه می شود. ابتدا تاریخچه ای راجع به جبران موازی بیان می گردد.
قبل از SVC، در سال ۱۹۶۰ توسط ژنراتور سنکرون بدون توربین، جبران صورت می گرفت و توان راکتیو تولید یا جذب می کرد و تلفات را از شبکه تامین می نمود.
کنترل ولتاژ فقط در ترمینال های ژنراتور یعنی V_S و V_R ممکن بود. راکتور و خازن با کلیدهای مکانیکی برای جبران توان راکتیو استفاده می شدند که فقط در حالت ماندگار ولتاژ سیستم را تنظیم می کردند.
اولین طرح جبرانگر استاتیک توان راکتیو موازی، یک راکتور هسته آهنی اشباع شده بود. که در ۱۹۶۰–۱۹۵۰ در انگلستان نصب شد. ساده ترین فرم راکتور اشباع شده، یک القا گر هسته آهنی با یک سیم پیچ در هر فاز است.

---
[۱] Static Var Compensator
[۲] Static Compensator



شکل(۱-۴) راکتور اشباع شده

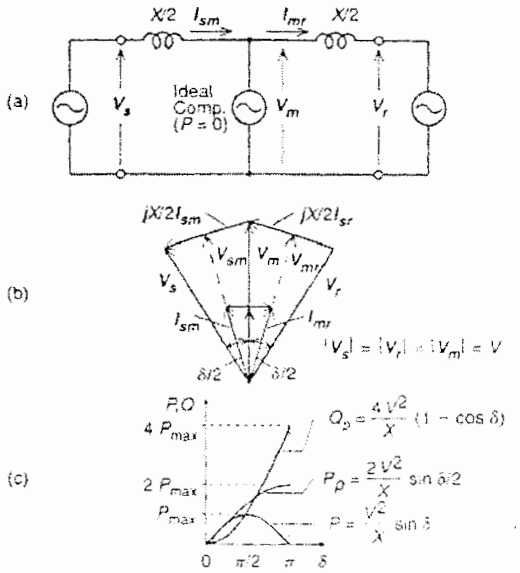
راکتور دو راکتانس دارد. مؤلفه اصلی ولتاژ دارای دامنه ثابتی متناظر با ولتاژ اشباع است. قسمت دیگر متناظر با تغییر جریان به ازای تغییر بیشتر ولتاژ می باشد. این راکتور بدون فیدبک ولتاژ را کنترل می کند البته هارمونیک جریانی دارد. خازن سری با راکتور اشباع شده هم برای تصحیح شیب منحنی مفید است.

تا اواخر دهه ۱۹۷۰ از این راکتور استفاده می شده است. بعد از آن تجهیزات نیمه هادی وارد عمل شده اند. که ارزانتر و کم تلفات تر می باشند. [۳۷, ۳۸]

۱-۳-۱ اهداف جبران موازی

هدف اصلی جبران موازی افزایش توان انتقالی خطوط انتقال می باشد. از فواید جبران موازی تنظیم ولتاژ نقاط میانی خطوط انتقال و نقاط انتهایی خطوط توزیع، جلوگیری از ناپایداری ولتاژ، افزایش پایداری گذرا و میراکردن نوسانات قدرت یا افزایش پایداری دینامیکی سیستم می باشد.

همانطور که قبلا هم بطور خلاصه بیان شد فواید جبران موازی ایده آل در شکل (۱-۵) نشان داده می شود.



شکل(۱-۵) a) مدار معادل خط جبران شده توسط جبرانکر موازی b) دیاگرام فازوری c) نمودار P و Q بر حسب δ

توان اکتیو و راکتیو عبوری از خط را مطابق معادلات (۱-۸) و (۱-۹) تغییر می دهد.

$$P = 2V^2 / X * \sin(\delta/2) \qquad (1-10)$$

$$Q = 2V^2 / X * (1-\cos(\delta/2)) \qquad (1-11)$$

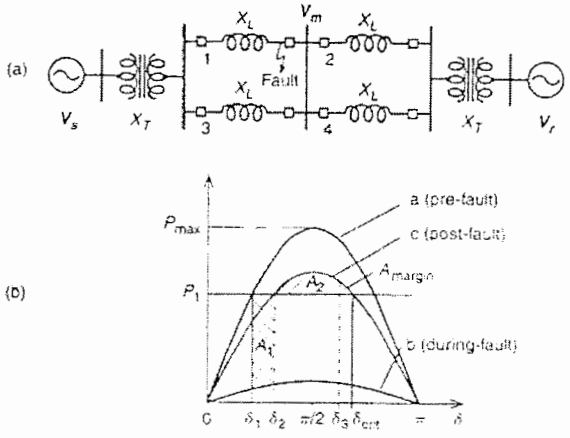
اگر این جبران موازی برای نقاط بیشتری از خط انتقال علاوه بر نقطه میانی انجام شود، پروفیل ولتاژ بهبود می یابد و صافتر می شود و همچنین توان انتقالی (به نسبت تعداد نقاط جبران) بیشتر می شود. مثلا با جبران خط در سه نقطه، توان ارسالی ۸ برابر می شود. منتهی در عمل حد حرارتی عبور توان خط، اجازه افزایش توان به این اندازه را نمی دهد.

۱-۳-۲ جلوگیری از ناپایداری ولتاژ

همانطور که قبلا ذکر شد، جبران موازی پایداری ولتاژ را بهبود می بخشد. جبرانگر موازی هنگام افت ولتاژ بسرعت توسط تولید توان راکتیو فراوان یعنی نشان دادن امپدانس خازنی فراوان، ولتاژ را بالا می برد و اجازه ناپایداری ولتاژ را نمی دهد. هر چه ضریب توان در خط به سمت پیش فاز برود، احتمال وقوع ناپایداری ولتاژ کمتر می شود. توسط جبران موازی ضریب توان و پایداری ولتاژ سیستم بهبود می یابد.

۱-۳-۳ بهبود پایداری گذرا

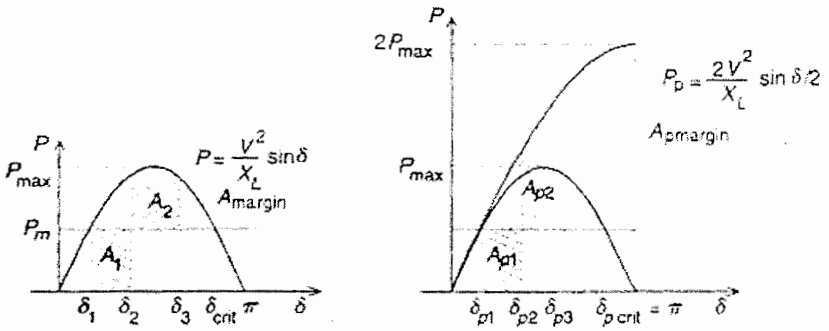
همانطور که بیان شد جبران موازی می تواند با تغییر توان الکتریکی برای ژنراتور بلافاصله بعد از خطا و حتی هنگام خطا، پایداری گذرا را افزایش دهد. برای فهم مطلب از معیار سطوح مساوی برای تحلیل پایداری گذرا استفاده می شود. یک خط انتقال را در نظر بگیرید که در طرفین خط مدار معادل تونن قرار داده شده است.



شکل(۱-۶) نشان دادن معیار سطوح معادل برای سیستم دو ماشینه

فرض کنید که ژنراتور در توان Pm در حالت دائمی کار می کند. توان الکتریکی و مکانیکی هر دو مساوی Pm خواهند بود. خطایی در سیستم رخ می دهد و توان الکتریکی ناگهان به صفر می رسد. از آنجا که توان مکانیکی از توان الکتریکی بیشتر است، سرعت ژنراتور افزایش می یابد. حال خطا برطرف می شود و با فرض اینکه سیستم بعد از خطا دوباره نمودار $P-\delta$ یی مطابق حالت قبل از خطا دارد، دوباره توان الکتریکی باید به Pm برسد. بعد از رفع خطا توان الکتریکی بیشتر از Pm می شود تا

انرژی جنبشی آزاد شده، مجددا ذخیره گردد. در سطحی از منحنی $P-\delta$ که Pe از Pm کمتر است، شتاب ژنراتور زیاد می شود و در سطحی که Pe از Pm بیشتر است، شتاب کم می شود. برای پایداری گذرا باید پس از نوسانات A_2 برابر با A_1 شود، تا انرژی جنبشی آزاد شده مجددا ذخیره گردد. حال سیستم را با جبرانگر موازی در نظر بگیرید. نمودار $P-\delta$ به شکل (۱-۷) تبدیل می شوند.[۱]



شکل (۱-۷) نمودار برای حالت بدون جبرانگر و حالت با جبرانگر موازی

در شبکه با جبرانگر موازی، همان شرایط کار و خطا و شرایط بعد از خطا را در نظر بگیرید. با این تفاوت که در سیستمی که جبرانگر موازی نصب باشد، مشاهده می شود حاشیه پایداری خیلی بیشتر شده است. وقتی که جبرانگر موازی در شبکه نصب باشد، منحنی $P-\delta$ بهبود می یابد و زاویه بحرانی خیلی کمتر می شود در نتیجه مطابق شکل، حاشیه پایداری افزایش می یابد.

۱-۳-۴ میراکردن نوسانات توان

ادوات موازی در میرا کردن نوسانات توان هم خیلی موفق عمل می کنند. همانطور که از بحث سطوح مساوی بر می آید، وقتی δ در حال زیاد شدن است، یعنی Pm از P بیشتر است. پس اگر جبرانگر موازی سریعا توان الکتریکی را زیاد کند شتاب ژنراتور کم می شود. همچنین هنگامی که $d\delta/dT<0$، ژنراتور شتاب منفی دارد، یعنی P از Pm بیشتر است، اگر جبرانگر موازی P را کم کند، شتاب کم می شود. به این ترتیب نوسانات بسرعت میرا می شود. بنابراین اگر توان راکتیو جبرانگر تغییر کند، در یک کنترل بنگ بنگ نوسانات بسرعت میرا می شود.

۱-۳-۵ مشخصات کلی جبرانگر موازی

جبرانگر موازی مشخصات کلی زیر را باید دارا باشد:

جبرانگر باید با شبکه سنکرون باشد تا هنگام خطاهای بزرگ سریع بتواند سنکرونسیم ژنراتورها را با هم در شبکه را حفظ کند.

جبرانگر بر حسب شرایط سیستم باید بتواند پایداری ولتاژ ، دینامیکی و گذرا را با تنظیم دقیق ولتاژ بهبود بخشد.

بهترین نقطه برای اتصال جبرانگر موازی برای خط انتقالی که دو سیستم قدرت را بهم متصل کرده، نقطه میانی خط می باشد.

همانطور که مشاهده خواهد شد تمام ادوات FACTS که در این کتاب آورده شده است، همه مشخصات بالا را می توانند برآورده سازند. ولی کارایی آنها ، قیمت ، نصب و فضای اشغال کننده و تلفات آنها فرق می کند.

۱-۳-۶ روشهای تولید توان راکتیو کنترل شده

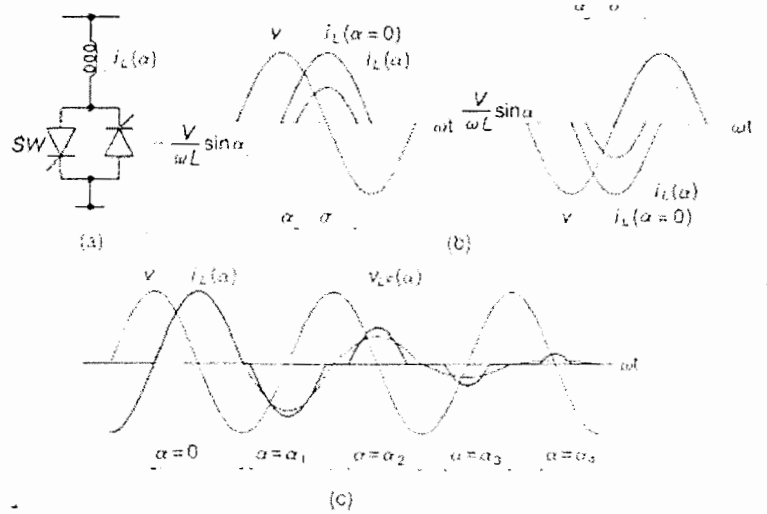
ابتدا برای جبران توان راکتیو فقط راکتور و خازن موازی با خط با کلیدهای مکانیکی استفاده می شد، این جبرانگرها فقط در حالت ماندگار توانایی جبران سیستم را دارند. سپس برای جبران دینامیک سیستم ژنراتور سنکرون بعنوان جبرانگر توان راکتیو متغیر وارد عمل شد. پس از آن سلف اشباع شده کنترل توان راکتیو را انجام می داد و در نهایت از سال ۱۹۷۰، جبرانگرهای قابل کنترل توسط کلیدهای تریستوری وارد عرصه شدند. این جبرانگرها می توانند توان راکتیو را بین حداکثر توان خازنی و سلفی بطور پیوسته تغییر دهند. سپس از کلیدهای باکموتاسیون خودی و بدون استفاده از خازن و راکتور هم استفاده شد. در زیر این دو نوع جبرانگرهای توان راکتیو کنترل شونده توسط ادوات الکترونیک قدرت بررسی می شوند.

۱-۳-۶-۱ نوع اول: جبرانگر با کلیدهای تریستوری

برای تشریح ساختار این نوع جبرانگر، ساختار اجزاء آن توضیح داده می شود. این جبرانگر از دو بخش تشکیل شده است: خازن سوئیچ شونده توسط تریستور(TSC) و راکتور کنترل شونده توسط راکتور (TCR). در ادامه این قسمتها بررسی می شوند.

۱-۳-۶-۱-۱ TCR (راکتور کنترل شونده توسط تریستور)

TCR از یک راکتور تشکیل شده که با کلیدهای تریستوری معکوس و موازی سری شده است و توسط آنها کنترل می شود. یک شکل ساده TCR در شکل (۱-۸) مشخص شده است.



شکل(۱-۸) (a) راکتور کنترل شده تریستوری(TCR) (b) کنترل زاویه تاخیر (c) جریان و ولتاژ با تغییر زاویه تاخیر

تریستورهای کنونی می توانند تا ولتاژ ۴ تا ۹ کیلوولت را سد کنند و جریانهای ۳ تا ۶ کیلو آمپر را می توانند عبور دهند. در عین حال در کاربردهای عملی ۱۰ تا ۲۰ کلید تریستوری برای رسیدن به رنج مورد نظر با هم سری می شوند.

TCR توسط کنترل زاویه تاخیر تریستورها کنترل می شود. مطابق شکل (۱-۸)، اولا زاویه تاخیر TCR می تواند بین ۰ تا ۹۰ درجه تغییر کند. در این فاصله هر چه زاویه تاخیر بیشتر شود، جریان TCR کمتر می شود. این جریان هامونیک تولید می کند که مولفه اصلی آن در شکل (۱-۸) رسم شده است و مقدار هارمونیک اصلی این جریان عبارتست از :

$$I_{LF}(\alpha)=\frac{V}{\omega L}(1-2/\pi*\alpha-1/\pi*\sin(2\alpha))$$

در نتیجه ادمیتانس متغیر بر حسب زاویه عبارتست از:

$$B_L(\alpha)=\frac{V}{\omega L}(1-2/\pi*\alpha-1/\pi*\sin(2\alpha)) \qquad (1-12)$$

حد B_L توسط ولتاژ و جریان نامی TCR محدود می شود.

همانطور که گفته شد، TCR هارمونیک ایجاد می کند که این جریان هارمونیکهای عبارتست از:

$$I=\frac{4V}{\pi\omega L}\{\frac{\sin(\alpha)\cos(n\alpha)-n\cos(\alpha)\sin(n\alpha)}{n(n^2-1)}\} \qquad (1-13)$$

یکی از راههای کم کردن هارمونیکها این است که بجای یک TCR، m TCR استفاده شود که فقط یکی بطور پیوسته کنترل شود و بقیه بطور کامل روشن یا خاموش شوند. این روش هم تلفات را بخاطر کاهش تلفات کلیدها کاهش می دهد و هم هارمونیکها را به نسبت ۱/m کوچک می کند.(m تعداد TCR ها)

روش دوم این است که از ساختار TCR ۱۲ پالسه استفاده شود. دو دسته TCR که به شکل مثلث متصل شده اند، یک TCR در ثانویه ستاره و دیگری در ثالثیه برانس واسط قرار داده می شوند.

به این وسیله هارمونیکهای ۵ و۷ و ۱۷ و ۱۹ و بطورکلی هارمونیکهای جریان از مرتبه $6(2K-1)\pm1$ که K=۱،۲،۳،... حذف می شود.

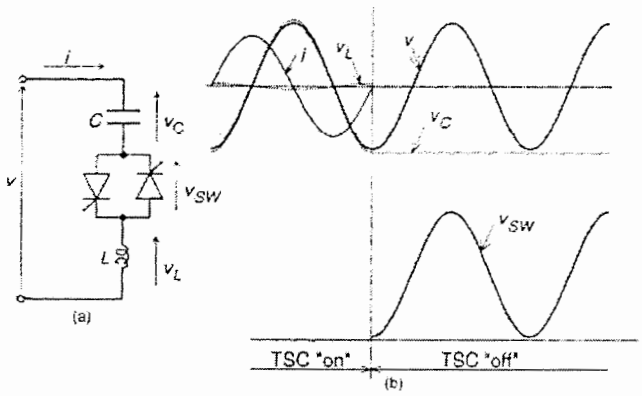
اگر از تعداد بیشتری TCR در ساختار مثلث استفاده شود و درست شیفت داده شده و جمع شوند بیشتر هارمونیک کم می شود. ولی استفاده از ساختار ۱۸ پالسه به بعد پیچیدگی و گران قیمتی آن بیشتر می شود. همچنین چنین ساختاری با توجه به عدم تقارن که در سیستم های انتقال پیش می آید، بسختی کنترل می شود. بنا به این دلیل از ساختار ۱۲ پالسه بیشتر بندرت استفاده می شود.

اگر از دو روش بالا نتوان استفاده کرد، باید از فیلترهای LC و LCR بطور موازی استفاده کرد. این فیلترهای موازی برای حذف هارمونیکهای ۳ و ۷ و گاهی ۱۱ و ۱۳ بکار می رود.

یک فیلتر بالا گذر، با موازی کردن یک مقاومت با سلفهای فیلتر های LC برای حذف هارمونیکهای بالا بکار می رود. بخاطر عدم تقارن در شبکه، کنترل جداگانه TCR ها یا شرایط رزونانس یک فیلتر هارمونیک سوم هم ممکن است بکار رود.[۱۲ ,۱]

۱-۳-۶-۱-۲ TSC (خازن سوئیچ شونده توسط تریستور)

TSC از یک خازن تشکیل شده که با کلیدهای تریستوری معکوس و موازی و یک راکتور کوچک سری شده است و توسط آن کلیدها سوئیچ می شود. یک شکل ساده TSC در شکل (۱-۹) مشخص شده است.



شکل(۱-۹) TSC و شکل موجهای وابسته

TSC از یک راکتور کوچک محدود کننده جریان تشکیل شده است. این راکتور کلیدها را از تغییرات زیاد جریان حفظ می کند و ممکن است برای جلوگیری از ایجاد رزونانس خازن با سیستم در فرکانس خاصی استفاده شود. در حالت دائم و پایدار جریان TSCعبارتست از :

$$I = V\frac{n^2}{n^2-1}\omega * C * \cos(\omega * C)$$

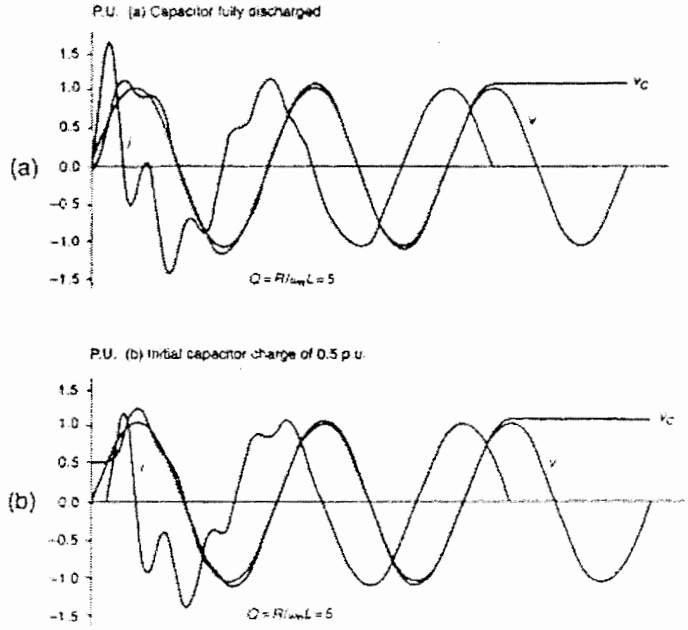
$$n = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

ولتاژ خازن عبارتست از :

$$V_C = \frac{n^2}{n^2-1}V \qquad (1-14)$$

برای اینکه خازن برای ورود به مدار یا خروج از مدار هیچ حالت گذرایی نداشته باشد، خازن در لحظه شارژ کامل می تواند از سیستم خارج یا به سیستم وارد شود. ولی وقتی خازن بخواهد وارد مدار شود در حالت شارژ کامل نیست. چون مقداری از ولتاژ آن تخلیه می شود. بهمین دلیل بهترین حالت ورود خازن آنست که ولتاژ دو سر کلید صفر باشد. یعنی اینکه ولتاژ خازن و سیستم مساوی باشد. در شکل (۱-۱۰)، این حالت گذرای خازن را در سه وضعیت نشان می دهد. در شکل (۱-۱۰-a) خازن در حالت دشارژ کامل وارد مدار شده است. ولی در یک حالت ولتاژ دو سر کلید صفر نبوده و در حالت

دیگر ولتاژ دو سر خازن صفر بوده است و در شکل (۱-۱۰-b) خازن در حالت نیمه شارژ وارد مدار شده است. مشاهده می شود که اولا در حالت نیمه شارژ حالت گذرا کمتر است. ثانیا در حالتی که ولتاژ دو سر کلید صفر باشد حالت گذرا کمتر می شود.



شکل (۱-۱۰) حالت گذرای خازن سوئیچ شونده تریستوری (a) حالت دشارژ کامل (b) حالت نیمه دشارژ

بنابراین خازن مثل راکتور نمی تواند بطور پیوسته کنترل شود و قطع یا وصل است. رنج ولتاژ و جریان خروجی TSC توسط کلیدهای بکار رفته شده محدود می شود. برای اینکه پیوستگی کنترل توان راکتیو بیشتر شود، از چند TSC بجای یکی استفاده می شود یا همانطور که توضیح داده خواهد شد از یک TCS بهمراه یک TCR استفاده می شود.

۱-۳-۶-۱-۳ ساختار FC-TCR

از FC-TCR برای ایجاد امپدانس متغیر استفاده می شود. در این ساختار TCR در حالت ماندگار باعث می شود که ولتاژ بطور دقیق کنترل شود و در حالت گذرا توسط سرعت زیاد TCR، حاشیه پایداری سیستم بمقدار زیادی افزایش می یابد. FC-TCR از موازی کردن یک TCR و یک خازن ثابت تشکیل می شود.

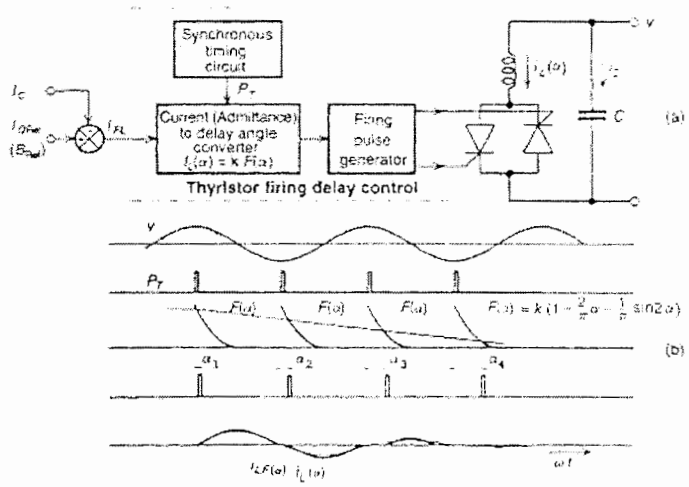
با تغییر زاویه آتش TCR ، توان راکتیو خروجی بطور پیوسته تغییر می کند. حد پایینی تولید توان راکتیو را خازن تعیین می کند و با مشارکت TCR در تولید، توان راکتیو به بطور پیوسته کم می شود و به میزانی که برای تامین مرجع لازم است، توان راکتیو تولید می گردد. مدار کنترل FC-TCR شامل سه قسمت زیر است:

اولین قسمت کنترلر، وظیفه سنکرون کردن با شبکه را انجام می دهد. این عمل معمولا توسط یک PLL انجام می گیرد. البته گاهی اوقات از گذر صفر ولتاژ جهت سنکرونیسم استفاده می شود. ولی این روش هنگام خطا ممکن است به درستی عمل نکند.

قسمت بعد، رابطه بین زاویه تاخیر و مقدار جریان هارمونیک اصلی را حساب می کند که به چند روش امکان پذیر است. یکی استفاده از یک مولد تابع آنالوگ است که در هر نیم سیکل جریان را برحسب زمان تاخیر نشان دهد . دیگری جدولی است که رابطه زمان تاخیر با جریان بطور عددی در آن ذخیره شده باشد. روش سوم استفاده از میکرو پرسسور است.

در قسمت سوم جریان راکتیو مورد نیازی که TCR باید تولید کند، محاسبه می شود. در این قسمت توان تولیدی خازن و TCR تفکیک می شود.

در چهارمین مرحله، تولید کننده پالس، پالسهای مورد نیاز برای گیتهای تریستور را فراهم می کند. در مورد ارسال پالسها به گیت، از آنجا که سطح ولتاژ متفاوت است، ارسال پیامهای گیت باید توسط فیبرهای نوری صورت پذیرد. کنترل کننده FC-TCR در شکل (۱-۱۱) آورده شده است.



شکل(۱-۱۱) کنترل FC-TCR و شکل موجهای وابسته

از دید جعبه سیاه، FC-TCR مثل یک امپدانس متغیر برای سیستم است. تابع تبدیل که برای FC-TCR درنظر گرفته می شود حدودا به صورت زیر است که s عملگر لاپلاس و Td شیفت انتقال می باشد.

$$G(S) = K\frac{1}{1+T_D S} \qquad (1-15)$$

برای یک TCR تک فاز، حداکثر شیفت انتقال T/۲ است. برای TCR سه فازحداکثر زاویه انتقال برای رفت T/۲ و برای برگشت T/۳ است این اختلاف رفت و برگشت به علت این است کـه در TCR فقـط روشن شدن کلیدهای تریستوری قابل کنترل است و زمان خاموش شدن کلیدها قابل کنترل نیست و

باید جریان TCR صفر شود تا اینکه TCR خاموش شود. برای حالت ۱۲ پالسه زمان انتقال فرق نمی کند. فقط شکل موج خروجی صافتر می شود.

تلفات برای FC-TCR خیلی مهم است. منبع تلفات شامل سه عامل می شود:

۱- تلفات خازن (که معمولا کم است).

۲- تلفات راکتور که به نسبت مجذور جریان زیاد می شود.

۳- تلفات تریستور که با زیاد شدن جریان TCR زیاد می شود.

کل تلفات با افزایش توان راکتیو خازنی کمتر می شود و با افزایش توان راکتیو منفی زیاد می شود. بنابراین هر چقدر توان راکتیو خروجی منفی تر باشد، تلفات بیشتر می شود و هر چقدر توان راکتیو به سمت مصرف خازنی تبدیل شود، تلفات کمتر می شود.[۱،۱۲]

۱-۳-۶-۱-۴- SVC

SVC ابتدا برای جبران دینامیک شبکه و کاهش تلفات FC-TCR و انعطاف پذیری بیشتر عملکرد جبرانگر موازی بکار رفت. SVC از چند خازن سوئیچ شونده توسط تریستور و یک راکتور کنترل شونده توسط تریستور تشکیل شده است. عملکرد SVC به شرح زیر است:

خازن ها توان راکتیو پله ای تولید می کنند. TCR در این بین توانهای راکتیو پله ای، توان راکتیو را یکنواخت تغییر می دهد. همانطور که قبلا بیان شد، TSC فقط بصورت پله ای می تواند توان راکتیو را تغییر دهد و TCR با تغییر زاویه آتش راکتورها بطور پیوسته می تواند توان راکتیو را تغییر دهد. فرض کنید توان خازن ها هر کدام ۱۰ مگاوار باشد. با وارد شدن هر کدام از TSC ها ظرفیت راکتیو تولیدی ناگهان ۱۰ MVAR اضافه می شود. اما اگر TCR وارد عمل شود این توان به طور پیوسته می تواند تغییر داده شود. مثلا برای تامین توان ۱۵ مگاوار دو خازن ۱۰ مگاوار باید وارد مدار شود و ۵- مگاوار هم لازم است که TCR تولید کند. به این منظور دو خازن سوئیچ می شوند و به مدار می آیند و با تغییر زاویه تاخیر، TCR ۵ مگاوار تولید می کند.

کنترل کننده SVC باید شامل موارد زیر باشد:

۱- ابتدا باید تعداد خازن های مورد نیاز برآورد شود. مثلا اگر پله ها ۱۰ مگاواری هستند وتقاضای توان ۲۶ MVAR است، باید مشخص شود که ۳ خازن باید وارد مدار شوند. همچنین باید مقدار توان که TCR باید تامین کند، یعنی ۴- MVAR (در مورد این مثال) معین گردد.

۲- باید کنترل کننده خازن ها را بدون حالت گذرا وارد مدار کند. یعنی خازنها در حالتی وارد مدار شوند که حالت گذرای نامناسب ایجاد نکنند.

۳- قسمت سوم کنترلر، جریان TCR را با کنترل زاویه آتش با توجه به مقدار تقاضای توان تامین می کند.

در قسمت اول ابتدا با توجه به تقاضای توان راکتیو، ضریبی از تعداد خازن ها بدست می آید. به این ترتیب که تقاضای توان راکتیو به سمت عدد بزرگتر رند می شود که ضریبی از پله های خازنی بشود و تعداد خازن ها مشخص می گردد. به عنوان مثال اگر تقاضای توان ۴۵ مگاوار باشد و پله های

خازنی ۱۲ مگاواری باشد، عدد ۴۵ به عدد ۴۸ رند می شود که ضریبی از توان راکتیو پله های خازنی است و ۴ پله خازنی به مدار می آید. با کاهش این توان، توسط تولید توان راکتیو TCR تقاضای توان راکتیو بطور دقیق بدست می آید. در مورد این مثال توان تولیدی TCR باید ۳- مگاوار باشد.

در قسمت دوم خازنها هنگامی وارد مدار می شوند که ولتاژ تریستورها منیمم باشد. در حالتی که ولتاژ دو سر کلیدهای تریستوری می نیمم باشد، حالت گذرای ورود خازن به مدار می نیمم می شود.

با مشاهده جریان خروجی براحتی نمی توان تشخیص داد که خروجی مربوط FC-TCR یا SVC است. اما سرعت FC-TCR از SVC بیشتر است. زیرا حداکثر تاخیر مورد نیاز TCR نیم سیکل است. ولی سوئیچ شدن خازن در مدار به یک سیکل زمان احتیاج دارد. اگر از شاخه های بیشتر TSC استفاده شود، احتمال این که خازن شارژ شده در دسترس باشد، خیلی بیشتر است.

تابع تبدیل SVC مانند FC-TCR است با این تفاوت که زمان انتقال آن فرق می کند(از لحاظ تئوری نصف است). برای SVC تک فاز $T_D = \frac{1}{f}$ و برای SVC سه فاز $T_D = \frac{1}{3f}$ است که F فرکانس اصلی است.

از دید جعبه سیاه عملکرد FC-TCR نسبت به SVC برای جبران پایداری چندان قابل تشخیص نیست. در SVC هر چه بانکهای خازنی بیشتر وارد مدار می شود، تلفات بیشتر می شود. همچنین هر چه جریان TCR بیشتر شود، تلفات بیشتر می شود. این نمودار تلفات نشان می دهد که تلفات SVC برای جبران سیستم در حالت گذرا مفیدتر است و برای عملکرد در حالت دائمی به تنهایی مناسب نمی باشد.

۱-۳-۶-۱-۴-۱ کلیدهای مکانیکی

ممکن است در ابتدا به نظر رسد که برای کاهش تلفات از کلیدهای مکانیکی به جای تریستور برای خازن استفاده شود ولی به دلایل زیر این کار ممکن نیست.

۱- سرعت پاسخ کلیدهای مکانیکی خیلی کم است و جبران کننده برای حالت گذرای سیستم به شمار نمی روند. زیرا برای جبران پایداری به سرعت عملکرد بالا احتیاج است که کلیدهای مکانیکی این ویژگی را ندارند.

۲- کلیدهای مکانیکی قابلیت کنترل دقیق ندارند. بنابراین با خروج خازن ها ابتدا باید خازن ها شارژ شود. سپس کلید مکانیکی آنها را وارد مدار می کند. با در نظر گرفتن ۴-۳ سیکل برای زمان شارژ خازن و ۷-۳ سیکل برای عملکرد کلید مکانیکی، سرعت ورود خازن با کلید مکانیکی ۱۱-۶ برابر TSC خواهد بود.

۳- در جبران کننده های استاتیکی برای تنظیم ولتاژ، نیاز به تغییر توان جبران کننده، زیاد پیش می آید. بنابراین اگر از کلید مکانیکی استفاده شود، لازم است که زیاد قطع و وصل گردد. با توجه به این که کلید مکانیکی تعداد دفعات محدودی قابلیت قطع و وصل دارد، (بین ۲۰۰۰ تا ۵۰۰۰) به این

منظور قابل استفاده نمی باشد. بنابراین در مجموع ترکیب خازن با کلید مکانیکی و TCR، به عنوان جبرانگر دینامیکی توان راکتیو شمرده نمی شود. [۱۲،۱۴]

۱-۳-۶-۲ نوع دوم: جبرانگرهای نوع مبدل

نوع دوم جبرانگرهای توان راکتیو نیازی به راکتور و خازن ندارد. اما کلید های این نوع جبرانگرها فرق می کند. در جبرانگرهای نوع امپدانس متغیر از کلیدهای تریستوری با کموتاسیون خط استفاده می شود. اما در جبرانگرهای نوع مبدل از کلیدهای با کموتاسیون خودی مثل GTO استفاده می شود. این جبرانگر ها بدون منبع انرژی DC می توانند توان راکتیو را تولید یا جذب نمایند و از نظر تولید توان راکتیو مشابه کندانسورهای سنکرون هستند که با کنترل تحریک، توان راکتیو با شبکه تبادل می کردند. این جبرانگر ها اگر به منبع تغذیه DC متصل باشند، می توانند توان اکتیو هم با شبکه رد و بدل کنند. تولید و یا جذب توان راکتیو کنترل شده، توسط تمام انواع مبدلهای DC-AC قابل تولید است. اگر چه مبدلهای AC-AC هم قابلیت تولید توان راکتیو کنترل شده را دارند، اما تا زمانی که تکنولوژی در این زمینه پیشرفت بیشتری نکند، کاربرد آنها در شبکه قدرت غیر اقتصادی است.

توان لحظه ای در ورودی و خروجی مبدلها برابر است. همچنین نوع مبدل و بار باید مکمل هم باشند. یعنی منبع ولتاژ کنترل شده باید به بار جریانی و منبع جریان کنترل شده، به بار ولتاژی وصل شود.

مبدلهای ولتاژی بنا به دلایل زیر بر مبدلهای جریانی ترجیح داده می شوند:

۱- مبدلهای جریانی نیاز به کلید های با توانایی سد کنندگی دو طرفه ولتاژ احتیاج دارند که کلیدهای پر قدرت کنونی یا این قابلیت را ندارند یا در صورت انجام آن اثر مخرب بر سایر پارامترها دارند. (مثلا تلفات را زیاد می نمایند.)

۲- در طرف DC مبدلها بسته به نوع مبدل باید خازن و سلف DC شارژ شده قرار داد. قرار دادن راکتور شارژ شده، از خازن شارژ شده تلفاتش بیشتر است.

۳- مبدل جریانی نیاز به بار منبع ولتاژی در طرف AC دارد. به این منظور باید در طرف AC یک بار خازنی داد که به این منظور معمولا یک خازن در خروجی مبدل منبع جریانی قرار داد. اما در مورد مبدل منبع ولتاژی در طرف AC نیاز به یک بار سلفی می باشد. این بار سلفی مورد نیاز، خود به خود توسط راکتور سری ترانس کوپلاژ تامین می شود و نیاز به فیلتر در طرف AC ندارد. مبدلهای منبع جریانی نیاز به مدارهای حفاظت در برابر حالت گذرای ولتاژ در شبکه برای حفاظت کلیدها دارد. اما مبدلهای منبع ولتاژی نیازی به حفاظت ولتاژ ندارند. زیرا خاصیت منبع ولتاژی آنها، کلیدها را محافظت می کند. ولی مبدلهای منبع جریانی یک برتری بر مبدلهای منبع ولتاژی دارند که در برابر اتصال کوتاه بنابر خاصیت منبع جریان، حفاظت شده هستند. و نیاز به مدارات حفاظت کلیدها در برابر اتصال کوتاه ندارند. ولی مبدلهای منبع ولتاژی در برابر اتصال کوتاه باید حفاظت شوند.

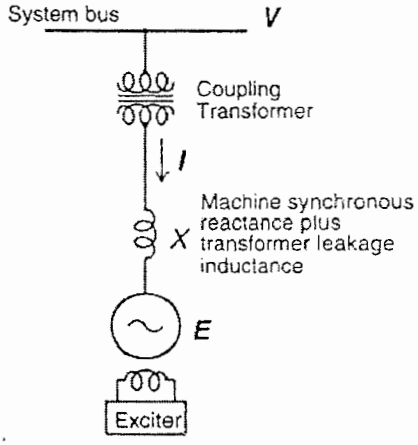
۱-۳-۶-۲-۱ اصول کلی عملکرد

عملکرد این نوع جبرانگر مشابه ژنراتور سنکرون جبران کننده توان راکتیو است. برای تولید توان راکتیو، ولتاژهای القایی و ولتاژهای ترمینال ژنراتور همفازند. جریان و توان راکتیو خروجی عبارت است از:

$$I = \frac{V - E}{X} \qquad (1-16)$$

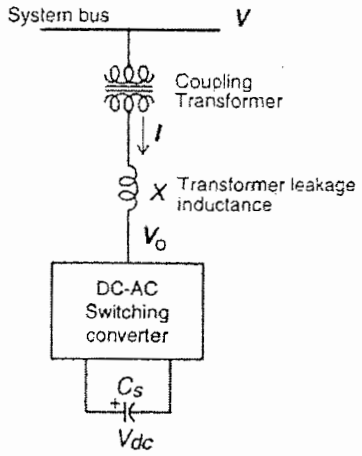
$$Q = \frac{1 - E/V}{X} V^2 \qquad (1-17)$$

برای تولید توان راکتیو V و E همفازند و اگر V از E کمتر باشد، کندانسور سنکرون توان راکتیو تولید می کند و اگر V از E بیشتر باشد کندانسور سنکرون توان راکتیو از شبکه جذب می نماید.



شکل(۱-۱۲) تبادل توان راکتیو توسط جبرانگر سنکرون چرخان

در جبرانگر استاتیکی سنکرون ولتاژ منبع DC سبب تولید ولتاژ AC با فرکانس اصلی سیستم می شود. که این ولتاژ با یک ترانسفورماتور کوپلاژ به سیستم متصل می گردد (با راکتاس کم حدود ۰/۱ تا ۰/۱۵ پریونیت). با تغییر دامنه ولتاژ خروجی مبدل، توان راکتیو کنترل می شود. مطابق توضیح قبل، اگر ولتاژ خروجی مبدل از ولتاژ شبکه کمتر باشد، توان راکتیو جذب و در حالتی که ولتاژ خروجی مبدل از ولتاژ شبکه بیشتر باشد، توان راکتیو تولید می شود. با کنترل ولتاژ خروجی مبدل، مقدار توان راکتیو هم کنترل می شود.



شکل(۱-۱۳) تبادل توان راکتیو توسط مبدل استاتیکی سنکرون

در عمل از ساختارهای مرکب که از مبدلهای اولیه تشکیل شده است، استفاده می شود. هر کدام از این مبدلها، ولتاژ مربعی یا نیمه مربعی تولید می کنند که با شیفت دادن ولتاژهای خروجی هر کدام از مبدلها نسبت بهم و جمع کردن آنها توسط مدار الکترومغناطیسی واسط، ولتاژ خروجی به ولتاژ سینوسی نزدیکتر می شود. بعنوان مثال شکل زیر یک ساختار ۴۸ پالسه را نشان می دهد. که جمع ولتاژ خروجی ۸ مبدل دو سطحی ۶ پالسه یا ۴ مبدل ۳ سطحی ۱۲ پالسه می تواند باشد.

در مبدل کنترل شده توان لحظه ای در ورودی و خروجی مبدل یعنی در طرف DC و AC برابر است. بنابراین از آنجا که مبدل توان راکتیو تولید می کند و در فرکانس صفر (طرف DC) توان راکتیو صفر می باشد، بنابراین مبدل برای تولید و جذب توان راکتیو نیاز به خازن ندارد و تولید و جذب توان راکتیو توسط جابجایی جریان در سه فاز توسط کلیدهای GTO صورت می پذیرد.

اما وجود خازن جهت برقراری تساوی توان لحظه ای ورودی و خروجی لازم است. زیرا توان خروجی سینوسی کامل نیست. این عامل سبب می شود که توان شامل مولفه های هارمونیکی شود (حتی اگر جریان خروجی هم سینوسی کامل باشد که همینطور هم معمولا درنظر گرفته می شود). وجود خازن باعث می شود که ولتاژ طرف DC ثابت بماند و ریپل جریان DC توسط خازن کشیده می شود.

ریپل جریان به دلیل شکل موج خروجی مبدل است. همانطور که گفته شد در عمل مبدلهای مقدماتی ۲ یا ۳ سطحی، در طرف DC وAC فیلتر ندارند. ولی با استفاده از ساختارهای چند پالسه یا با استفاده از تکنیک PWM می توان هارمونیک را کاهش داد و ریپل جریان را به حد دلخواه رساند. بنابراین یک منبع ولتاژ ایده آل ریپل جریانی را در خازن ایجاد نمی کند. اما در عمل به دلیل عدم تقارن ها در شبکه و وجود خطاها و همچنین به دلیل محدودیتهای اقتصادی، ایجاد این شرایط یعنی خیلی نزدیک کردن شکل موج خروجی به سینوسی امکان پذیر نیست. پس با بکار بردن ساختار مناسب برای مبدل می توان آنرا به حالت ایده آل نزدیک نمود. بنابراین در مجموع در کاربردهای شبکه انتقال خازن مبدل کوچک است.

کلیدهای در ساختار مبدل بدون تلفات نیست. بنابراین تلفات مبدل باید تامین شود تا ولتاژ خازن ثابت بماند. این تلفات با ایجاد یک تقدم فاز بین ولتاژ خروجی و ولتاژ شبکه جبران خواهد گردید. بنابراین ولتاژ خروجی مبدل باید مقدار اندکی نسبت به ولتاژ شبکه پیش فاز شود تا خازن بتواند تلفات را از شبکه دریافت کند و به این ترتیب تلفات جبران شود. همچنین خازن برای یک مبدل در جبران حالت گذرای شبکه نیز خیلی موثر است.

اگر در سمت DC خازن نصب شود، مبدل می تواند هم توان راکتیو و هم توان اکتیو با شبکه رد و بدل کند. که این امر در موارد میرا کردن نوسانات توان، کنترل دقیق و کمی توان اکتیو و فراهم کردن توان با کیفیت بالا برای بارهای ویژه بسیار موثر است. این قابلیت فقط به این نوع جبرانگر مربوط می شود و جبرانگر با کلیدهای تریستوری دارای این قابلیت نمی باشند. [۱۴،۱]

۱-۳-۶-۲-۲ روشهای کنترل مقدماتی

تمام سوئیچ که در ساختار مبدل استفاده می شود، باید با فرمان گیت کنترل گردد. این کنترل، توسط کنترلرهای داخلی صورت می گیرد. کنترلر خارجی مراجع را برای کنترلر داخلی فراهم می سازد.

این مرجع به مد عملکرد مبدل در سیستم بستگی دارد و از متغیر های شبکه می باشد. کنترل کننده داخلی هم باید ولتاژی سنکرون با سیستم تولید کند که توان راکتیو مورد تقاضا را هم فراهم آورد.

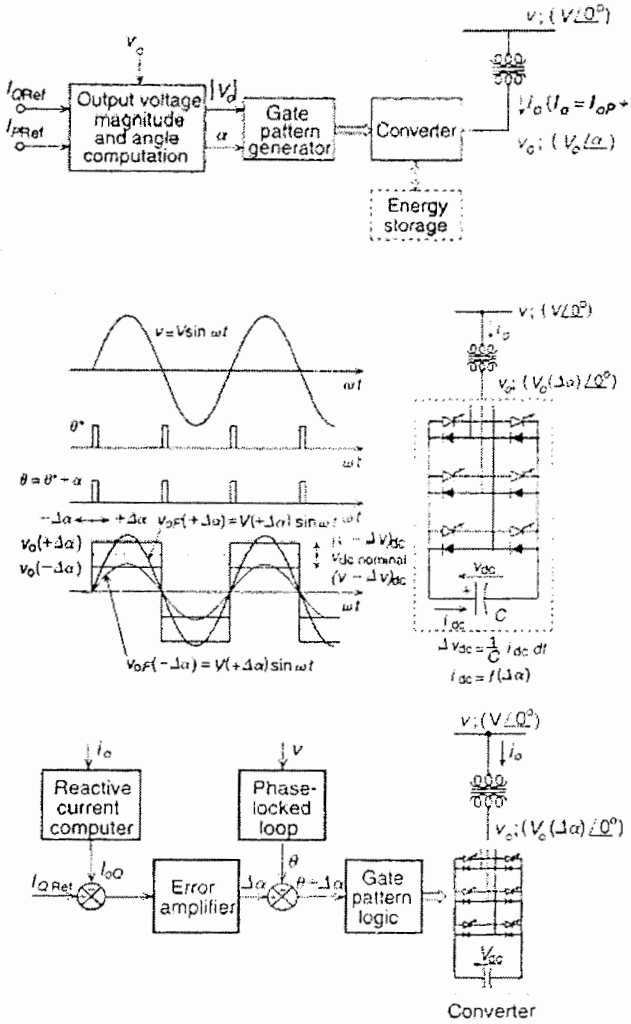
مدار کنترلی، مقادیر مرجع که توسط کنترل کننده خارجی فراهم می شود را دریافت می کند و خروجی آن پالسهای گیت کلیدهای GTO می باشد. دامنه و فاز خروجی مبدل قابل کنترل است و از این جهت شبیه ژنراتور سنکرون می باشد که دامنه و فاز آن توسط تحریک ژنراتور کنترل می شود.

نکات فراوانی مربوط به کنترل داخلی می شوند و این نکات شامل محدودیتها در کنترل کلیدها برای عملکرد مناسب آنها تحت شرایط مختلف سیستم و مدهای مختلف عملکرد مبدل می باشد و در اینجا از ذکر آنها خودداری می شود.

تعیین پالسهای گیت کلیدهای مبدل توسط کنترل کننده داخلی صورت می گیرد و مقدار توان اکتیو و راکتیو تولید و جذب شده را معین می کند. اگر مبدل فقط برای کنترل توان راکتیو استفاده شود دو راه برای آرایش این مدار کنترلی عبارتست از:

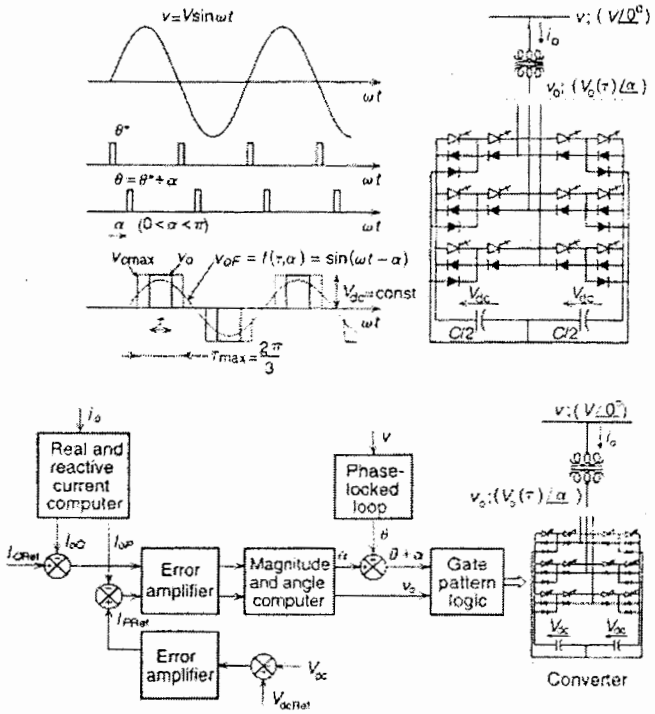
۱-کنترل بروش غیر مستقیم:

از آنجا که ولتاژ خروجی مبل با ولتاژ خازن DC متناسب است، با کنترل دامنه ولتاژ DC مبدل، می توان دامنه ولتاژ خروجی را تعیین کرد و در نتیجه توان راکتیو تولید و جذب شده را معین نمود. این کنترلر ابتدا جریان راکتیو تقاضا را دریافت می کند. مرجع جریان راکتیو توسط کنترلر خارجی فراهم می شود. این جریان راکتیو با جریان راکتیو خروجی مقایسه می شود و پس از عبور از کنترل کننده مقدار زاویه تاخیر برای ولتاژ خروجی تعیین می شود. در این مرحله با سنکرون شدن با شبکه، زاویه تاخیر پالسهای گیت را ساخته می شود. شکل (۱-۱۴) ساختار کلی کنترلر مبدل و ساختار کنترلر توضیح داده شده را نشان می دهد.



شکل (۱-۱۴) شکل کلی عملکرد کنترلر داخلی مبدل و کنترل بروش غیر مستقیم

۲-روش دوم کنترل بروش مستقیم است. در این روش ولتاژ خازن ثابت نگه داشته می شود و اندازه ولتاژ خروجی با استفاده از اعمال تکنیک PWM کنترل می شود. اگر یک منبع ولتاژ برای مبدل قرار داده شود قادر به کنترل توان اکتیو هم می شود. در این کنترل کننده، ابتدا جریان خروجی کنترل کننده به دو قسمت اکتیو و راکتیو تقسیم می شود و جریانهای اکتیو و راکتیو هم که توسط کنترل کننده خارجی بدست می آید. مرجع توان اکتیو توسط مدار کنترل خارجی ولتاژ خازن DC حاصل می گردد. همانطور که توضیح داده شد، در این روش ولتاژ خازن DC ثابت نگه داشته می شود و با تکنیک PWM ولتاژ خروجی کنترل می شود. با مقایسه جریان اکتیو و راکتیو مرجع با جریان اکتیو و راکتیو خروجی و پس از عبور از کنترل کننده، دامنه ولتاژ خروجی و زاویه آن مشخص می شود. در این مرحله به کمک سنکرون شدن با شبکه فرمانهای گیت کلیدهای GTO فراهم می گردد. شکل کنترلرهای ذکر شده در بالا برای هر دو حالت کنترل مستقیم و کنترل غیر مستقیم و نمودار عملکرد آنها در شکل (۱-۱۵) آمده است.



شکل (۱-۱۵) کنترل به روش مستقیم (شکل کنترلر و شکل موجهای مربوط)

مشخصه مبدل منبع ولتاژ مانند SVC نیست که عملکرد آن به ولتاژ شبکه مرتبط باشد و در ولتاژهای پایین شبکه جبران راکتیو را نتواند بدرستی انجام دهد. سرعت پاسخ جبرانگر نوع مبدل، بیشتر از جبرانگر تریستوری است. این امر به دلیل زمان انتقال خیلی کمتر جبرانگر نوع مبدل نسبت به جبرانگر نوع امپدانس متغیر است. کلیدهای GTO در جبرانگر نوع مبدل هم در زمان روشن شدن و هم در زمان خاموش شدن کنترل پذیر می باشند. ولی کلیدهای تریستوری در جبرانگر نوع امپدانس متغیر، فقط قابلیت روشن شدن کنترل پذیر دارند.

همچنین قابلیت کنترل پذیری خاموش شدن کلیدها، سبب توانایی اعمال ساختارهای چند سطحی و ساختارهای PWM می شود. اما در مورد جبرانگر نوع امپدانس متغیر چنین امکانی وجود ندارد. بعبارتی در این نوع جبرانگر نمی توان از ساختارهای PWM و ساختارهای چند سطحی بهره برد. تغییر ۱۵ درصدی ولتاژ خروجی مبدل می تواند جریان راکتیو خروجی مبدل را ۱۰۰ درصد تغییر دهد. جبرانگر نوع مبدل قادر است با تبادل سریع توان اکتیو با شبکه می تواند در زمان کوتاه ولتاژ خازن DC را تغییر دهد. در نتیجه ولتاژ خروجی مبدل طی این زمان کوتاه تغییر نماید.

سرعت زیاد عملکرد مبدل سبب پاسخ دینامیکی بهتر و پهنای باند بیشتر آن می شود. در نتیجه در مقابل تغییر امپدانس بیشتر سیستم می تواند پاسخ مناسب تری نشان دهد. به دلایل فنی و اقتصادی در مبدل میتوان از ساختارهای ۲۴ پالسه یا بیشتر استفاده کرد. استفاده از این ساختارها سبب می شود که سرعت پاسخ مبدل بیشتر شود. اما در مورد جبرانگر نوع امپدانس متغیر به دلایل فنی

واقتصادی از ساختارهای ۶ پالسه و حد اکثر ۱۲ پالسه استفاده می شود. زیرا افزایش تعداد پالسها از این بیشتر در زمان انتقال کلی جبرانگر تاثیری نمی گذراد.

تلفات، مجموع تلفات ۸ مبدل ۶ پالسه دو سطحی به علاوه ترانس کوپلاژ و ترانس واسط جمع کننده ولتاژهای خروجی مبدلها می باشد. تلفات مبدل شامل تلفات هدایت نیمه هادی ها، تلفات کلیدزنی و تلفات اسنابر (محدود کننده های $\frac{dV}{dT}$ و $\frac{dI}{dT}$) می باشد. این تلفات به تعداد سوئیچ شدن و نوع کلیدها بستگی دارد. دو سوم تلفات مربوط به تلفات هدایت (تلفات سوئیچ شدن کلیدها و اسنابر) می باشد.

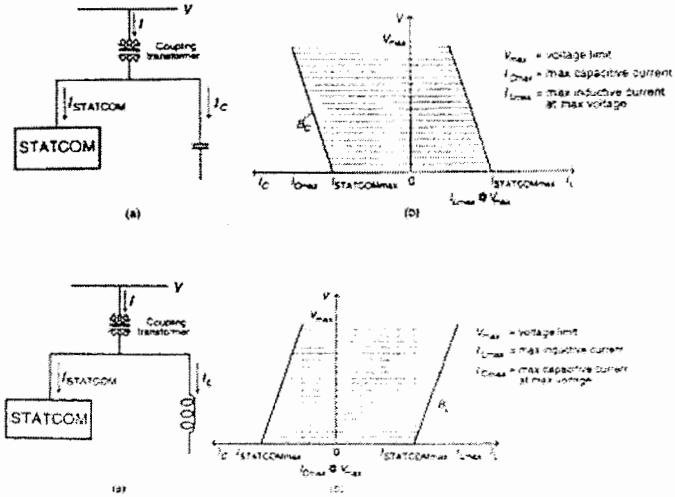
تلفات مغناطیسی هم مربوط به تلفات ترانس کوپلاژ و ترانس واسط است. در ولتاژهای بالا تلفات ترانس اصلی ناگزیر است. تلفات ترانس واسط به ساختار کلی مبدل و مد عملکرد آن بستگی دارد. استفاده از تکنیک PWM برای بهبود مشخصه فرکانسی مبدل با استفاده از کلیدهای فعلی غیر عملی است. زیرا تلفات زیاد می شود. در حال حاضر تلاش زیادی برای کاهش تلفات کلیدهای GTO می شود. این تلاشها در راه بازیابی انرژی ذخیره شده در اسنابر در هر خاموشی کلید است. این تلاشها باعث شده است که امکان استفاده از PWM بطور محدود صورت گیرد. بعنوان مثال برای حذف فرکانسهای محدودی می توان از PWM استفاده کرد. مثلا با استفاده از آن، فرکانسهای خاصی را حذف کرد. تلاشهایی در دست انجام است که سوئیچ هایی بدون محدودیتهای GTO ساخته شود. MTO، ETO، IGCT وMCT از این نوعند. این کلیدها می توانند بدون نیاز به بازیابی انرژی، حداقل تا هارمونیک سیزدهم را حذف کنند.

اما کلیدهای با فرکانس و قدرت بالا هنوز قابل استفاده نیستند. علت این امر مسائل مربوط به انرژی ذخیره شده در امپدانس نشتی مبدل، فیلتر کردن مولفه های با فرکانس و انرژی بالا، ولتاژ گذرایی که در دو سر کلیدها پدید می آید و همچنین مسائل مربوط به نویزهای مربوط به ساختارهای چند سطحی فرکانس بالا می باشد. اکنون تلفات مبدلها با تلاشهای فراوان در حد تلفات جبرانگرهای نوع امپدانس متغیر شده است. با توسعه کلیدها و استفاده از ترکیب های چند پالسه و تغییر شکل موج مثلا بکار بردن ساختار چند سطحی، پیچیدگی مغناطیسی مدار واسط جمع کننده و تلفات هر دو کمتر می شود.[۱۲]

۱-۳-۶-۳ ترکیب مبدلها

مبدلها توان راکتیو خازنی و سلفی به یک اندازه می توانند تولید کنند. بعنوان مثال یک STATCOM ۲۰۰ مگاوار، رنج خازنی ۲۰۰ مگاوار و رنج سلفی ۲۰۰ مگاوار دارد و می تواند ۲۰۰ مگاوار توان راکتیو تولید یا جذب کند. اما درخیلی از موارد احتیاج به چنین رنجی نیست که توان راکتیو سلفی و خازنی برابر نیاز باشد و معمولا نیاز به عملکرد در بازه خازنی است. در این موارد توسط خارن و راکتور ثابت یا راکتور و خازن کنترل شونده تریستوری می توان رنج کاری مبدل را به سمت دلخواه میل داد. به صورتهای زیر که در شکل (۱-۱۶) مشاهده می شود، رنج مبدل توسط راکتور و خازن ثابت تغییر می

کند. خازن یا راکتور ثابت، با شیفت مشخصه STATCOM بصورت یک منحنی امپدانسی تغییر می دهد. در مورد خازن و راکتور سوئیچ شونده، مشخصه STATCOM با مشخصه امپدانس کنترل شونده جمع شده است. در هر دو صورت در حالت ترکیب با امپدانس ثابت یا متغیر، خازن رنج کاری STATCOM را به سمت رنج کاری خازنی و راکتور رنج کاری آن را به سمت رنج کاری سلفی میل می دهد. حال بسته به نیاز، رنج STATCOM توسط خازن یا راکتور ثابت و یا کنترل شده به سمت سلفی یا خازنی میل می کند.



شکل(۱-۱۶) ترکیب STATCOM با خازن و راکتور

۱-۳-۶-۴ کنترل کننده های ادوات موازی

ادوات موازی توان انتقالی خطوط را افزایش می دهند. البته آنها نمی توانند توان اکتیو جذب یا تولید کنند. آنها به طور غیر مستقیم با کنترل ولتاژ، توان عبوری از خط را تغییر می دهند. زیرا رابطه توان عبوری از خط به صورت $P=\frac{V_1V_2}{X}\sin\delta$ می باشد و توان اکتیو از ولتاژهای دو انتهای خط تاثیر پذیر است. به این ترتیب ادوات موازی توان عبوری از خط را طبق رابطه فوق در شرایط خطا حفظ می کنند.

کنترلر در شرایط خطا با تغییر توان راکتیو، توان اکتیو خروجی را بصورتی تغییر می دهد که پارامتر خاصی از شبکه را در شرایط خطا و بحران پایدار سازد. کنترل کننده های ادوات جبرانگر موازی دو عامل مهم را برآورده می سازند:

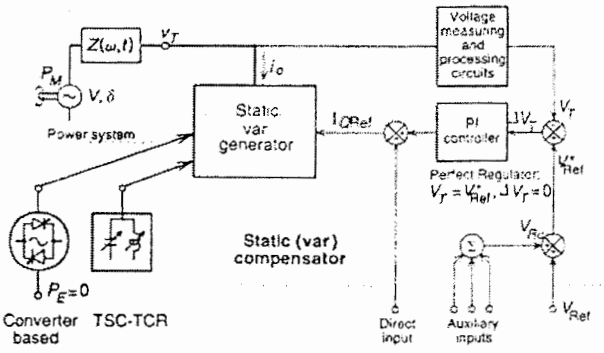
۱- کنترل مستقیم ولتاژ برای جبران سیستم در حالت پرباری و کم باری و جلوگیری از ناپایداری ولتاژ.

۲- بهبود پایداری دینامیکی و گذرا (فراهم آوری پایداری در اولین نوسان و میرا ساختن نوسانات توان).

در این بخش نشان داده خواهد شد که تنظیم ولتاژ، توان انتقالی را افزایش می دهد. بخصوص تنظیم ولتاژ در نقطه میانی خط انتقال یا در نقاط انتهایی خطوط توزیع، تغییرات ولتاژ را در طول روز

محدود می نماید و از ناپایداری ولتاژ جلوگیری می نماید. مهمترین وظیفه این ادوات بهبود پایداری گذرا و دینامیکی می باشد.

در این کنترل کننده ابتدا ولتاژ شبکه اندازه گیری می شود و با ولتاژ مرجع مقایسه می شود و پس از گذر از کنترل کننده به مرجع برای جبرانگر استاتیکی موازی تبدیل می شود. در کنترل کننده داخلی جبرانگر موازی، مرجع جریان راکتیو که از کنترل کننده خارجی بدست آمد، از کنترل کننده درجه اول و یا بالاتر عبور می کند. بنابراین خطا صفر می شود. پس در این حلقه کنترل، ولتاژ دقیقا کنترل می شود. شکل کنترل کننده در شبکه مطابق شکل (۱-۱۷) است. در شکل (۱-۱۷) از مدار معادل تونن شبکه استفاده شده است.



شکل(۱-۱۷) شکل عمومی کنترلر ادوات موازی

در بعضی موارد بدلیل شرایط خاص لازم است که مرجع ولتاژ، با زمان یا با یک متغیر دیگر تغییر کند. در این موارد بخاطر اینکه مرجع متغیر بتوان به کنترل کننده اعمال کرد، یک سری ورودی های کمکی به آن اضافه می شود. برخی از کاربردهای این ورودیهای کمکی در ادامه بیان خواهد شد.

۱-۳-۶-۵ شیب تنظیم

در بسیاری از کاربردها جبرانگر موازی به عنوان تنظیم کننده ولتاژ ثابت نیست. بلکه مرجع ولتاژ به نسبت جریان جبرانگر مقداری تغییر می کند. فواید این کار عبارتند از:

۱- رنج کار خطی جبرانگر با توجه به ماکزیمم توان خازنی و سلفی جبرانگر افزایش می یابد. بعبارت دیگر شیب تنظیم اجازه می دهد که در جبران خازنی ولتاژ از حد نامی پایینتر بیاید و در جبران سلفی ولتاژ از حد نامی بالاتر برود. در جبران خازنی کامل که جبرانگر سعی در بالاتر بردن ولتاژ دارد، اجازه داده می شود که ولتاژ از حد نامی مقداری پایینتر هم بیاید. ودر مورد جبران سلفی هم که جبرانگر سعی در پایینتر بردن ولتاژ دارد، اجازه داده می شود که ولتاژ از حد نامی مقداری بالاتر هم بیاید.

۲- کنترل دقیق ولتاژ بدون شیب تنظیم باعث پایداری کمتر نقطه تنظیم ولتاژ می شود و اگر در فرکانس مورد نظر امپدانس معادل شبکه کم باشد، میل سیستم به نوسان زیاد می شود.

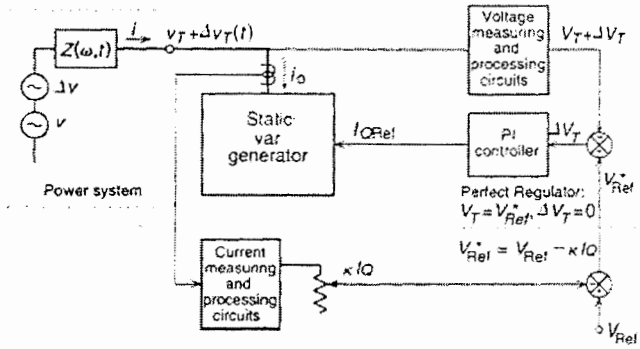
۳- استفاده از شیب تنظیم سبب شراکت کنترل کننده های ولتاژ دیگر در کنترل ولتاژ می شود. بعبارتی هر جبرانگر سهمی از بار راکتیو را تامین می کند.

شیب تنظیم به این صورت به کنترل کننده اضافه می شود که به ورودی های کمکی یک ولتاژ متناسب با جریان خروجی جبرانگر اعمال می شود و ولتاژ مرجع به صورت معادله (۱-۱۶) در می آید.

$$V_{REF}^{*} = V_{REF} + KI_Q$$

$$K = \frac{\Delta V_{CMAX}}{I_{CMAX}} = \frac{\Delta V_{LMAX}}{I_{LMAX}} \qquad (1-18)$$

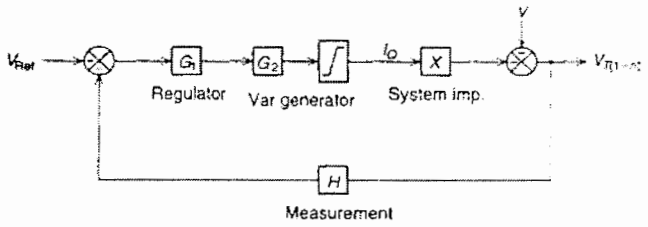
شکل کنترل کننده در شکل (۱-۱۸) آمده است.



شکل (۱-۱۸) ساختار کنترلر بهمراه شیب تنظیم

۱-۳-۶-۶ جبران دینامیکی و تابع تبدیل

شکل (۱-۱۸) مربوط به نحوه کنترل در حالت ماندگار جبرانگرها می باشد و برای بررسی حالت گذرا و دینامیکی سیستم، دیاگرام (۱-۱۹) و تابع تبدیل (۱-۱۷) در نظر گرفته می شود.



شکل(۱-۱۹) تابع تبدیل جبرانگر موازی

$$V_T = V\frac{1}{1+G_1G_2HX} + V_{REF}\frac{G_1G_2X}{1+G_1G_2HX} \qquad (1-1)$$

با فرض اینکه $V_{REF} = 0$:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V} = \frac{1}{1+G_1G_2HX} = \frac{1}{1+GHX}$$

$$G_1 = \frac{1/K}{1+T_1S}$$

$$G_2 = e^{-T_DS}$$

$$G = G_1G_2 = \frac{1/K}{1+T_1S}e^{-T_DS} \qquad (1-20)$$

$$H = \frac{1}{1+T_2S}$$

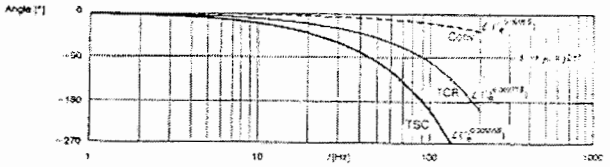
T_1 ثابت زمانی اصلی کنترل کننده PI معمولا بین ۱۰ تا ۱۵ میلی ثانیه بر حسب زمان انتقال جبرانگر تغییر می کند. T_2 ثابت زمانی اندازه گیر دامنه ولتاژ (بین ۸ تا ۱۶ میلی ثانیه)، T_D زمان انتقال جبرانگر (۲,۵ میلی ثانیه برای TCR، ۵ میلی ثانیه برای TCS و بین ۰/۲ تا ۰/۳ میلی ثانیه برای مبدل)، شیب تنظیم (معمولا بین یک تا پنج درصد) و S عملگر لاپلاس می باشد. در روابط بالا اگر $S \to 0$:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V} = \frac{1}{1 + X/K} \qquad (1-21)$$

اگر K به سمت صفر میل کند، ولتاژ ترمینال بدون توجه به ولتاژ سیستم ثابت می ماند و اگر $K >> X$ ، تنظیم ولتاژ صورت نمی گیرد و $\Delta V_T \approx \Delta V$.

نکته مهمی که با بررسی دینامیک سیستم آشکار می گردد. این است که امپدانس سیستم خیلی در بحث گذرای آن مهم است. زیرا X عامل تعیین کننده ای در روابط بالا به شمار می رود. هر چه امپدانس سیستم بیشتر شود، قدرت اتصال کوتاه کمتر می شود و پایداری سیستم بیشتر می شود. هر چه امپدانس سیستم کمتر شود، با کم شدن امپدانس سیستم (افزایش قدرت اتصال کوتاه)، ثابت زمانی پاسخ سیستم کم می شود. زمان پاسخ و حد تحمل امپدانس سیستم، به پهنای باند و زمان انتقال جبرانگر بستگی دارد.

رابطه بالا برای جبرانگرهای امپدانس متغیر و مبدل یکسان است. فقط زمان انتقال برایشان فرق می کند. برای آنکه اثر فراوان زمان انتقال جبرانگر در پهنای باند سیستم مشخص شود در شکل (۱-۲۰) نمودار اثر زمان انتقال برای TSC ، TCR و مبدل رسم شده است.

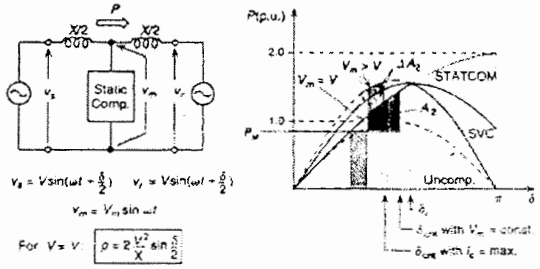


شکل(۱-۲۰) نمودار بود زمان انتقال TCR، TSC و مبدل

۱-۳-۶-۷ افزایش پایداری گذرا

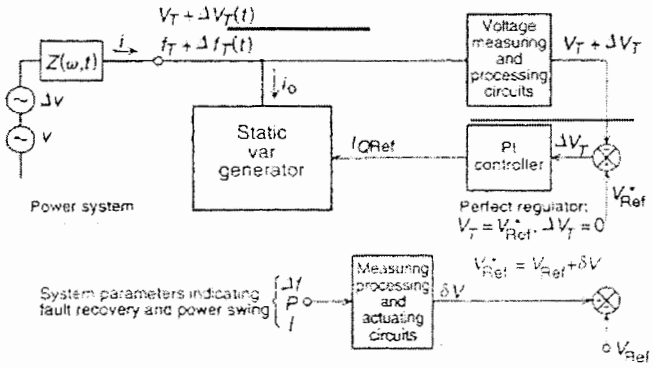
هنگامی که سیستم با یک خطای بزرگ مثلا اتصال کوتاه سه فاز در خط خیلی پر بار مواجه شود، توان الکتریکی در ژنراتورها بسرعت کاهش می یابد در صورتیکه توان مکانیکی ثابت می ماند. این امر می تواند موجب ناپایداری گذرا شود. جبرانگرهای موازی همانطور که بیان شد، ولتاژ نقطه اتصال را کنترل می کنند. این کنترل سریع ولتاژ پس از خطا، سبب بازیابی سریع توان الکتریکی می شود. بعبارتی جبرانگر موازی با افزایش ولتاژ پس از خطا و افزایش سریع توان پس از خطا، شتاب ژنراتور را در اولین نوسان کم می کند و از ناپایداری گذرا جلوگیری می نماید. بهترین روش درک این مطلب تحلیل منحنی $P-\delta$ ژنراتور است. منحنی $P-\delta$ ژنراتور برای سیستم بدون جبرانگر در بحثهای قبلی بحث شد. شکل (۱-۲۱) را در نظر بگیرید. جبرانگر موازی در وسط این خط انتقال قرار دارد. در

شکل (۱-۲۱) منحنی برای شیکه بدون جبران و با SVC و STATCOM وبرای جبرانگر ایده آل رسم شده است (برای مقایسه، تمام منحنی ها در یک نمودار رسم شده اند). قبل از اینکه SVC و STATCOM به آخرین حد ظرفیت خود برسند، مشخصه $P-\delta$ برای سیستم با وجود SVC و STATCOM بر روی مشخصه جبرانگر ایده آل قرار می گیرد. هنگامیکه SVC و STATCOM به آخرین حد ظرفیت خود برسند، SVC مشخصه ای مانند یک خازن ثابت دارد و STATCOM مانند یک منبع جریان ثابت عمل می کنند. بنابراین از نقطه ای به بعد مشخصه سیستم با SVC و STATCOM تغییر می کند و SVC مانند یک خازن ثابت و STATCOM مانند یک منبع جریان ثابت عمل می کنند.



شکل(۱-۲۱) افزایش حاشیه پایداری گذرا توسط جبرانگرهای موازی

اما به منظور عکس العمل بهتر ادوات موازی در مقابل پایداری گذرا، اگر در لحظه خطا تمام ظرفیت توان راکتیو SVC و STATCOM وارد مدار شود، زاویه بحرانی برای هر دو به مقدار قابل ملاحظه ای کاهش می یابد و حد افزایش پایداری گذرا توسط SVC و STATCOM افزایش می یابد. برای اعمال این کنترل به SVC و STATCOM در مدار کنترلی با توجه به تغییر فرکانس یا توان یا جریان خط، یک ΔV در لحظه خطا به سیستم اعمال می شود و حداکثر توان خازنی SVC و STATCOM را به مدار می آورد. مدار کنترلی برای SVC و STATCOM با این تغییر در شکل (۱-۲۲) آورده شده است.



شکل(۱-۲۲) افزایش پایداری گذرا با ورود تمام ظرفیت خازنی در نوسان اول

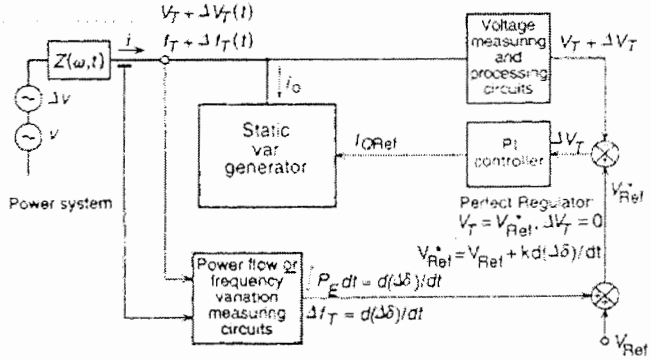
با توجه به شکل (۱-۲۱) مشاهده می شود که STATCOM بیشتر از SVC می تواند پایداری گذرا را افزایش دهد زیرا SVC پس از اینکه به حد نامی ظرفیت می رسد مانند یک خازن ثابت عمل می کند. به همین دلیل نمودار $P-\delta$ در مورد SVC پس از رسیدن به حداکثر ظرفیت خازنی، با شیب زیاد

پائین می آید. STATCOM پس از رسیدن به حداکثر ظرفیت، مانند منبع جریان ثابت عمل کند و نمودار $P-\delta$ پس از رسیدن به حداکثر ظرفیت STATCOM با شیب کمی پایین می آید. این شیب پایین آمدن بر مقدار زاویه بحرانی اثر فراوان می گذارد. در نتیجه بر پایداری گذرا تاثیر فراوان می گذارد. به همین دلیل STATCOM مطابق نمودار $P-\delta$ حاشیه پایداری گذرا را به میزان بیشتری افزایش می دهد.

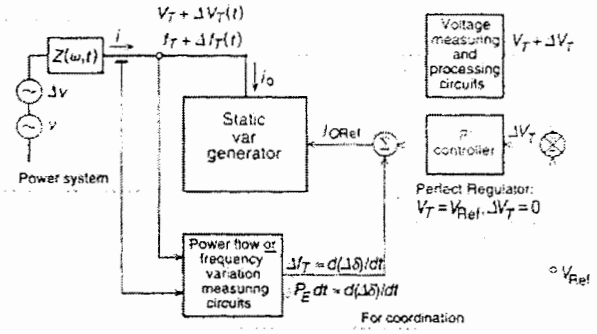
۱-۳-۶-۸ میرا کردن نوسانات توان

همانطور که ذکر شد، جهت میراکردن نوسانات توان، ولتاژ نقطه اتصال باید متناسب با تغییرات زاویه روتور تغییر کند. تغییرات زاویه روتور، تغییرات توان اکتیو و فرکانس را بدنبال دارد. معمولا از توان اکتیو یا فرکانس برای کنترل تغییرات ولتاژ خروجی استفاده می شود. بنابراین در کنترلر موازی، باید مولفه ای از تغییرات فرکانس یا تغییرات توان حقیقی به ولتاژ مرجع اضافه شود تا با تغییر ولتاژ مرجع متناسب با تغییرات زاویه روتور، نوسانات سریعا میرا شود. هنگامیکه تغییرات فرکانس مثبت باشد به این معنی است که ژنراتور در حال شتاب گرفتن است و در این حالت باید ولتاژ خروجی افزایش یابد تا توان الکتریکی را زیاد کند و شتاب ژنراتور را کم کند. و هنگامیکه تغییرات فرکانس منفی باشد به این معنی است که شتاب ژنراتور در حال کم شدن است و در این حالت باید ولتاژ خروجی کاهش یابد تا اینکه توان الکتریکی را بکاهد و شتاب ژنراتور را کم کند. ساختار این کنترل کننده در شکل (۱-۲۲) آمده شده است. همچنین می توان بجای این کنترلر از کنترلر شکل (۱-۲۳) بهره جست که تغییرات فرکانس یا توان مستقیما به مرجع کنترلر داخلی اضافه می شود. این امر سبب می شود که سرعت پاسخ بیشتر شود. به این ترتیب کنترل بنگ-بنگ بخوبی اعمال می شود. ومیرایی نوسانات توان بنحو بسیار موثری بهبود می یابد.

این شیوه کنترل می تواند جهت میرایی نوسانات زیر سنکرون بکار رود. البته فرکانس این نوسانات از فرکانس نوسانات توان که ذکر شد، بیشتر است. بنابراین مستقیما تغییرات زاویه روتور به کنترل کننده اعمال می شود. شکل این کنترل کننده ها در اشکال (۱-۲۳) و (۱-۲۴) آورده شده است.



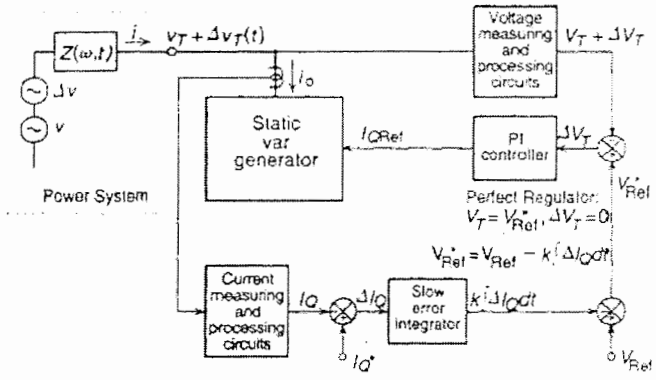
شکل(۱-۲۳) میرایی نوسان توان با تغییر مرجع متناسب با زاویه ژنراتور



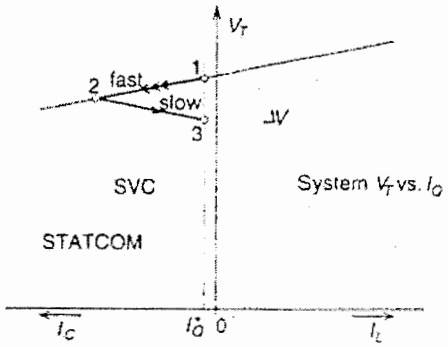
شکل(۱-۲۴) میرا کردن نوسانات با اعمال مرجع متغیر مستقیما به کنترلر داخلی

۱-۳-۶-۹ کنترل معکوس (نقطه کار) توان راکتیو

جبرانگر باید همیشه آمادگی مقابله با خطاها را بخوبی داشته باشد. بنابراین باید ذخیره توان راکتیو بمقدار کافی داشته باشد. بعبارتی تا حدود رنج کامل خازنی باید ذخیره توان راکتیو داشته باشد. هنگامیکه خطای بزرگی رخ می دهد، جبرانگر درحالت گذرا توان راکتیو زیادی باید تولید کند و در حالت ماندگار بعد از خطا توان راکتیو خازنی معمولا به مقدار زیادی افزایش می یابد. همانطور که ذکر شد، جبرانگر باید توان راکتیو ذخیره کافی داشته باشد. اما بعد از خطا بدلیل بالا رفتن نقطه کار، ذخیره توان راکتیو کم می شود. بنابراین لازم است که بعد از خطا، توان ذخیره راکتیو جبرانگر زیاد شود و توان راکتیو در حالت ماندگار باید توسط خازن تامین شود. به این منظور از یک حلقه کنترلی کند استفاده می شود که دخالتی در حالت گذرا نداشته باشد. یک مقدار مرجع کم برای جریان خروجی جبرانگر در حالت ماندگار در نظر گرفته می شود که در یک مدار کنترلی با ثابت زمانی کم به مرجع ولتاژ داده می شود. شکل (۱-۲۵) و (۱-۲۶) روش عملکرد این مدار کنترلی را نشان می دهد. مطابق شکل در اثر خطا توان راکتیو جبرانگر با سرعت زیاد، اضافه می شود. سپس در یک مدار کنترلی با سرعت کم به مقدار اولیه برمی گردد. این مدار کنترلی از یک انتگرالگیر تشکیل شده است و تا هنگامی که مقدار توان خروجی جبرانگر را روی مقدار مرجع تنظیم نکند، سیگنال خطا وجود خواهد داشت.



شکل(۱-۲۵) ساختار کنترلر ادوات مواری با ذخیره توان راکتیو



شکل(۱-۲۶) نشان دادن مفهوم توان راکتیو ذخیره در ساختار کنترلر

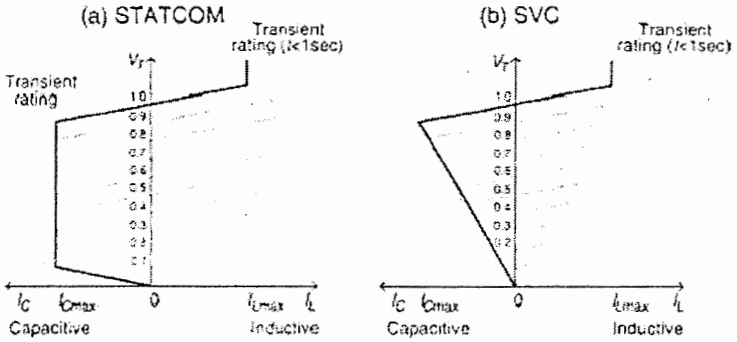
۱-۳-۶-۱۰ مقایسه بین SVC و STATCOM

کار کلی SVC و STATCOM در سیستم مشابه است. هر دو وظیفه تنظیم سریع ولتاژ را بعهده دارند. اما STATCOM بر اساس ساختار مبدل این کار را انجام می دهد و مانند یک منبع ولتاژ کنترل شده وSVC مانند امپدانس کنترل شده موازی عمل می نماید. طریقه مختلف جبران باعث ایجاد تفاوتهایی در عملکرد این جبرانگرها شده است و عملکرد STATCOM برتریهای زیادی نسبت به SVC دارد. این برتریها در این قسمت ذکر می شود.

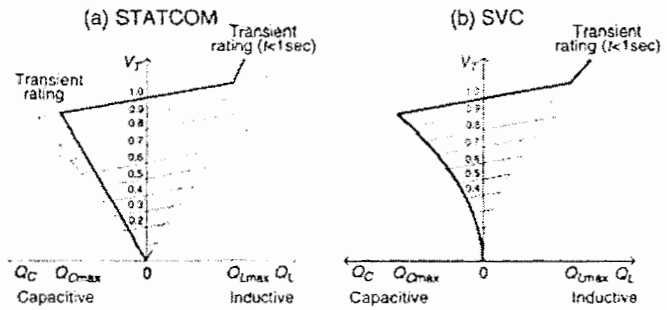
۱-۳-۶-۱۰-۱- مشخصه V-I و V-Q

STATCOM مانند یک منبع ولتاژ کنترل شده است که با یک راکتانس کوپلاژ با شبکه موازی شده است. عملکرد STATCOM به ولتاژ شبکه ربطی ندارد و با کاهش ولتاژ شبکه، عملکرد STATCOM مختل نمی شود. STATCOM میتواند توان راکتیو خروجی در ولتاژ صفر هم به لحاظ تئوری (و در عمل از ۰/۲ پریونیت به بعد) تولید کند. SVC مانند یک امپدانس متغیر در شبکه عمل می کند و در حداکثر ظرفیت مانند یک امپدانس ثابت عمل می کند. بر خلاف STATCOM جریان خروجی SVC با ولتاژ سیستم بطور خطی و توان خروجی آن نسبت به ولتاژ شبکه بصورت منحنی درجه دوم تغییر می کند. بنابراین هنگامی که در اثر خطا جبرانگر از رنج عملکرد خطی خارج شود، STATCOM برتری خود را نسبت به SVC نشان خواهد داد و در مواردی که SVC و STATCOM هر دو به درستی می توانند جبران را انجام دهند، به رنج کمتری از STATCOM احتیاج است.

بسته به کلیدهایی که استفاده شده است، STATCOM رنج خازنی و سلفی اضافه در شرایط گذرا دارد. برای SVC رنج اضافه خازنی معنا ندارد و حداکثر به میزان ظرفیت خازن میتواند توان خروجی خازنی داشته باشد. رنج خازنی اضافه در مورد STATCOM به قابلیت خاموش شدن کلیدها بستگی دارد. افزایش رنج گذرای سلفی برای STATCOM توسط دمای اتصال GTO محدود می شود. بنابراین اضافه رنج گذرای سلفی از خازنی برای STATCOM بیشتر است. هنگام استفاده از روش کنترل PWM برای مبدل رنج اضافه خازنی از بین می رود.



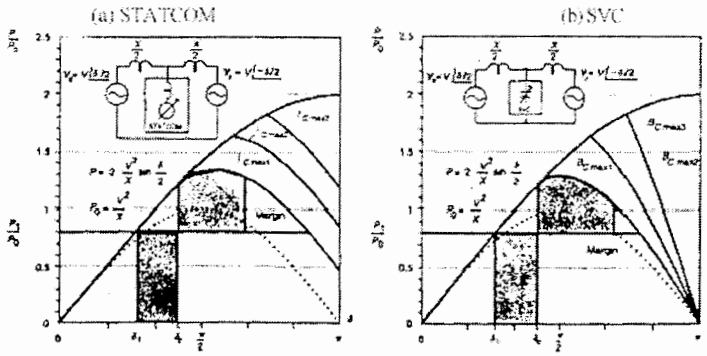
شکل(۱-۲۷) مشخصه V-I برای STATCOM (a) و SVC (b)



شکل(۱-۲۸) مشخصه V-Q برای STATCOM (a) و SVC (b)

۱-۳-۶-۱۰-۲ مقایسه پایداری گذرا

STATCOM بدلیل اینکه در ولتاژهای پایین شبکه هم می تواند وظیفه خود را درست انجام دهد، پس از رفع خطا با سرعت بیشتری ولتاژ را بازیابی می کند و در بهبود پایداری گذرا تاثیر بیشتری از SVC می گذارد. برای درک بهتر منحنی $P-\delta$ را برای سیستمی با وجود SVC و STATCOM در نظر بگیرید. مشاهده می شود که STATCOM پس از رسیدن به حداکثر ظرفیت مانند یک منبع جریان ثابت عمل می کند ولی SVC پس از رسیدن به حداکثر ظرفیت مانند یک خازن ثابت در شبکه عمل می کند و با شیب تند منحنی $P-\delta$ پایین می آید. اما در مورد STATCOM این شیب پایین آمدن خیلی نرم تر است و این مساله حد زاویه بحرانی را در مورد STATCOM نسبت به SVC پایینتر می برد و در نتیجه پایداری گذرا را بیشتر افزایش می دهد. بعنوان مثال نمودارهای (۱-۲۹) را در نظر بگیرید. که در یک مورد توسط STATCOM جبران صورت گرفته است و در مورد دیگر توسط SVC جبران موازی صورت گرفته است. با فرض اینکه سیستم قبل و بعد از خطا یک وضعیت مشابه داشته باشد و در زمان خطا توان الکتریکی صفر شود، سطوح A_1 و A_2 برای هر دو منحنی به صورت زیر در می آیند. با توجه به اینکه زاویه δ_C برای سیستم با STATCOM کمتر است، حاشیه پایداری گذرا مطابق شکل (۱-۲۹) بیشتر می باشد.



شکل(۱-۲۹) بهبود پایداری گذرا برای STATCOM (a) و SVC (b)

۱-۳-۶-۱۰-۳ مقایسه زمان پاسخ

همان طور که ذکر شد پهنای باند زمان پاسخ کنترل حلقه بسته STATCOM از SVC بیشتر است. همانطور که گفته شد:

$$\frac{V_T}{V} = \frac{1}{1 + G_1 G_2 HX} \qquad (1-22)$$

که T_D ثابت زمانی G_2 است. که در مورد STATCOM در حدود ۲۰۰ تا ۳۵۰ میکرو ثانیه است و در SVC در حدود ۲/۵ میلی ثانیه است. بنابراین پهنای باند STATCOM از SVC بیشتر است. سرعت زیاد STATCOM فقط در مورد کاربردهایی که سرعت بالا لازم دارند مفید نیست بلکه در مورد کاربرد معمولی STATCOM بسیار مهم می باشد و باعث می شود که STATCOM در مقابل تغییرات امپدانس سیستم پایدارتر عمل می نماید.

۱-۳-۶-۱۰-۴ قابلیت مبادله قدرت اکتیو

اگر در مورد STATCOM در طرف DC مبدل منبع ذخیره انرژی DC قرار داده شود، STATCOM قابلیت مبادله توان اکتیو با شبکه را هم پیدا می کند. در مورد میرا کردن نوسانات و بهبود پایداری گذرا تبادل توان اکتیو بسیار مهم و موثر است. همچنین بجای منبع ذخیره انرژی که گران قیمت است میتوان در طرف DC از مقاومت سوئیچ شونده استفاده کرد که اضافه انرژی AC روی سمت DC منتقل می شود و انرژی را از سیستم جذب کند. این امر در پایداری گذرا و میرا نمودن نوسانات (پایداری دینامیکی) بسیار مهم و موثر است.

۱-۳-۶-۱۰-۵ عملکرد تحت شرایط نامتقارن سیستم

شرایط نامتقارن در سیستم معمولا بیش از یک درصد نیست به همین دلیل در SVC، سه فاز با هم کنترل می شود. اما هنگام شرایط نامتقارن جریان کنترل کننده در هر فاز متفاوت است. می توان سه فاز را جداگانه کنترل کرد اما این مساله نیاز به فیلتر هارمونیک سوم ایجاد می کند که قبلا با اتصال مثلث برطرف می شد. بنابراین برای کنترل تک فاز باید یک فیلتر هارمونیک سوم

که خیلی به ندرت استفاده می شود، نصب نمود و در نتیجه از همان کنترل سه فاز استفاده می گردد.

نحوه عملکرد STATCOM در مقابل ولتاژهای غیر متقارن فرق می کند در صورت وجود عدم تقارن همان طور که ذکر شد توان لحظه ای در ورودی و خروجی STATCOM برابر است. بنابراین هنگام عدم تقارن ولتاژ شبکه، توان با فرکانس هارمونیک دوم در ترمینالهای AC ی STATCOM بوجود می آید که باعث تولید هارمونیک دوم جریان در طرف DC می شود. اگر کنترل طوری صورت گرفته باشد که با ولتاژ ثابت در طرف DC ولتاژ خروجی تولید کند، ولتاژ طرف DC به طرف AC بصورت یک مولفه منفی اصلی و یک مولفه مثبت هارمونیک سوم منتقل می شود. بنابراین STATCOM یک جریان هارمونیک اصلی مولفه منفی و یک جریان هارمونیک سوم مولفه مثبت می کشد.

مولفه ولتاژ منفی، جریان مولفه منفی (که اتفاقا در خطای معمول تک فاز خیلی بزرگ است،) را کم می کند و مفید است ولی مولفه هارمونیک سوم مثبت فایده ای ندارد. بخاطر تولید ولتاژ منفی موثر STATCOM، جریانهای STATCOM متقارن هستند ولی توسط هارمونیک سوم تغییر شکل می یابند. ولی در حین خطا سایر تجهیزات مثل ژنراتورها آنقدر مشکل درست می کنند که این هارمونیک سوم کوتاه مدت مشکلی به وجود نمی آورد. بنابراین STATCOM در برابر خطاها از خود مقاومت خوبی نشان می دهد که به خاطر سرعت پاسخ زیاد آن از جمله در حین خطا است.

رفتار STATCOM که در بالا ملاحظه شد برای کنترل هر سه فاز با هم بود. بنابراین STATCOM نیاز چندانی به کنترل تک فاز ندارد و کنترل سه فاز با شکل ساختار مناسب بهترین روش کاهش هارمونیک ها است. ولی در مواردی که عدم تقارن زیاد فرض شود با تغییر ساختار، مولفه منفی و مثبت جدا کنترل می شود. ولی این امر سبب تبادل قدرت لحظه ای بیشتر و در نتیجه لزوم استفاده خازن بزرگتر می شود.

۱-۳-۶-۱۰-۶ تلفات نسبت به توان خروجی

همانطور که در اشکالی قبلی مربوط به تلفات نسبت به توان راکتیو ملاحظه شد، تلفات SVC و STATCOM قابل مقایسه هستند. در هر دو در نزدیکی صفر مگاوار تلفات حدود صفر دارند و با افزایش از یک درصد پریونیت به بعد تلفات هر دو زیاد می شود. این طور تلفات برای جبران دینامیک سیستم بسیار مناسب است که در لحظات ماندگار، تلفات حدود صفر داشته باشند و توان راکتیو ذخیره برای لحظات خطا نگه دارند. این ساختار برای هماهنگی توان راکتیو کل منطقه نیز مناسب است.

تلفات هدایت و سوئیچ کردن سوئیچ های STATCOM از سوئیچ های SVC بیشتر است. ولی با توجه به رشد روز افزون در زمینه نیمه هادیهای کموتاسیون خودی انتظار می رود که تلفات کلی

STATCOM از SVC کمتر شود زیر راکتور تغییر تلفات چندانی برایش به نظر نمی رسد. ولی سوئیچ های STATCOM احتمال پیشرفت و کاهش تلفات زیاد دارند.

۱-۳-۶-۱۰-۷ اندازه فیزیکی و نصب

از آنجا که STATCOM راکتور و خازن ندارد، در حدود ۴۰ تا۳۰ درصد SVC مکان اشغال می کند. بنابراین در جایی که زمین گران است یا احتمال تغییر مکان جبرانگر می رود، استفاده از STATCOM بهتر است.[۱،۱۵]

۱-۴- ادوات سری GCSC[۳]، TSSC[۴]، TCSC[۵] و SSSC[۶]

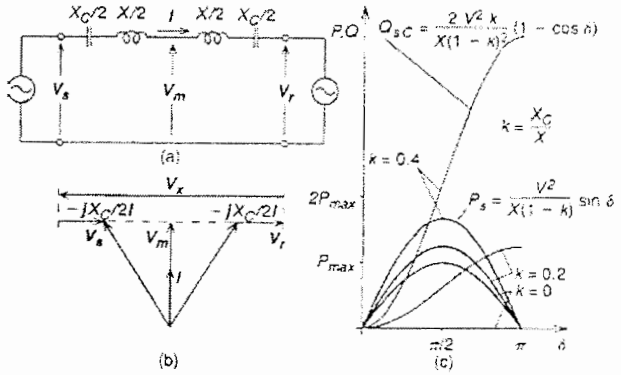
جبرانگر موازی مقدار واقعی توان را وقتی که ولتاژ در دو انتهای خط مناسب باشد، نمی تواند زیاد کند. زیر در آن موقع ولتاژ نیست که توان ارسالی را زیاد می کند بلکه توان ارسالی به امپدانس خط و زاویه دو انتهای خط بستگی دارد.

در خطوط بلند اندوکتانس خط، توان عبوری را محدود می کند. ایده استفاده از جبران سری ۱۰ سال پیش خنثی کردن بخشی از راکتانس خط و افزایش توان ارسالی خط بود.

ادوات FACTS سری، راکتانس متغیر سری با خط ایجاد می کنند. که هم توان خط را و هم پایداری را افزایش می دهد.

۱-۴-۱ مفهوم جبران سری خط

مفهوم جبران سری خط را نمودار (۱-۳۰) و روابط زیر به درستی نشان می دهد.



شکل(۱-۳۰) (a) سیستم دو ماشینه با جبران سری (b) دیاگرام فازوری (c) نمودار توان اکتیو و راکتیو نسبت به زاویه ولتاژها

---

[۳] GTO Controlled Series Capacitor

[۴] Thyristor Switched Series Capacitor

[۵] Thyristor Controlled Series Capacitor

[۶] Static Synchronous Series Capacitor

$$X_E = X - X_C$$
$$X_E = (1-K)X$$
$$K = X_C / X \qquad 0 \le K < 1$$
$$I = \frac{2V}{(1-K)X}\sin(\delta/2)$$
$$P = V_M I = \frac{V^2}{(1-K)X}\sin\delta \qquad (1-23)$$
$$Q_C = I^2 X_C = \frac{2V^2 K}{X(1-K)^2}(1-\cos\delta) \qquad (1-24)$$

در شکل (۱-۳۰) نمودار $P-\delta$ به ازای K های مختلف رسم شده و نشان می دهد که هر چه درجه جبران بیشتر شود، توان ارسالی خط بیشتر می شود.

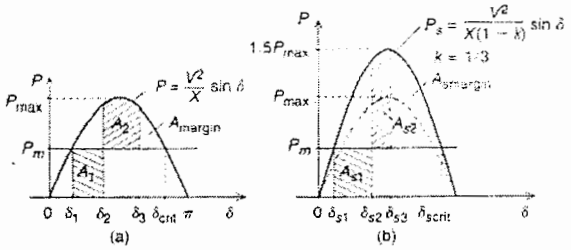
۱-۴-۲ پایداری ولتاژ

هر چه ضریب توان بیشتر به سمت خازنی برود، نقطه بحرانی پایداری ولتاژ بهبود می یابد و به طور خیلی موثر با جبران سری پایداری ولتاژ افزایش می یابد و نقطه بحرانی به مقدار زیادی جابجا می شود.

جبرانگر موازی با تنظیم ولتاژ و فراهم آوری کمبود توان راکتیو از ناپایداری ولتاژ جلوگیری می کند. جبران سری هم با کاهش راکتانس خط پایداری ولتاژ را بهبود می بخشد جبران سری به طور خیلی موثرتری پایداری ولتاژ را بهبود می دهد.

۱-۴-۳ بهبود حاشیه پایداری گذرا

برای بهبود پایداری گذرا مجددا از معیار سطوح موازی استفاده می شود و همان فرضیات جبرانگر موازی در نظر گرفته می شود که سیستم بعد و قبل از خطا مشابه است و در حین خطا توان الکتریکی صفر است. همان طور که شکل (۱-۳۱) نشان می دهد، جبرانگر سری با ۳۰ درصد جبران راکتانس خط حاشیه پایداری گذرا را خیلی زیاد افزایش می دهد و از نظر بهبود حاشیه پایداری گذرا هم، جبران سری از جبران موازی موثرتر است و حاشیه پایداری گذرا را بیشتر افزایش می دهد.



شکل(۱-۳۱) نشان دادن افزایش پایداری گذرا توسط جبران سری خط با توجه به معیار سطوح معادل

۱-۴-۴ میراساختن نوسانات توان

میرا کردن نوسانات توان توسط ادوات موازی، توسط کنترل توان راکتیو بطور متناسب با تغییر زاویه روتور به دست می آید. در ادوات سری با افزایش درجه جبران در هنگام شتاب گرفتن ژنراتور، توان الکتریکی را زیاد می شود و به این ترتیب با کاهش شتاب ژنراتور، پایداری گذرا را افزایش می یابد. متناسب با افزایش زاویه روتور درجه جبران افزایش می یابد و جبرانگر توان الکتریکی را افزایش می دهد تا اینکه شتاب را کم کند. و هنگام کاهش زاویه روتور درجه جبران صفر می شود. به این شکل نوسانات سریعا میرا می شود.

۱-۴-۵ میرا کردن نوسانات زیر سنکرون

نوسانات کمتر از فرکانس سنکرون می تواند توسط خازن سری ایجاد شود. نوسانات زیر سنکرون که می تواند توسط جبران سری ایجاد شود در سال ۱۹۳۷ مشاهده گردید اما از سال ۱۹۷۰ که خرابی شفت توربین ژنراتور در واحد نیروگاهی موجا در شمال نوادا رخ داد، به طور جدی تر بررسی شد. خازن سری در فرکانس رزونانسی با سیستم به نوسان در می آید و بعلت بر هم کنش این نوسان و نوسان توربین ژنراتور در فرکانس طبیعی، نوسانات الکتریکی و مکانیکی یکدیگر را تقویت کرده و میرایی منفی برای نوسانات ایجاد می شود. نوسانات زیر سنکرون به صورت زیر توضیح داده می شود:

خازن سری باعث ایجاد نوسان در فرکانس رزونانس با شبکه می شود. این فرکانس، فرکانس رزونانس خازن سری در خط است. هنگامی که جریان در خط مثلا به دلیل یک اغتشاش به نوسان بیفتد، نوسان جریان خط سبب ایجاد گشتاوری در روتور با فرکانس $f-f_e$ می شود. اگر این فرکانس به فرکانس طبیعی شفت توربین ژنراتور نزدیک باشد، سبب تحریک بیشتر نوسانات الکتریکی می شود و نوسانات الکتریکی و مکانیکی همچنان همدیگر را تقویت می کنند.

ژنراتورهای بزرگ با توربینهای بخار چند مرحله ای که فرکانس طبیعی زیر فرکانس سیستم در چند مورد دارند، بیشتر در معرض احتمال نوسانات زیر سنکرون در صورت جبران شبکه با خازن سری واقع می شوند.

در مجموع، جبران سری در ابتدا بعلت کاهش مقداری از راکتانس خط و افزایش توان عبوری از خط استفاده شد. چاره پخش توان نامناسب بین خطوط موازی یا در یک خط، استفاده از جبران سری خط است (مخصوصا وقتی امنیت سیستم تغییر توان عبوری را اقتضا کند). جبران سری

خط می توان تغییرات ولتاژ را در انتهای خطوط شعاعی مهار کند و از ناپایداری ولتاژ جلوگیری بعمل آورد. جبران سری پایداری گذرا را بهبود می بخشد و نوسانات سیستم را میرا می کند (بهبود پایداری دینامیکی). جبران سری مناسب می تواند بدون خطر نوسانات زیر سنکرون با فواید کامل سیستم انتقال را بهینه کند.

همانطور که در مورد جبران موازی ذکر شد جبرانگر سری هم در دو نوع امپدانس متغیر و نوع مبدل می باشد. مباحث این قسمت مشابه به مباحث قسمت جبرانگرهای موازی است. فقط در جبرانگر موازی کنترل ولتاژ صورت می گرفت در این قسمت کنترل جریان.[۱،۲]

۱-۴-۶ جبرانگر سری امپدانس متغیر

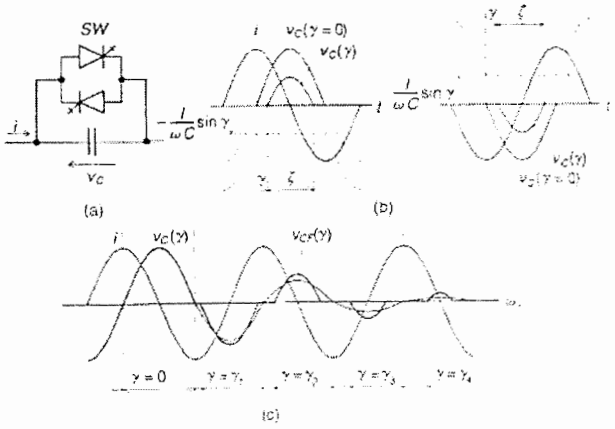
جبرانگرهای سری امپدانس متغیر از خازنهای سوئیچ شونده و یا راکتورهای کنترل شونده با تریستور بطور موازی با خازن ثابت تشکیل شده اند. در ادامه انواع آنها توضیح داده شده است.

GCSC ۱-۶-۴-۱

GCSC از یک خازن ثابت بطور موازی با یک سوئیچ با قابلیت خاموش و روشن شدن کنترل پذیر مانند GTO تشکیل شده است.

این جبرانگر مانند TCR عمل می کند و با تغییر زاویه تاخیر کنترل می شود. همچنین می تواند در آینده که کلیدهای GTO با قدرت بیشتر ساخته شوند، در ساختار جبرانگرهای سری شرکت کند.

مطابق شکل (۱-۳۲) با تغییر زاویه تاخیر آتش کردن GTO ها در نیم سیکلهای منفی و مثبت ولتاژ به طور پیوسته تغییر می نماید.



شکل(۱-۳۲) (a) GCSC (b) اصول کنترل زاویه تاخیر (c) ولتاژ GCSC

TCR و GCSC دوگان یکدیگر محسوب می شوند. این مطلب از مقایسه شکل موج جریان TCR و ولتاژ GCSC مشخص می گردد. GCSC با کنترل زمان خاموشی کلیدهای GTO کنترل می شود. TCR با کنترل زمان روشن شدن تریستورها کنترل می شود.

بنابراین روابط زیر موجود است:

$$V_{CF}(\gamma)=\frac{I}{\omega C}(1-2/\pi*\gamma-1/\pi*\sin(2\gamma))$$

$$X=\frac{1}{\omega C}(1-2/\pi*\gamma-1/\pi*\sin(2\gamma)) \qquad (1-25)$$

که I دامنه جریان خط است و C کاپاسیتانس خازن است.

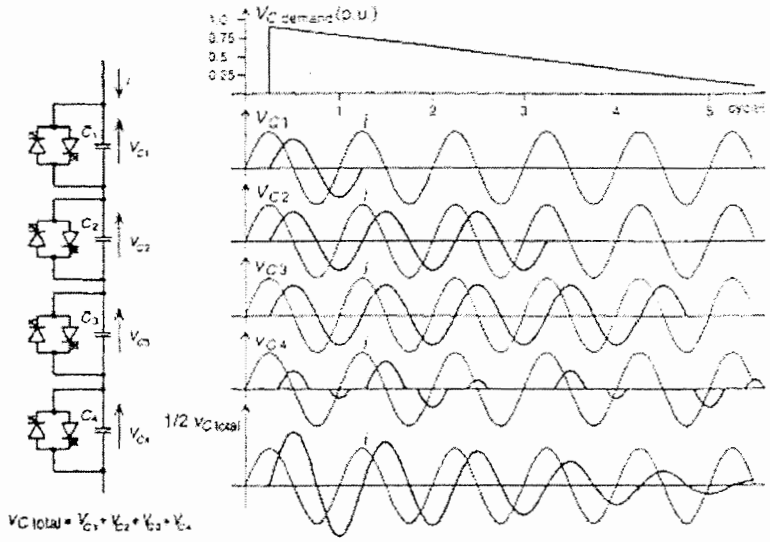
در عمل میتوان از GCSC در دو مد عملکرد کنترل امپدانس و کنترل جریان استفاده کرد.

همانند جریان TCR، در مورد GCSC، با توجه به شکل موج ولتاژ، هارمونیک ولتاژ وجود دارد.

دامنه ولتاژ هارمونیکی عبارت است از:

$$V_{Cn}=\frac{4}{\omega\pi C}\{\frac{\sin(\gamma)\cos(n\gamma)-n\cos(\gamma)\sin(n\gamma)}{n(n^2-1)}\} \qquad (1-26)$$

هارمونیکهای ۳n با توجه به حالت کار عادی سه فاز قابل رفع است. حالت چند پالسه برایGCSC قابل استفاده نیست. زیرا GCSC بدون ترانس واسط در مدار قرار می گیرد. ولی ساختارهای چند پالسه نیاز به ترانس واسط دارد. البته این هارمونیکها زیاد مساله نیستند. زیرا از آنجا که ادوات سری در خطوط بلند نصب می شوند، در فرکانس این هارمونیکها امپدانس خط زیاد است. ولی بهر حال هارمونیکها با ساختار کنترل پشت سر هم (استفاده از چند TCR) کم می شود. در مورد TCR استفاده بیش از دو TCR اقتصادی نبود ولی در اینجا تا ۴ یا بیشتر GCSC استفاده شود، غیر اقتصادی نیست و حتی ممکن است از لحاظ فنی بهتر باشد. شکل این ساختار در (۱-۳۲) آمده است.



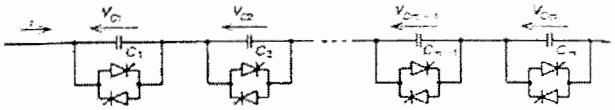
شکل(۱-۳۲) ساختار پشت سر هم GCSC برای کاهش هارمونیکها

ممکن است که بیان شود چرا در این حالت غیر از یکی در بقیه GCSC ها از تریستور معمولی استفاده نشود. پاسخ این است که اگر هم از تریستور معمولی در هدایت کامل استفاده شود، در مورد زمان روشن شدن که مشکلی وجود ندارد و فرمان گیت در لحظه صفر ولتاژ ارسال می شود. اما در لحظه خاموش شدن تریستور باید در ولتاژ صفر خاموش شود. در صورتیکه در جریان

صفر خاموش می شود. علاوه بر آن هنگام خاموش شدن تریستورها ولتاژ DC بر روی خازن می افتد. که تخلیه دوباره آن زمان تاخیر را بیشتر می کند و بر روی کلیدها اثر مخرب دارد و ولتاژ کلیدها را برای لحظاتی دو برابر می کند.

TSSC ۲-۶-۴-۱

ساختار TSSC در شکل (۱-۳۳) آمده است که از چند خازن سری تشکیل شده است که هر کدام با تریستورهای معکوس موازی شده است. ساختار ظاهری شبیه ساختار کنترل پشت سر هم GCSC است اما عملکردش با توجه به تغییر نوع کلیدها متفاوت است. طرز کار TSSC به این صورت است که با صفر شدن جریان، خازن ها به مدار می آید و در نیم سیکل شارژ می شود و در نیم سیکل بعدی دشارژ می شود. بنابراین یک ولتاژ DC بر خازن می ماند. برای از مدار خارج شدن خازنها جهت جلوگیری از ایجاد حالت گذرا، خازنها باید با ولتاژ صفر خارج شوند که موجب ایجاد تاخیر می شود (تا شارژ ناخواسته خازن تخلیه گردد).



شکل(۱-۳۳) ساختار TCSC

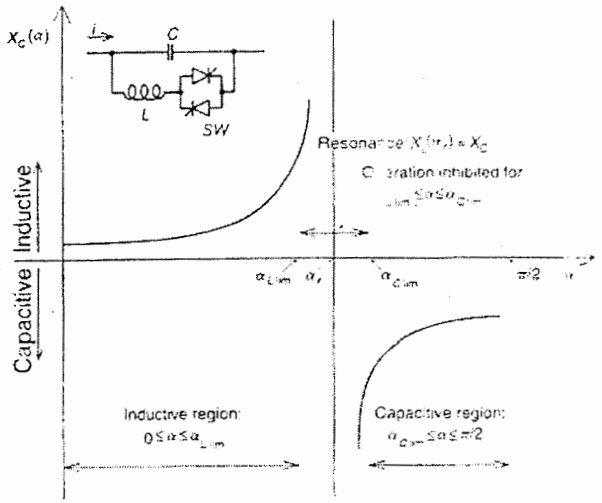
استفاده از TSSC موجب خطر نوسانات زیر سنکرون می شود. می توان این خطر را رفع نمود ولی با توجه به زمان تاخیر سوئیچ شدن این کار مشکل است. بنابراین در موارد توان بالا از TSSC استفاده نمی شود. اما TSSC برای میرا کردن نوسانات و کنترل توان بکار می رود.

همانند GCSC، TSSC هم در دو مد کنترل ولتاژ و کنترل جریان عمل می کند

برای TSSC رنج گذرا تعریف می شود. خارج از این رنج گذرا حفاظت توسط بای پس کلیدها و در رنجهای گذرای بالاتر، توسط حفاظت خارجی صورت می پذیرد.

TCSC ۳-۶-۴-۱

TCSC از یک خازن ثابت و یک راکتور تریستوری موازی با آن تشکیل شده است. شماتیک TCSC و نمودار راکتانس آن بصورت (۱-۳۴) است:

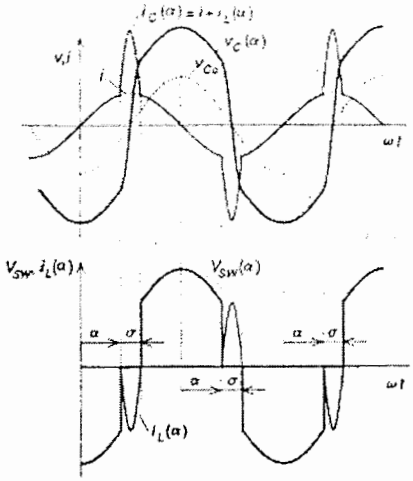


شکل(۱-۳۴) TCSC و نمودار راکتانس آن

منحنی امپدانس TCSC در شکل (۱-۲۴) رسم شده است. همانطور که ملاحظه می شود، در زاویه $\alpha_{CLIM} \le \alpha \le \pi/2$ عملکرد خازنی، در زاویه $0 \le \alpha \le \alpha_{LLIM}$ عملکرد سلفی و در زاویه α_R رزونانس رخ می دهد.

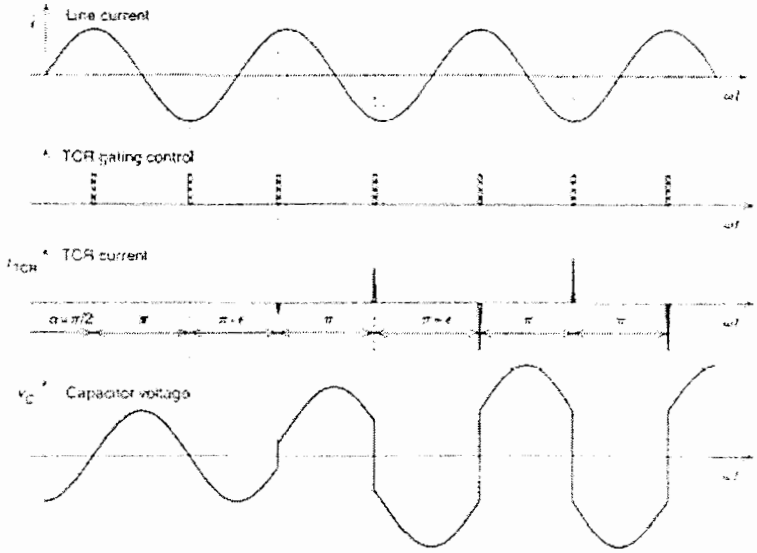
عملکرد TCSC به این ترتیب است که در زاویه α از پیک ولتاژ خازن، کلید عمل می کند و جریان راکتور در مدار LC، مطابق شکل برقرار می شود. در نتیجه ولتاژ خازن در این فاصله به صورت مشتق این جریان عمل می کند و زیاد می شود. (ولتاژ TCSC تغییر می کند و زیاد می شود.) با صرف نظر از لحظه شارژ و دشارژ خازن در زمان اتصال کلید شکل موج ولتاژ به شکل مربعی در می آید.

در شکل (۱-۳۵) روش مکانیسم عملکرد TCSC ذکر می شود. در حقیقت برای رسم این نمودارها بهتر است که شکل موج جریان ترسیم گردد و از روی آن شکل موج ولتاژ TCSC به دست آید.



شکل(۱-۳۵) نحوه عملکرد TCSC

در شکل (۱-۳۶) با تغییر زاویه تاخیر اندازه ولتاژ تغییر داده شده است. در این شکل ابتدا باید اختلاف فازی بین جریان و ولتاژ TCSC ایجاد شود تا ولتاژ خازن بالا رود. بهمین دلیل آتش کردن کلید، قبل از پیک ولتاژ رخ می دهد. پس از اینکه ولتاژ به حد دلخواه رسد، اگر مدار بی تلفات فرض شود، آتش کردن در پیک ولتاژ رخ می دهد.



شکل(۱-۳۶) مراحل افزایش ولتاژ خازن

تلفات بر حسب توان خروجی همانطور که قبلا گفته شد بر اساس جریان کلیدها تعیین می شود و هر چه این جریان بیشتر باشد تلفات بیشتر است.

اندازه این هارمونیکها به $\frac{X_L}{X_C}$ بستگی دارد بعنوان مثال در یک TCSC سه هارمونیک اصلی نشان داده شده است. با اینکه دامنه این هارمونیکها بزرگ به نظر می رسد ولی چون خطوطی که

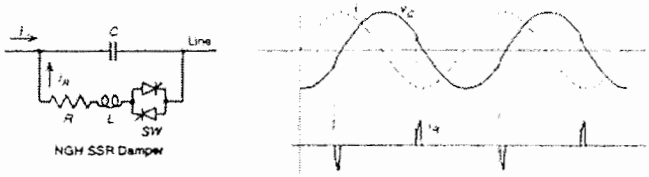
TCSC برای آنها قرار می گیرد امپدانس زیاد دارند، جریان این فرکانسها کم است و عملا مشکلی ایجاد نمی کند.[۱۹،۲۰]

۱-۴-۶-۴ نوسانات زیر سنکرون

همانطور که قبلا توضیح داده شد نوسانات زیر سنکرون در اثر ایجاد رزونانس بین خازن سری و شبکه و برابر بودن اختلاف فرکانس شبکه و فرکانس رزونانس با فرکانس طبیعی ژنراتور و توربین ایجاد می شود. ایجاد این پدیده بسیار خطرناک است و موجب خسارات سنگین شده است. بنابراین در طراحی کنترل سری باید این مساله مد نظر قرار گیرد.

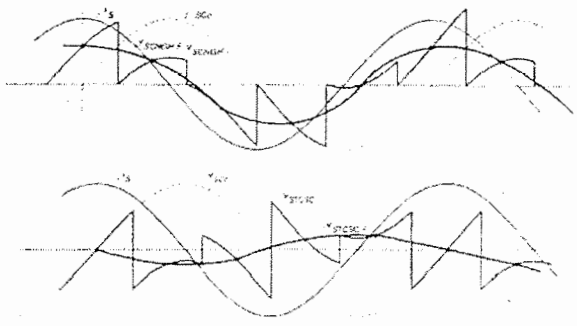
همان طور که ذکر شد از سال ۱۹۷۰ تلاش در راه حذف این پدیده برقرار شد. در سال ۱۹۸۱ هینگورانی ایده میرا کننده NGH را برای میرا کردن نوسانات زیر سنکرون و کامل ساختن جبران سری عنوان کرد. درستی این ایده ثابت شد و بنابراین همانطور که ذکر خواهد شد مشخص شد که TCSC نسبت به نوسانات زیر سنکرون ایمن است.

ساختار این میرا کننده مطابق شکل (۱-۳۷) است و عملکرد آن به طور سنکرون با فرکانس شبکه در انتهای هر نیم سیکل است و در انتهای هر نیم سیکل اگر از ولتاژ فرکانس اصلی بیشتر بود، آن را صفر می نماید. شکل (۱-۳۷) این مساله را نشان می دهد.



شکل(۱-۳۷) میرا کننده NGH

در شکل (۱-۳۸-الف) فرکانس زیر سنکرون ۲۴ هرتز در نظر گرفته شده و ولتاژ و جریان سینوسی در این فرکانس رسم شده و ولتاژ خازن درNGH و همچنین ولتاژ خازن در فرکانس اصلی هم رسم گردیده است. شکل (۱-۳۸-الف) نشان می دهد در فرکانس زیر سنکرون میرا کننده NGH مانند مقاومت عمل می کند و مانند خازن عمل نمی کند که باعث شود SSR حاصل شود. بنابراین میرا کننده NGH در فرکانس زیر سنکرون عملکرد جبران سری را طوری تغییر می دهد که مثل مقاومت عمل کند و خطری ایجاد نکند.



الف

ب

شکل(۱-۳۸-الف) نشان دادن خنثی بودن NGH در برابر فرکانس زیر سنکرون
(۱-۳۸-ب) نشان دادن خنثی بودن TCSC در برابر فرکانس زیر سنکرون

این یک مثال بود که حل مساله را نشان داد. اما تحقیقات و اندازه گیری های متعدد در نهایت همین نتیجه را درست ارزیابی نموده است.

همان طور که مشاهده می شود ساختار میرا کننده NGH شبیه ساختار TCSC است و این پیشنهاد را می دهد که امکان عملکرد مناسب TCSC در برابر فرکانس زیر سنکرون بررسی شود. TCSC در انتهای هر نیم سیکل شارژ معکوس دارد که مانند جذب انرژی در انتهای هر سیکل برای NGH می باشد. بنابراین امید است که شارژ معکوس سنکرون مانند جذب انرژی سنکرون عمل کند و TCSC را به طور طبیعی از خطر نوسانات زیر سنکرون مصون دارد. اما در هر حال این واضح است که شارژ معکوس مانند جذب انرژی مقاومت در میرا کننده NGH نیست که انرژی را از سیستم بگیرد. همانطور که در مورد NGH در فرکانس ۲۴ هرتز که فرکانس زیر سنکرون در نظر گرفته شد بررسی صورت گرفت، در مورد TCSC هم همان بررسی صورت می گیرد همان شکل موج ها برای این مورد در شکل (۱-۳۸-ب) رسم شده است.

با بررسی شکل موج ها مشخص می شود که TCSC در فرکانس زیر سنکرون مانند راکتور عمل می کند و مانند خازن نیست که رزونانس ایجاد کند. بنابراین همانطور که میرا کننده NGH در فرکانس زیر سنکرون مانند مقاومت عمل می کرد، TCSC هم مانند راکتور عمل می کند و هیچکدام سبب ایجاد نوسان زیر سنکرون نمی شوند.

این مورد اثبات ریاضی نشده است. اما مطالعات، شبیه سازی ها، تست های هنگام نصب و راه اندازی، نشان می دهد که TCSC نسبت به نوسانات زیر سنکرون بی اثر می باشد.

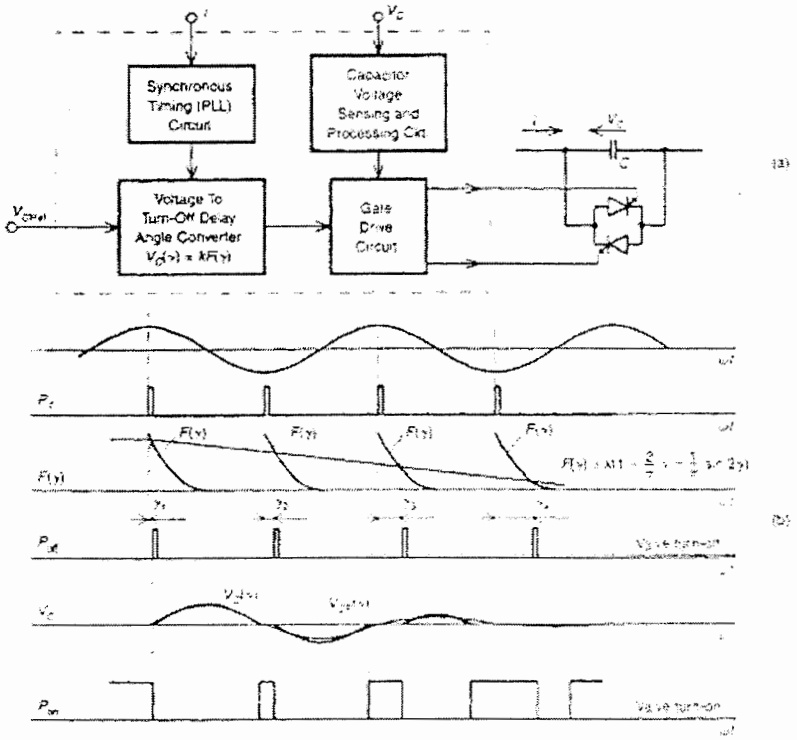
این مورد برای TSSC هم برقرار است فقط زاویه هدایت TCR های TSSC (یک راکتور کوچک محدود کننده جریان) گویی در کمترین مقدار هدایت قرار داده می شود. در مورد GCSC هم این مورد درست است. زیرا در انتهای نیم سیکل ولتاژ صفر می شود مگر در مورد واحدهای تمام خاموش که اگر با زاویه مینیمم روشن باشد، تا با شبکه سنکرون بماند، مشکلی برای ولتاژ ایجاد نمی کند و روی ندادن SSR را مطمئن تر می نماید.[۲۳]

۱-۴-۶-۵ کنترل کننده های TSSC، GCSC و TCSC

کنترلرهای این ادوات شامل دو کنترلر خارجی و داخلی می باشد. کنترلر داخلی وظیفه کنترل امپدانس یا ولتاژ TCSC را دارد تا مرجع را که کنترلر خارجی فراهم می کند، دنبال کند. بنابراین کنترلر خارجی متغیرهای شبکه را دریافت می کند و مرجع را فراهم می سازد.

مهمترین قسمت کنترلر داخلی، سنکرون بودن آن است. زیرا این سنکرون بودن نه تنها امپدانس را برای فرکانس اصلی تعیین می کند، بلکه امپدانس برای فرکانسهای زیر فرکانس اصلی هم مشخص می کند. کار دیگر کنترلر داخلی ان است که کلید ها را طوری آتش کند که مرجع ورودی به کنترلر دنبال شود. همچنین کنترلر داخلی حفاظت از کلیدها و راکتور و خازن را انجام

می دهد که با اجرای محدودیتها و بای پس کردن ها و دیگر اعمال حفاظتی صورت می گیرد. شکل (۱-۳۹) کنترل کننده GCSC را نشان می دهد.



شکل(۱-۳۹) کنترل کننده GCSC و شکل موجهای وابسته

چهار کار اصلی کنترلر عبارتند از:

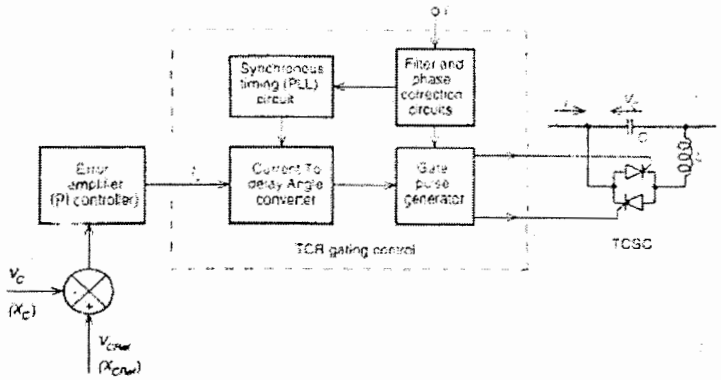
۱- سنکرونیسم با شبکه که توسط PLL صورت می گیرد.

۲- تبدیل ولتاژ یا امپدانس به زمان تاخیر

۳- سومین قسمت لحظه روشن شدن GTO را مشخص می کند. لحظه روشن شدن GTO، زمان صفر شدن ولتاژ است. که این روش می تواند با آشکار کردن گذر صفر ولتاژ جهت سنکرونیسم بینجامد.

۴- چهارمین قسمت مربوط به ایجاد پالس مناسب جهت روشن و خاموش کردن کلیدهای GTO می باشد.

شماتیک کنترل کننده TCSC در شکل (۱-۴۰) آمده است.



شکل(۱-۴۰) کنترلر TCSC که با مولفه اصلی جریان خط سنکرون می شود.

مهمترین قسمت این کنترل کننده سنکرون شدن با شبکه است. این کار را به دو صورت انجام می دهد. یکی اینکه جریان مولفه اصلی خط را می گیرد و آنرا فیلتر می کند تا مؤلفه های فرکانسی دیگر حذف شوند. سپس در همان زمان فاز را تصحیح می کند.

در نوع دوم توسط PLL با جریان خط سنکرون می شود و با توجه به ولتاژ خازن و جریان خط گذر صفر تخمین زده می شود. سپس زاویه تاخیر با یک کنترل حلقه بسته خارجی کنترل می شود تا متغیرهای مرجع را دنبال کند. کنترل نوع دوم پاسخ سریعتری دارد وبرای موارد نیاز به پاسخ سریعتر از این کنترلر باید استفاده شود.

۱-۴-۷ جبرانگرهای با ساختار مبدل

مبدل کنترل شده سنکرون مانند ژنراتور سنکرون است که ولتاژ سنکرون با شبکه ایجاد می کند و با شبکه توان اکتیو و راکتیو تبادل می کند. منبع ولتاژ کنترل شده هم، ولتاژ سنکرون با شبکه تولید می کند و اگر منبع ولتاژ DC در طرف DC مبدل قرار داده شود، تبادل توان اکتیو و راکتیو را بطور مستقل انجام می دهد و ولتاژی با دامنه و زاویه دلخواه در خروجی ایجاد می نماید.

۱-۷-۴-۱ SSSC

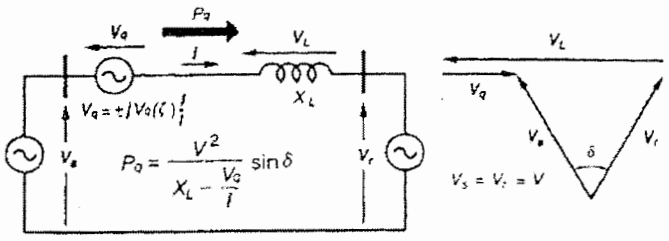
نحوه عملکرد SSSC در شبکه اینست که مانند خازن سری ولتاژی بطور سری با خط تولید می کند. با کنترل این ولتاژ، توان عبوری خط تغییر می نماید.

جبرانگر سری با مبدل، مطابق شکل (۱-۴۱) زیر ولتاژ دو سر خط انتقال را افزایش می دهد در نتیجه جریان خط زیاد می شود و بنابراین توان انتقالی خط افزایش می یابد. ولتاژ دو سر خازن عبارتست از:

$$V_Q = V_C = -jX_C I = -jKXI \qquad (1-27)$$

مطابق شکل(۱-۴۱)، اگر ولتاژ ایجاد شده توسط مبدل بر جریان خط عمود باشد، مبدل درست مانند خازن سری با خط، ولتاژی عمود بر جریان خط با آن سری می کند و علاوه بر این جبران

سری کنترل شده متغیر انجام می دهد تا متغیرهای شبکه را در شرایط مختلف بر روی مرجع مورد نظر نگه دارد.



شکل(۱-۴۱) جبران خط توسط مبدل

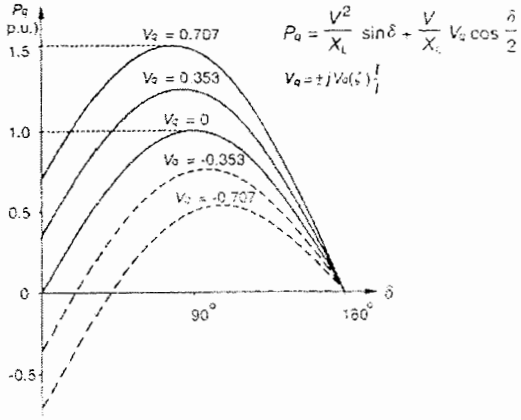
بنابراین مبدل، ولتاژی عمود بر جریان خط و با دامنه کنترل پذیر بر حسب پارامتر کنترل تولید می کند.

۱-۴-۷-۱-۱ بررسی منحنی $P-\delta$

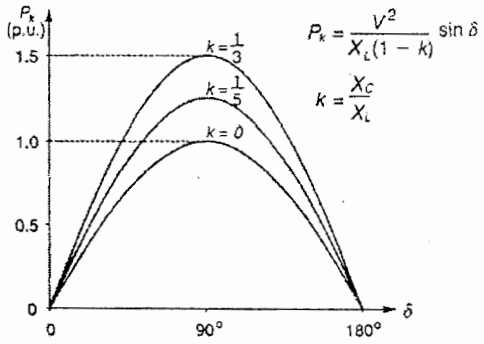
رابطه $P-\delta$ برای SSSC عبارتست از:

$$P = \frac{V^2}{X}\sin\delta + \frac{V}{X}V_q\cos(\delta/2) \qquad (1-27)$$

منحنی $P-\delta$ خازن سری و SSSC در شکل های (۱-۴۲) و (۱-۴۳) رسم شده است. همانطور که ملاحظه می شود خازن بر حسب K، توان خط جبران شده را با درصدی از توان خط جبران نشده اضافه می کند. ولی در مورد SSSC این طور نیست و با درصدی از ماکزیمم توان خط جبران نشده، توان خط را افزایش می دهد. در نتیجه در فاصله نیم بین ۰ تا $\pi/2$ منحنی توان-زاویه را بطور قابل ملاحظه ای افزایش می دهد.



شکل(۱-۴۲) منحنی $P-\delta$ برای جبران توسط SSSC



شکل(۱-۴۳) منحنی $P-\delta$ برای جبران توسط خازن

SSSC هم مانند STATCOM به اندازه رنج کاری خازنی، رنج کاری سلفی هم دارد و همچنین وقتی که ولتاژ تزریقی به خط، به صورتی باشد که ولتاژ دو سر خط معکوس شود ($V_Q > |V_S - V_R|$)، جهت جریان در خط معکوس می شود.

۱-۴-۷-۱-۲ رنج کنترلی SSSC

SSSC رنج تولید توان خازنی و سلفی به یک اندازه دارد. علاوه بر این یک اضافه جریان کوتاه مدت نیز برای SSSC در نظر گرفته می شود.

همانطور که گفته شد SSSC به همان اندازه رنج کار خازنی رنج کار سلفی هم دارد. ولی بیشتر رنج کار خازنی مد نظر است. بنابراین با ترکیب SSSC با خازن ثابت مشکل حل می شود و رنج کاری به خازنی ۱۰۰ % تبدیل می شود.

۱-۴-۷-۱-۳ توانایی تبادل قدرت اکتیو

همانطور که گفته شد با قراردادن منبع ذخیره انرژی DC در طرف سری ، مبدل قادر است که توان اکتیو با شبکه مبادله کند. اینکار با تغییر زاویه خروجی مبدل انجام می گیرد. یکی از کاربردهای مهم تبادل توان اکتیو زیاد کردن نسبت X/R برای خط است. با افزایش نسبت X/R، توان انتقالی افزایش می یابد. زیرا اگر از R صرفنظر نشود:

$$P = \frac{V^2}{X^2 + R^2}[X\sin\delta - R(1-\cos\delta)] \qquad (1-28)$$

$$Q = \frac{V^2}{X^2 + R^2}[R\sin\delta + X(1-\cos\delta)] \qquad \{1-29\}$$

تبادل توان اکتیو با شبکه، در بهبود پایداری گذرا و دینامیکی همانطور که توضیح داده شد، بسیار موثر است. مثلا وقتی ژنراتور شتاب می گیرد، مبدل تمام توان راکتیو خود را تولید می کند و توان اکتیو را نیز کم می کند تا مانند یک مقاومت سری با خط نوسانات را میرا کند.

هنگام کاهش نوسانات، مبدل حداکثر توان سلفی را وارد مدار می کند و توان اکتیو را مصرف می کند تا مانند مقاومت منفی عمل کند و نوسانات را میرا می کند. یک روش اقتصادی برای تبادل توان اکتیو استفاده از مقاومت میرا کننده در ترمینالهای DC می باشد.

۱-۴-۷-۱-۴ ایمنی در برابر نوسانات زیر سنکرون

در مورد خازن که جبران سری خط را انجام می دهد، بیان شد که خطر ایجاد نوسانات زیر سنکرون ایجاد می کند و باید با میرا کننده NGH موازی شود.

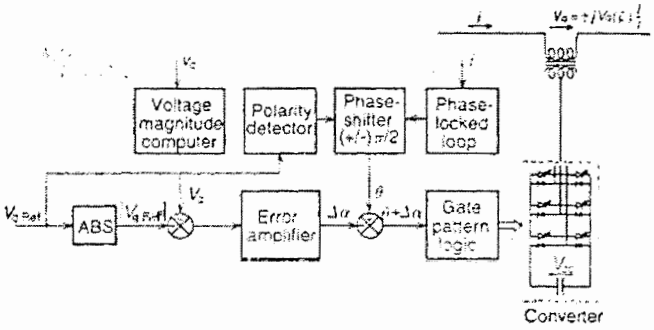
مبدل هم مانند خازن جبران سری را انجام می دهد. ولی مبدل بنابر نحوه عملکرد که قبلا توضیح داده شد، ولتاژ را در فرکانس سنکرون ایجاد می کند و در بقیه فرکانسها امپدانس آن صفر است. بنابراین سبب ایجاد نوسانهای زیر سنکرون نمی شود. البته عکس العملی که خازن در طرف DC در برابر تغییر شرایط سیستم نشان می دهد، در رفتار SSSC در برابر نوسانات زیر سنکرون اثر می گذارد. برای بررسی این موضوع یک SSSC را در نظر بگیرید که تلفات ندارد و در سمت DC آن یک بانک خازنی قرار دارد. در شرایط عادی، SSSC ولتاژی متقارن و سنکرون با شبکه ایجاد می کند. هنگامی که به هر دلیلی جریانهای هارمونیکی وارد خط شود، بعلت برابری توان در ورودی و خروجی SSSC، جریانهای هارمونیکی وارد خازن می شود. اگر خازن در ولتاژ DC ثابت ولتاژ خروجی ایجاد کند، ولتاژ خروجی مبدل شامل مولفه هایی با همان فرکانسها می شود. در نتیجه اثری بر عملکرد مبدل نخواهد داشت. در نتیجه با کنترل مناسب ولتاژ خروجی، SSSC نسبت به SSR ایمن خواهد خواهد بود. برای مواردی که کنترل مناسب ولتاژ خروجی صورت نگیرد، در سمت DC باید از خازن بزرگتر استفاده شود. اگر از خازن بزرگتر هم استفاده نشود، باید رابطه دامنه و فاز ولتاژ با اختلاف ۹۰ درجه بطور لحظه ای حفظ شود. [۱،۱۹]

۱-۴-۷-۱-۵ کنترل کننده داخلی

همانطور که گفته شد، دامنه و فاز ولتاژ خروجی باید اختلاف ۹۰ درجه را بطور لحظه ای حفظ شود. در اینجا ساختار کنترل کننده SSSC بیان می شود که با کنترل کننده STATCOM تا حد زیادی مشابه است.

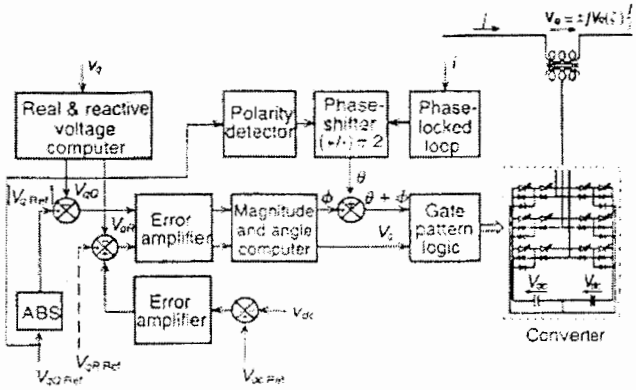
برای کنترل ولتاژ دو روش موجود است: یکی روش مستقیم است که در این روش هم زاویه و هم ولتاژ خروجی مبدل کنترل می شود. دیگری روش غیر مستقیم است که در این روش فقط زاویه خروجی مبدل کنترل می شود.

برای حفظ زاویه ۹۰ درجه بین ولتاژ و جریان خروجی SSSC باید از کنترل کننده مستقیم ولتاژ استفاده شود. این روش مخارج فراوان دارد و باعث افزایش تلفات، هارمونیکها و پیچیدگی مدار کنترل می شود. مدار کنترل غیر مستقیم برای SSSC در شکل (۱-۴۴) آمده است. در این مدار ابتدا ولتاژ مرجع با ولتاژ خروجی مبدل مقایسه می شود و پس از تقویت خطا و سنکرونیسم با شبکه پالسهای گیت مناسب ساخته می شود. سنکرونیسم توسط PLL صورت می گیرد. PLL با جریان خط سنکرون می شود. سپس تاخیر یا تقدم فاز به فاز جریان اضافه می شود. به این ترتیب اختلاف فاز ۹۰ درجه بین ولتاژ و جریان خروجی مبدل حفظ می شود.



شکل(۱-۴۴) کنترلر غیر مستقیم SSSC

کنترل کننده مستقیم در شکل (۱-۴۵) آورده شده است. این ساختار برای کاهش هامونیکها و برای تبادل مستقل توان اکتیو و راکتیو مناسب است. در این ساختار کل تقاضای توان اکتیو و راکتیو با مقادیر خروجی مبدل مقایسه می شود. پس از تقویت خطا و سنکرون شدن با شبکه ولتاژ تقاضا و فاز آن فراهم می شود و پالسهای گیت مورد نیاز برای ساختن آنها ایجاد می شود.



شکل(۱-۴۵) کنترل کننده مستقیم SSSC

۱-۴-۷-۱-۶ کنترل کننده خارجی

کنترل کننده خارجی مد کاری کنترل کننده را مشخص می کند. توسط کنترل کننده خارجی، متغیر خارجی یعنی متغیر شبکه گرفته می شود و به راکتانس یا ولتاژ که توسط کنترل کننده داخلی کنترل می شود، تبدیل می شود.

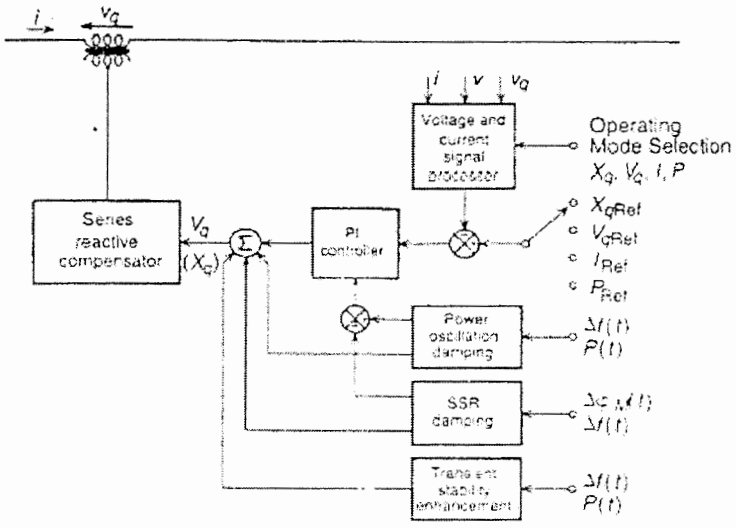
کار کنترل کننده سری، کنترل عبور توان است. کنترل اعمال شده می تواند از متغیرهای شبکه مانند توان باشد که به ولتاژ و امپدانس تبدیل شود. اما برخی مواقع مثلا در مواقع خطا ممکن است که عبور توان ثابت مد نظر نباشد و ولتاژ و امپدانس کنترل شود. در هر حال کنترل عبور توان اکتیو دارای ثابت زمانی کم است زیرا کنترل سریع توان ممکن است سبب نوسان در شبکه شود.

همانطور که گفته شد ، موارد مختلفی نظیر بهبود پایداری گذرا و پایداری دینامیکی (میرا کردن نوسانات) و همچنین میرایی نوسانات زیر سنکرون می تواند توسط کنترلر خارجی صورت پذیرد. پایداری گذرا توسط اعمال حداکثر قدرت خازنی هنگام خطاهای بزرگ بهبود می یابد. این حداکثر توان خازنی در حین خطا و تا زمان اولین نوسان زاویه ادامه می یابد.

بهبود پایداری دینامیکی توسط ایجاد مرجع متغیر و متناسب با افزایش شتاب و کاهش شتاب زاویه ژنراتور صورت می گیرد و با افزایش مرجع هنگام شتاب گرفتن و کاهش مرجع هنگام کاهش شتاب ژنراتور، نوسانات را میرا می کند. در عین حال که جبران سری خط کنترل شده باشد، خطری از لحاظ نوسانات زیر سنکرون ایجاد نمی شود، اما هنگامیکه مقدار قابل توجهی جبران سری خازنی کنترل نشده در خط باشد، ممکن است میرا کردن این نوسانات نیاز باشد.

کنترل خارجی جهت میرا کردن نوسانات توان به این صورت است که باید یک مرجع متغیر ایجاد کند که با نوسانات ژنراتور تحت نوسانات مقابله و مخالفت کند. این مرجع متغیر می تواند مستقیما از سرعت ژنراتور یا فرکانس یا جریان و یا ولتاژ خط باشد. برای میرا کردن نوسانات توان، جبرانگر سری باید پهنای باند مناسب داشته باشد (بالاتر از ۴۵ هرتز). ثابت نشده است که در تمام رنج ممکن SSR، جبرانگر سری طبق روش بالا می تواند با SSR مقابله کند ولی این مشخص است که پهنای باند هر دو نوع جبرانگر سری یعنی نوع مبدل و نوع امپدانس مقدار لازم پهنای باند را دارند.

ساختار ممکن برای کنترل کننده خارجی به شکل (۱-۴۶) است. که متغیر شبکه و (V_Q, X_Q, I, P) توسط جریان و ولتاژ سری بدست می آید و پس از عبور از کنترل کننده PI ، X_Q, P_Q مورد نیاز برای کنترل داخلی فراهم می شود.



شکل(۱-۴۶) کنترلر خارجی SSSC

ورودیهای کمکی شامل ورودیهایی است که جهت بهبود حاشیه پایداری گذرا ، پایداری دینامیکی و میرا کردن نوسانات زیر سنکرون می باشند و شامل توان یا فرکانس خط یا سرعت ژنراتور هستند. این ورودیهای کمکی مستقیما به کنترل کننده اعمال می شوند تا در شرایط خطا یک مرجع مناسب بدست آید.

۱-۵- جابجا گر فاز (Phase Shifter)

ترانسفورماتورهای قدرت بطور گسترده ای برای تنظیم دامنه ولتاژ بکار می روند. منظور از جابجا گر فاز ترکیب چند ترانسفورماتور است که تنظیم دامنه و فاز ولتاژ در سیستمهای قدرت را انجام می دهند.

۱-۵-۱ کاربردهای جابجاگرفاز

دو کاربرد مهم جابجاگر فاز عبارتند از:

۱- کنترل توان

۲-کنترل ولتاژ

ساختارهای مبدل و سوئیچهای نیمه هادی قدرت موجب افزایش قابلیت جابجاگرهای فاز است. با ادوات نیمه هادی کاربردهای زیر هم به کاربردهای جابجا گرفاز اضافه می شود:

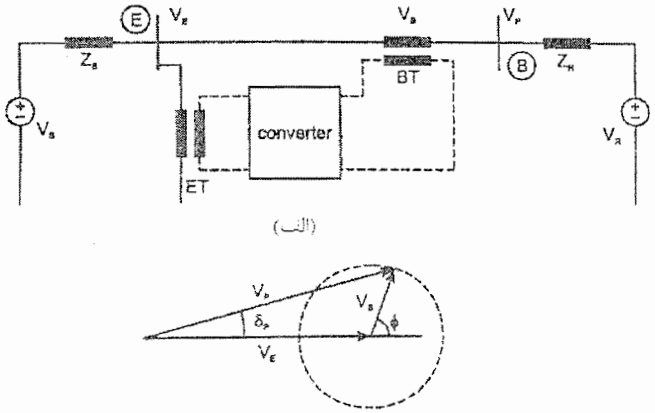
۱- بهبود کیفیت توان

۲- کنترل دینامیکی ولتاژ

۳- افزایش پایداری دینامیکی

۴- افزایش پایداری گذرا

جابجاگر فاز از دو بخش تشکیل شده است: ۱- ترانس تحریک ۲- ترانس افزاینده



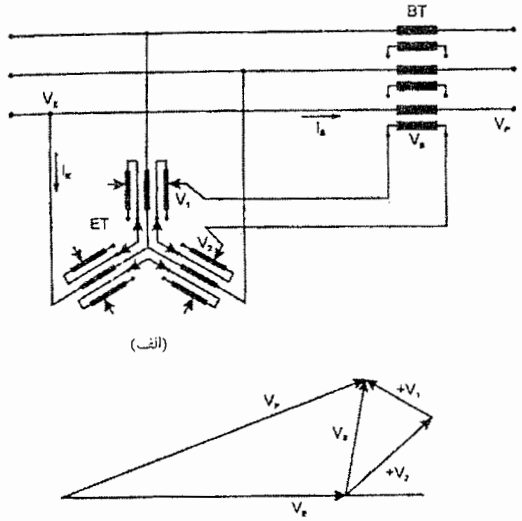
شکل(۱-۴۷) جابجاگر فاز و دیاگرام فازوری آن

ترانس تحریک ورودی را از شبکه می گیرد . ترانس افزاینده ولتاژ کنترل شده را با شبکه سری می کند . مبدل دامنه و فاز ولتاژ تزریقی را کنترل می کند.

توان انتقالی خط عبارتست از :

$$P = V_R V_S * \sin(\delta_R + \delta_S \pm \delta_P) / X_Q \qquad (1-30)$$

ساختار جابجاگرهای با کلیدهای مکانیکی به این صورت است که معمولا کلیدها درون ترانسفورماتور تحریک قرار گرفته است و زاویه δ_P آن بین ± 30 با پله های گسسته ۱ تا ۲ درجه ای تغییر می کند. یک نمونه در شکل (۱-۴۸) آورده شده است



شکل ۱-۴۸) جابجاگر فاز فاز و نمودار فازوری آن

نقاط ضعف یک جابجاگر فاز با کلیدهای مکانیکی عبارتند از:

۱- پاسخ کند بدلیل اینرسی زیاد کلیدهای مکانیکی

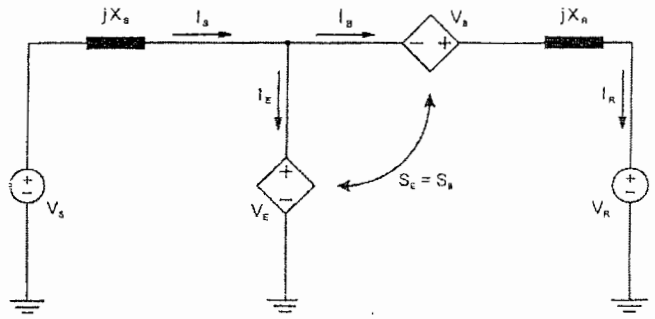
۲- زمان عمرکم و نیاز به تعمیرات متناوب در اثر فرسودگی مکانیکی و فساد روغن

مورد اول باعث می شود که جابجاگر فاز با کلیدهای مکانیکی فقط در حالت ماندگار کاربرد داشته باشند و مورد دوم را با آرایشهای جابجاگر فاز دارای نیمه هادی می توان حل نمود.

نقطه ضعفهای جابجا گرفاز توسط ساختار مبدل استانیکی حل می شود. اگر مستقیما بجای کلیدهای مکانیکی کلید تریستوری بکار رود، موجب بهره برداری بهینه از آن نمی شود. برای بهره برداری بهینه تحقیقات همواره ادامه دارد. [۲۴،۲۵]

مشخصه های حالت ماندگار SPS

با فرض: $V_S = 1e^{j40}, V = 1, X_S = X_R = .4\,pu, \theta = 90$

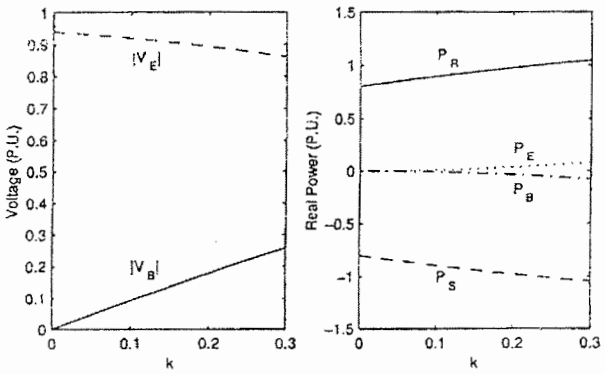


شکل(۱-۴۹) مدار معادل sps

$$V_B = KV_E e^{j\theta}, I_E = KI_B e^{-j\theta}$$
$$I_S = I_B + I_E, \qquad I_B = I_R$$
$$V_S - JX_S I_S - V_E = 0 \qquad (1-31)$$
$$V_E + V_B - jX_R I_R - V_R = 0 \qquad (1-32)$$

که

$$K = \frac{V_B}{V_E}$$



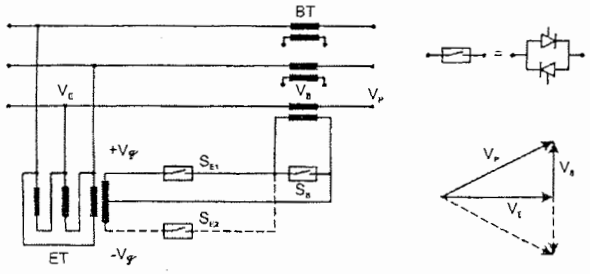
شکل(۱-۵۰) اثر تزریق ولتاژ متعامد بر جریان و توان راکتیو

۱-۵-۲ آرایشهای مدار قدرت SPS[۷]

در برخی آرایشهای ترانس افزاینده و تحریک یکی است. در برخی آرایشها دو ترانس جداگانه استفاده می شود. در نوعی که ترانس جداگانه بکار می رود، باید به طرف ثانویه امپدانس کوچکی متصل شود تا در همه شرایط امکان عبور جریان باشد. اگر امکان این عبور جریان میسر نباشد، از یک مدار جنبی الکترونیک قدرت کمک گرفته می شود. ترانس افزاینده مانند CT و ترانس تحریک مانند VT متصل می شوند.

۱-۵-۴ کنترل کننده AC

می توان از یک کنترل کننده AC بعنوان مبدل بین ET و BT استفاده کرد. دامنه ولتاژ تزریقی VB با کنترل زاویه تاخیر SE تغییر می کند. اگر سیم پیچهای اولیه بصورت ستاره وصل شوند. می توان از SPS برای تزریق ولتاژ با اختلاف فاز ۱۸۰ درجه استفاده نمود.[۲]



شکل(۱-۵۱) دیاگرام SPS با کنترل کننده فرکانس خط

[۷] Static Phase Shifter

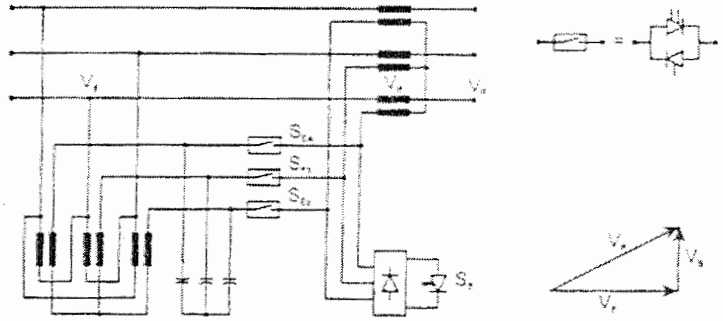
۱-۵-۵ نقاط ضعف SPS

کنترل زاویه آتش سوئیچهای تریستوری موجب ایجاد مؤلفه هارمونیکی می شود که بر کیفیت توان اثر می گذراد.

شرایط لازم برای روشن کردن سوئیچ ها به نقطه کار بقیه بستگی دارد. (یعنی به زاویه فاز بین ولتاژ ها و جریان های متناظر). در عمل مواردی وجود دارد که بدلیل فوق امکان روشن کردن سوئیچ ها نمی باشد. بنابراین احتمال این وجود دارد که SPS در تمام شرایط سیستم ، نتواند ولتاژ را کنترل نماید.[۲۶]

۱-۵-۶ کنترل AC بروش PWM

از نظر تئوری می توان با اعمال مبدل PWM بر محدودیتهای SPS غلبه کرد. شکل (۱-۵۲) ساختار این کنترل کننده PWM را نشان می دهد. برای خاموش و روشن کردن از الگوی PWM استفاده می شود. از طرفی باید کلیدها دارای قابلیت کنترل خاموش و روشن باشند.



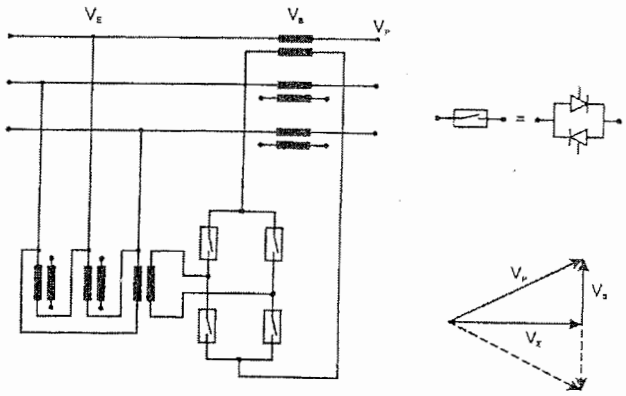
شکل(۱-۵۲) SPS با کنترل کننده PWM

دامنه ولتاژ تزریق را مدت هدایت کلیدها تعیین می کند و برحسب اتصال ستاره یا مثلث سیم پیچ اولیه ET ولتاژی با فاز متعامد یا هم فاز ایجاد می کند. مزایای این ساختار عبارتند از :

الگوهای سوئیچینگ PWM مؤلفه های هارمونیکی را بسمت فرکانسهای بالا می برند و در فرکانسهای بالا این هارمونیکها براحتی نمی توانند منتشر شوند و فیلتر کردن آنها ساده تر است. عملکرد کنترل کننده PWM به نقطه کار سیستم بستگی ندارد. کنترل کننده PWM نسبت به کنترل کننده AC سرعت پاسخ بیشتری دارد ولی در عوض تلفات کلید زنی بیشتری هم دارد.[۲،۲۸]

۱-۵-۷ مبدل پل AC-AC کنترل شده توسط زاویه آتش

شکل (۱-۵۳) یک نمونه SPS با مبدل AC-AC کنترل شده توسط زاویه آتش برای تزریق ولتاژ متعامد را نشان می دهد. دامنه ولتاژ تزریقی بوسیله کنترل تاخیر زاویه آتش سوئیچهای تریستوری تعیین می شود. نقطه ضعف اصلی این ساختار ، تولید هارمونیک است.

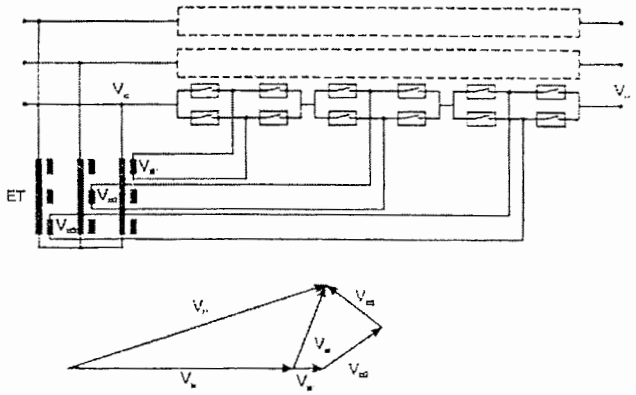


شکل(۱-۵۳) SPS با کنترل کننده AC-AC زاویه تاخیر

۱-۵-۸ مبدل پل AC-AC کنترل شده پل گسسته

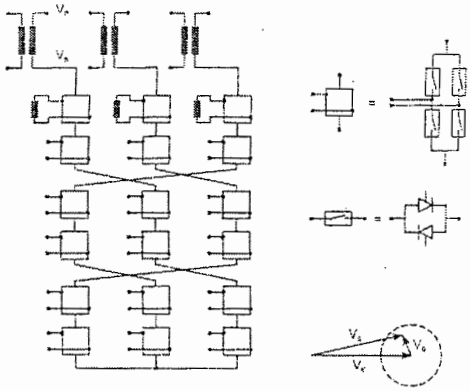
در شکل (۱-۵۴) ساختار این نوع مبدل نشان داده شده است. مشاهده می شود ولتاژ خروجی مبدل می تواند $V_S,0,-V_S$ باشد. در این ساختار باید تدابیری اندیشیده شود که دو سر منبع اتصال کوتاه نشود و جریان بار قطع نشود.

شکل (۱-۵۴) دیاگرام SPS بدون سیم پیچ افزاینده را نشان می دهد. دیاگرام فازروی نشان می دهد که زاویه ولتاژ بطور گسسته تغییر می کند.



شکل(۱-۵۴) دیاگرام SPS بدون استفاده از ترانسفورماتور افزایشی

شکل (۱-۵۵) آرایش مدار جهت تزریق ولتاژ بر پایه استفاده از سیم پیچ های تپ یک ترانسفورماتور قدرت نشان می دهد. این ساختار ولتاژ تپ ها را کنترل می نماید. هم دامنه و هم زاویه ولتاژ تزریقی در پله های گسسته تغییر می کنند.[۲۷،۲۹،۳۰]



شکل(۱-۵۵) SPS بدون نیاز به ترانس تحریک و افزاینده

۱-۵-۹ مبدل منبع ولتاژ PWM (VSC)

سیستم مبدل از دو منبع ولتاژ PWM که دارای خازن لینک DC مشترک هستند تشکیل شده است کلیدها باید دارای قابلیت خاموش و روشن کنترل پذیر (مانند GTO) باشند.

VSC_B کنترل مستقل دامنه و فاز ولتاژ تزریقی را بعهده دارد و VSC_E ولتاژ خازن لینک DC را تنظیم می کند و می تواند جبران راکتیو سیستم را انجام دهد. در نتیجه V_E را کنترل کند. بر خلاف آرایشهای قبلی، SPS بر پایه VSC می تواند توان راکتیو را جذب یا تزریق کند. SPS بر پایه VSC می تواند توان اکتیو و راکتیو را بطور پیوسته و مستقل کنترل کند. ساختار فوق بعنوان جبرانگر موازی، جبرانگر سری یا فیلتر اکتیو سری یا موازی عمل کند. در متون فنی این آرایش UPFC نامیده می شود.[۳۲،۳۴،۳۵،۳۶]

۱-۵-۱۰ مبدل منبع جریان PWM (CSC)

در موارد قبلی بجای VSC های PWM میتوان CSC های PWM استفاده کرد. در اسن ساختار از دو PWM سه فاز تشکیل شده که یک لینک سلفی دارند ، کلیدها باید دارای قابلیت کنترل روشن و خاموش باشند.

CSC_B جریان خط را کنترل می کند و کار CSC_E کنترل جریان لینک DC است. CSC_B بخاطر کنترل جریان کلیدها را از خطر جریانهای زیاد نجات می دهد. اما VSC باید در مقابل حالتهای گذرای شبکه توسط بای پس، کلیدها را محافظت کند.[۳۱]

۱-۵-۱۱ کاربردهای SPS

SPS می تواند ولتاژ یا توان اکتیو را در حالت ماندگار تنظیم کند. تنظیم توان توسط تزریق ولتاژ سری صورت می گیرد. که هم توان اکتیو عبوری از خط را تغییر می دهد و هم تقاضای توان راکتیو را در دو انتهای خط تغییر می دهد.

کنترل توان عبوری حالت ماندگار توسط SPS را میتوان برای موارد زیر بکاربرد.

- تنظیم توان عبوری از یک خط انتقال
- تقسیم توان بین خطوط موازی
- جلوگیری از جریانهای حلقوی

SPS را همچنین می توان برای شبکه های توزیع مانند تپ حنجرهای مکانیکی برای کنترل ولتاژ بکار برد. بر خلاف تب چنجرهای مکانیکی ، SPS در حالت دینامیکی مانند خطاهای فیدرهای مجاور یا قطع بار، ولتاژ را بازیابی کند.

۱-۵-۱۲ دینامیکهای سیگنال کوچک

جابجاگرفاز مکانیکی نمی تواند تاثیری در دینامیک سیستم داشته باشد. زیرا سرعت پاسخ کلیدهای مکانیکی کند است. اما SPS بطور دینامیکی می تواند ولتاژ تزریق کند و توان عبوری را در پاسخ نوسانات الکترومکانیکی کنترل نماید. با استفاده از SPS می توان نوسانانهای سیستم شامل نوسانهای بین ناحیه ای را نیز میرا نمود.

طراحی کنترل دینامیکی SPS، مستلزم داشتن یک مدل دینامیکی خطی از SPS است و بسته به محدوده فرکانسی نوسانات و ساختار مبدل SPS، مدلهای خطی مختلفی از آن مورد نیاز می باشد.

۱-۵-۱۳ دینامیکهای سیگنال بزرگ

اغتشاشات سیگنال بزرگ مانند خطاها، سنکرون کردن، کلید زنی و بازبستها می توانند گذراهای الکترومکانیکی سیگنال بزرگ را فراهم آورند.

SPS با جابجا کردن سریع فاز، می تواند حالت های گذرا را تعدیل کند و از ناپایداری گذرا جلوگیری نماید.

تحلیل SPS در زمینه پایداری گذرا نیاز به داشتن مدل غیر خطی SPS و سیستم کنترل آن دارد. در حالت گذرای سیگنال بزرگ در SPS، اضافه ولتاژ ها و اضافه جریانهای خیلی زیاد ایجاد می شود که در طراحی SPS باید مورد توجه قرار گیرند. این نوع مطالعات گذرا به منظور شبیه سازی مناسب در حوزه زمان، نیاز به مدل کاملی از SPS دارد.[۳۳ ,۲]

UPFC[۸] -۶-۱

توان عبوری از یک خط انتقال تابعی از امپدانس خط ولتاژهای دو انتهای خط و زاویه بین ولتاژها است. برای تغییر این پارامترها و تغییر توان عبوری خط از جبران راکتیو خط و تنظیم پله ای ولتاژ (تپ جنبرها) استفاده می شود. جبرانگرهای سری و موازی و با سوئیچ های مکانیکی برای اصلاح مشخصه های امپدانس هستند. تا با تغییر امپدانس، توان مورد نظر در خط جاری گردد.

---

[۸] Unified Power Flow Controller

ترانسفورماتورهای جابجاگرفاز و تنظیم کننده ولتاژ با تپ جنجرهای مکانیکی، برای حداقل کردن تغییرات ولتاژ و کنترل پخش توان بکار می روند. اما این روشها برای جبران در حالت ماندگار هستند. روش سنتی مقابله با کمبود پایداری، لحاظ نمودن حاشیه های پایداری قابل ملاحظه ای است که سیستم بتواند پس از خطا حالت عادی را بازیابی کند. استفاده از این روش به این معنی است که ظرفیت نصب شده سیستم قدرت خیلی بیشتر از ظرفیت بهره برداری از آن باشد. این روش، قابل اطمینان است ولی موجب بلا استفاده ماندن قسمت قابل ملاحظه ای از ظرفیت نصب شده سیستم انتقال می شود.

در نتیجه قوانین زیست محیطی اخیر ، مشکلات مربوط به حق مسیر و افزایش هزینه ساخت، نیاز به استفاده از حداکثر ظرفیت ممکن سیستم های انتقال موجود کاملا حس می شود. کنترل کننده های پخش توان و جبرانگرهای راکتیو بسیار سریع با سوئیچ های تریستوری در غالب ادوات FACTS ابداع شده و گسترش یافته اند. این عناصر از ترکیب راکتور و خازن، ترانسفورماتورهای تغییر دهنده تپ همراه با کلیدهای تریستوری و مدارات کنترل آنها و مبدل توان سوئیچینگ بعنوان منابع ولتاژ سنکرون (که می تواند خود توان راکتیو تولید کرده و با سیستم AC نیز مبادله کند،) تشکیل شده اند.

کنترل کننده یکپارچه توان (UPFC) از این خانواده است که از منبع ولتاژ سنکرون استفاده می کند، UPFC تمام پارامترهای کنترل عبور توان در خط را می تواند کنترل کند. بعبارت دیگر UPFC کنترل توان اکتیو و راکتیو را بطور مستقل انجام می دهد. UPFC قدرتمندترین وسیله کنترلی سیستم انتقال است.

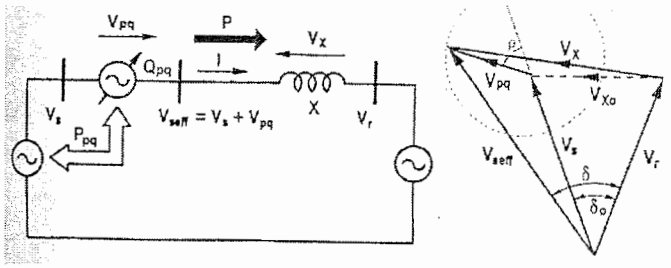
۱-۶-۱ مشخصات UPFC

هدف از ابداع UPFC، کنترل بلادرنگ و بهبود دینامیک سیستم است که می تواند با این قابلیت، مشکلات فراوانی را حل نماید. شماتیک UPFC در شکل (۱-۵۶) آورده شده است. همانطور که قبلا ذکر شد منبع ولتاژ سنکرون باید توان اکتیو را یا توسط منبع تغذیه DC و یا توسط خود سیستم تامین کند. UPFC توان اکتیو خود را از یکی از شینه های ابتدا و انتهای خط دریافت می دارد.

UPFC از دو منبع ولتاژ سنکرون با لینک DC مشترک تشکیل شده است. که توان اکتیو به مقدار و جهت دلخواه در خط برقرار سازند و توان راکتیو هر کدام از مبدلها مستقلا قابل کنترل است.

مبدل ۲ که سری قرار می گیرد وظیفه اصلی را انجام می دهد. این مبدل مانند منبع ولتاژ سنکرون عمل می کند. توان راکتیو در خود مبدل تولید می شود و توان اکتیو با لینک DC مبادله می شود.

کنترل کننده یکپارچه توان تمام وظایف جبرانگر سری و موازی و شیفت دهنده فاز را می تواند انجام دهد.



شکل(۱-۵۶) UPFC در سیستم دو ماشینه

با در نظر گرفتن سیستم دو ماشینه در شکل (۱-۵۶) آورده شده بود، روابط زیر صادق است: [2]

$$P_R - JQ_R = V_R(\frac{V_S + V_{PQ} - V_R}{JX})^*$$

$$V_{PQ} = 0 \Rightarrow P_R - JQ_R = V_R(\frac{V_S - V_R}{JX})^*$$

$$V_{PQ} \neq 0 \Rightarrow P_R - JQ_R = V_R(\frac{V_S - V_R}{JX})^* + \frac{V_R V_{PQ}^*}{-JX}$$

$$V_S = Ve^{j\delta/2} = V(\cos(\delta/2) + j\sin(\delta/2))$$

$$V_R = Ve^{-j\delta/2} = V(\cos(\delta/2) - j\sin(\delta/2))$$

$$V_{PQ} = V_{PQ}e^{j(\delta/2+\rho)} = V_{PQ}(\cos(\delta/2+\rho) + j\sin(\delta/2+\rho))$$

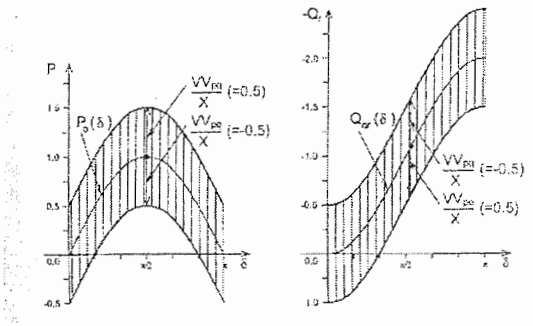
$$P(\delta,\rho) = P_0(\delta) + P_{PQ}(\rho) = \frac{V^2}{X}\sin(\delta) - \frac{VV_{PQ}}{X}\cos(\delta/2+\rho)$$

$$Q(\delta,\rho) = Q_0(\delta) + Q_{PQ}(\rho) = \frac{V^2}{X}(1-\cos(\delta)) - \frac{VV_{PQ}}{X}\sin(\delta/2+P)$$

$$P_0 = \frac{V^2}{X}\sin(\delta) \qquad Q_0 = -\frac{V^2}{X}(1-\cos(\delta))$$

$$P_0 - VV_{PQ}/X \le P \le P_0 + VV_{PQ}/X \qquad (1-33)$$

$$Q_0 - VV_{PQ}/X \le Q \le Q_0 + VV_{PQ}/X \qquad (1-34)$$



شکل(۱-۵۷) نمودار توان اکتیو و راکتیو بر حسب زاویه با UPFC

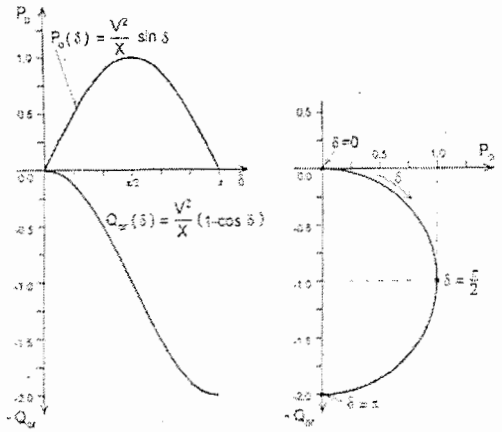
تمام قابلیتهای UPFC که در بالا ذکر شد را می توان به این صورت عنوان نمود که UPFC یک کنترل کننده P و Q بطور مستقل از یکدیگر است.

۱-۶-۲ کنترل توان اکتیو و راکتیو بطور مستقل

با در نظر گرفتن سیستم دو ماشینه اگر $V^2/X = 1$

$$Q_0(\delta) = -1 - \sqrt{1-(P_0(\delta))^2}$$

$$(Q_0+1)^2 + P_0{}^2 = 1 \qquad (1-35)$$



شکل(۱-۵۸) توان اکتیو و توان راکتیو بر حسب زاویه و مکان هندسی آنها

که منحنی یک دایره را بدست می دهد هر نقطه از این دایره متناظر با یک P و Q به ازای یک δ برای سیستم جبران شده است.

مجددا با رجوع به رابطه توان سیستم کنترل شده توسط UPFC و توان برای سیستم جبران نشده نتیجه می شود که اگرP و Q برای سیستم جبران شده توسط UPFC باشند:

$$(P-P_0)^2 + (Q-Q_0)^2 = (VV_{PQ\max}/X)^2 \qquad (1-36)$$

بطور کلی در هر زاویه مفروض δ می توان بوسیله UPFC توان اکتیو و راکتیو را آزادانه در داخل دایره مرزی صفحه [P,Q] حرکت داد که با چرخش فاز و ولتاژ تزریق شده با حداکثر دامنه بدست می آید.

در زیر مقایسه بین UPFC و سایر ادوات از نظر کنترل توان اکتیو و تقاضای توان راکتیو در انتهای خط می باشد. تقاضای توان راکتیو در انتهای خط بر روی تغییر ولتاژ برحسب تغییر بار، اضافه ولتاژ در قطع بار و تلفات سیستم اثر فراوان دارد.

۱-۶-۳ مقایسه با جبرانگرهای سری کنترل شده

با استفاده از روابطی که قبلا آورده شد برای جبرانگر سری روابط زیر صادق است:

$$Q = \frac{V^2}{X - X_Q}(1-\cos(\delta)) \qquad (1-37)$$

$$P = \frac{V^2}{X - X_Q}\sin(\delta) \qquad (1-38)$$

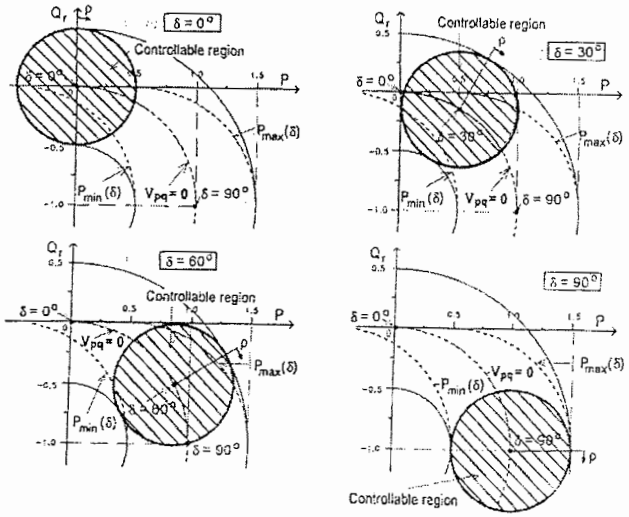
که X_Q بین ۰ و $\pm X_{Q\max}$ تغییر می کند.

[P,Q] یک نقطه از مکان هندسی که با مقداری از X_Q متناظر است را مشخص می کند. هر نقطه در یک زاویه انتقال مشخص ، مقادیر P و Q را بر روی مکان هندسی مشخص می کند. اولین خط چین

مکان هندسی خط بدون جبران را مشخص می کند. آخرین خط چین مکان هندسی متعلق به سیستم با حداکثر جبران سازی است.

SSSC هر دو قابلیت افزایش و کاهش توان انتقالی را داراست. SSSC همچنین می تواند حداکثر ولتاژ جبرانی را حتی در جریان خط کم تامین کند. بهمین دلیل محدوده کنترلی آن در جریانهای کم بطور قابل ملاحظه ای وسیعتر از TCSC و TSSC می باشد.

در شکل (۱-۵۹) برای چهار زاویه انتقال محدوده کنترل ادوات سری و UPFC مقایسه شده است.



شکل(۱-۵۹) محدوده کنترل پذیری ادوات FACTS

در شکل فوق در $\delta = 0$ ادوات سری نمی توانند جبران سری انجام دهند (SSSC هم بعلت تلفات داخلی نمی تواند جبران سری در جریان صفر انجام دهد). اما UPFC در دایره ای با شعاع pu ۰،۵ کنترل را می تواند انجام دهد.

در زاویه ۳۰ درجه، محدوده کنترل TSSC و TCSC با خط پر نمایش داده شده است. توان اکتیو برای آنها در این محدوده قابل کنترل است. اما توان راکتیو قابل کنترل نمی باشد و اجبارا در همان محدوده متناسب با توان اکتیو تغییر می کند.

در مورد SSSC خط چین هم به محدوده اضافه می شود زیرا SSSC به همان مقدار جبران خازنی قابلیت جبران سلفی را هم دارد. ولی UPFC با توجه به قابلیت کنترل مستقل توان اکتیو و راکتیو در دایره به شعاع نیم پریونیت قابلیت کنترل دارد و علاوه بر P، Q هم به دلخواه در این دایره قابل کنترل است . نکته مهم در اینجاست که در $\delta = ۳۰$ محدوده کنترل SSSC از TSSC و TCSC بیشتر است زیرا δ کمتر می باشد. جبران سری توسط TCSC و TSSC کمتر از SSSC صورت می پذیرد. زیرا توان خروجی آنها با جریان خط متناسب است ولی در مورد SSSC توان خروجی با جریان خط متناسب نیست.

۱-۶-۴ مقایسه UPFC با جابجاگرفاز تریستوری

جابجاگرفاز یک تغییر دهنده ایده آل فاز بین $\delta \pm$ در نظر گرفته می شود. یک فرق اساسی UPFC و TCPAR این است که TCRAR توان اکتیو و راکتیوی که با خط سری می کند از خط می گیرد ولی UPFC فقط توان اکتیو را از خط می گیرد. همچنین TCRAR حداکثر توان انتقالی را در یک δ ثابت، نمی تواند تغییر دهد ولی UPFC در یک δ ثابت می تواند حداکثر توان انتقالی را افزایش دهد. UPFC تا یک پریونیت توان اکتیو را می تواند در ضریب توان واحد به طرف گیرنده انتقال دهد. اما برای TCPAR با افزایش توان اکتیو در انتهای گیرنده توان راکتیو هم افزایش می یابد.[۲،۵۱]

۱-۶-۵ کنترل و عملکرد دینامیکی

UPFC با تزریق ولتاژ سری بدون محدودیت، توان عبوری را بطور پیوسته و سریع به مقدار دلخواه می رساند. بنابراین UPFC نقطه کار مورد نظر را در محدوده کنترلی زیاد، ایجاد می کند و قابلیت تغییر سریع این نقطه کار را دارد.

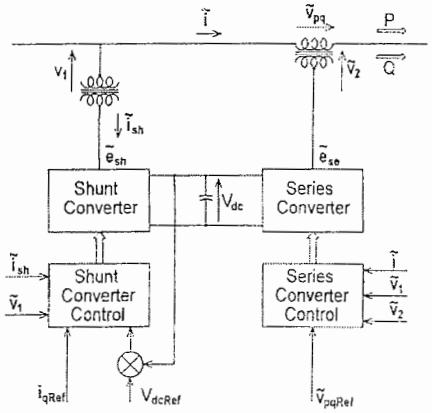
از لحاظ عملی کنترل کننده UPFC به دو بخش تقسیم می شود:

- کنترل داخلی (درونی)
- کنترلر کاربردی (خارجی)

کنترل درونی پالسهای گیت را بخوبی فراهم می کند که UPFC مقادیر مرجع I_{Pref}, I_{Qref} را تعقیب کند.

کنترل خارجی مدهای کاری UPFC را تعیین می کند و مراجع را برای کنترلر درونی فراهم می آورد. این مد کاری هم بصورت دستی توسط اپراتور و هم با کنترل بهینه بصورت اتوماتیک مشخص شود.

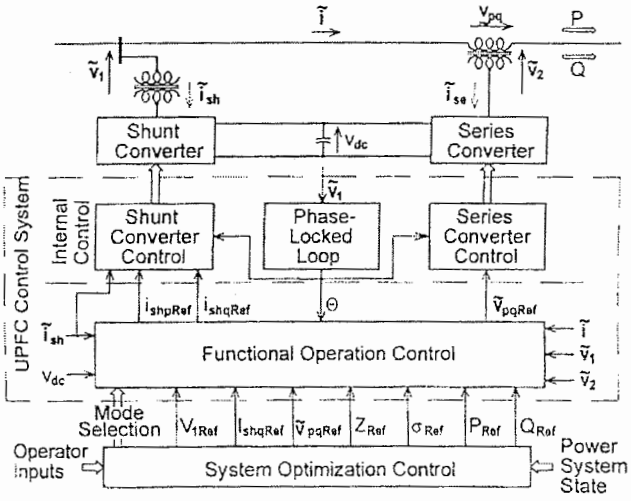
شکل (۶۰-۱) ساختار کلی کنترل UPFC را نشان می دهد.



شکل(۱-۶۰) نمای کلی کنترل UPFC

۱-۶-۶ مدهای کاری و کنترلی

بخاطر اینکه UPFC از دو مبدل سری و موازی تشکیل شده است که خازن DC مشترک دارند، قابلیت عملکرد بصورت موازی و سری جداگانه را هم دارد. یعنی می تواند مانند STATCOM یا SSSC به تنهایی عمل کند.



شکل(۱-۶۱) کنترل کننده کامل UPFC

۱-۶-۶-۱ عملکرد بصورت مبدل موازی

مبدل موازی جریان کنترل شده I_{SH} را از خط جذب می نماید. یکی از مؤلفه های این جریان I_{SH_P}، به دلیل لزوم متعادل بودن توان اکتیو مبدل سری تعیین می شود. مؤلفه دیگر I_{SH_Q} است و می توان آنرا در مرجع مورد نظر تنظیم کرد.

۱-۶-۶-۲ مد کنترل توان راکتیو

در مد توان راکتیو، ورودی مرجع، یک تقاضای توان راکتیو است. البته سیگنال مرجع به مرجع جریان خروجی مبدل تبدیل می شود و در یک کنترل حلقه بسته از جریان خروجی مبدل فیدبک گرفته می شود یک سیگنال فیدبک هم مربوط به ولتاژ خازن DC است تا ثابت نگه داشته شود.

۱-۶-۶-۳ مد کنترل ولتاژ

در مد کنترل ولتاژ، جریان راکتیو مبدل تنظیم می شود تا ولتاژ مرجع را دنبال کند. سیگنال فیدبک را ولتاژ نقطه اتصال ایجاد می کند.

۱-۶-۷ کنترل کاربردی مبدل سری

مبدل سری دامنه و فاز ولتاژ سری تزریقی را کنترل می کند. در نتیجه توان خط را کنترل می کند. درهر حال، ولتاژ تزریقی به مد عملکرد UPFC برای کنترل عبور توان بستگی دارد.

۱-۶-۷-۱ مد تزریق مستقیم ولتاژ

مبدل سری بردار ولتاژ V_{PQ} با دامنه و فاز مورد نیاز برای تولید مرجع را تولید می کند. یک حالت تزریق مستقیم ولتاژ این است که ولتاژ تزریقی به جریان خط عمود باشد تا جبران سری راکتیو خالص فراهم گردد.

۱-۶-۷-۲ مد جبران امپدانس خط

دامنه ولتاژ تزریق شده V_{PQ} به نحوی کنترل می شود که از دید خط مشابه یک امپدانس راکتیو باشد. امپدانس مطلوب توسط ورودی مرجع مشخص می شود و می تواند در حالت کلی مختلط هم باشد. ولی یک حالت خاص آن این است که ولتاژ تزریقی بر جریان خط عمود باشد تا جبران راکتیو خالص را شبیه سازی کند.

۱-۶-۷-۳ مد جابجایی فاز

بردار تزریقی نسبت به ولتاژ نقطه اتصال موازی (شینه ورودی) بگونه ای است که به اندازه زاویه ای که با ورودی مرجع مشخص می شود، ولتاژ ورودی را شیفت دهد. حالت خاص جابجایی فاز زمانی است که V_{PQ} بر V_1عمود باشد. تا بصورت تقویت کننده متعامد عمل کند.

۱-۶-۷-۴ مد کنترل عبور توان

در این مد کنترلی، دامنه و فاز V_{PQ} بصورتی کنترل می شود که منجر به عبور توان اکتیو و راکتیو مورد نظر در خط شود. ولتاژ تزریقی سری باید در یک مدار کنترل حلقه بسته قرار گیرد تا اطمینان حاصل شود که با وجود تغییرات متغیرهای سیستم، P و Q در مقدار مطلوب حفظ شده اند. این مد کنترلی امکانات زیادی در مدیریت عبور توان دارد. همچنین می تواند در برابر اغشاشات گذرا و دینامیکی، پایداری سیستم را حفظ کند.

۱-۶-۷-۵ جبران سری و موازی بطور مجزا

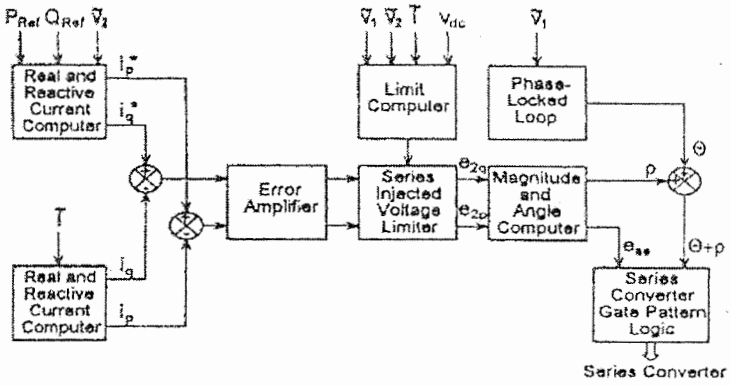
می توان در ساختار UPFC ، خازن DC مشترک را نصف کرده هر قسمت به یکی از قسمتهای سری و موازی UPFC اختصاص داد.

به این ترتیب UPFC به یک STATCOM و یک SSSC مستقل تبدیل می شود که این ساختار برای مقابله با حوادث (مثلا خرابی یک مبدل) و مطابقت با آینده سیستم (مثلا استفاده بصورت فقط جبران سری یا موازی) بسیار مفید است. اما هر کدام از جبرانگرها فقط می تواند توان راکتیو سیستم را جبران نماید و این برای قسمت سری یک محدودیت خیلی بزرگ است که ولتاژ تزریقی آن باید به جریان خط عمود باشد.

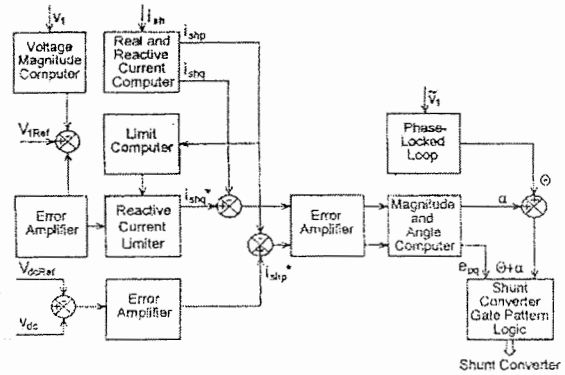
۱-۶-۸ سیستم کنترل P وQ

همانطور که بیان شد UPFC مدهای کنترلی مختلفی دارد ولی در اینجا مد اصلی یعنی کنترل P و Q بیشتر بررسی می شود. در این مد کنترلی از همه قابلیتهای UPFC استفاده می شود و در عمل بیشتر از این مد، استفاده می شود.

درشکل (۱-۶۲) کنترل کننده سری و در شکل (۱-۶۳) کنترل کننده موازی نشان داده شده است.



شکل(۱-۶۲) کنترلر سری

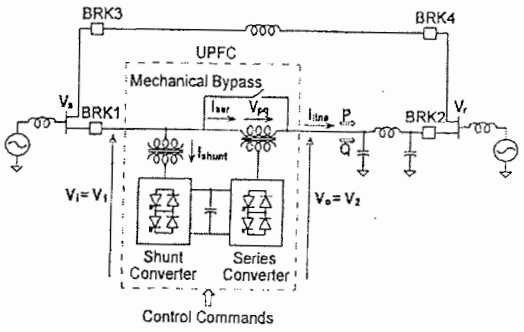


شکل(۱--۶۳) کنترلر موازی

درشکل (۱-۶۲) کنترل کننده سری نشان داده شده است. در این کنترلر، جریانهای اکتیو و راکتیو UPFC کنترل می شوند و در نهایت با این کنترل توان اکتیو و توان راکتیو مرجع کنترل می شود. خروجیهای این کنترلر دامنه و زاویه ولتاژ تزریقی می باشد که در نهایت باعث ایجاد پالسهای گیت می گردد. در شکل (۱-۶۳) کنترل کننده موازی ولتاژ AC را برای کنترل جریان راکتیو و ولتاژ DC را برای کنترل جریان اکتیو بکار می برد. خروجی این کنترل کننده دامنه ولتاژ خروجی کنترل کننده و زاویه آن است. در نوع دوم کنترل کننده موازی، کنترل ولتاژ AC توسط تغییر ولتاژ DC مبدل موازی ایجاد می شود. با تغییر ولتاژ DC مبدل، ولتاژ خروجی آن تغییر می کند. خروجی این کنترل کننده، زاویه تاخیر ولتاژ خروجی می باشد.

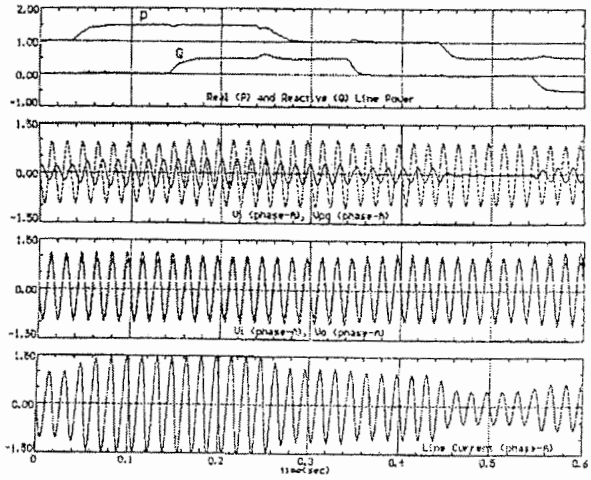
۱-۶-۹ کنترل توان عبوری

برای ارزیابی UPFC شبیه سازیهایی برای UPFC مطابق شکل (۱-۶۵) انجام گرفته است.



شکل(۱-۶۴) مدل UPFC

در شکل (۱-۶۴)، UPFC کنترل توان عبوری خط را انجام داده است. به این منظور توسط نرم افزار، شکل موجهای ولتاژ دو انتهای ترانس سری، ولتاژ تزریقی V_{PQ} و جریان خط بدست آمده است و نشان می دهد P وQ دریک ربع سیکل هم می توانند عوض شوند و با سرعت بسیاری تغییر می کنند. البته درعمل سرعت تغییر P و Q کمتر است تا مشکلات ناپایداری و نوسان پیش نیاید. در این نمودارها P و Q تغییرات پله ای داده شده اند.



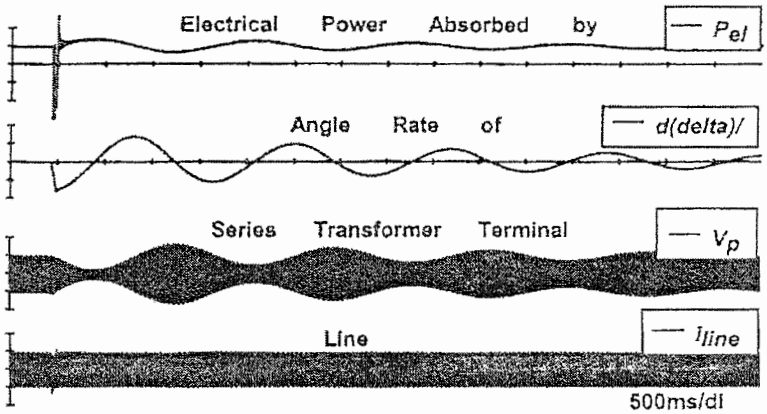
شکل(۱-۶۵) نتیجه تغییرات پله ای P و Q

۱-۶-۱۰ عملکرد تحت نوسان سیستم قدرت

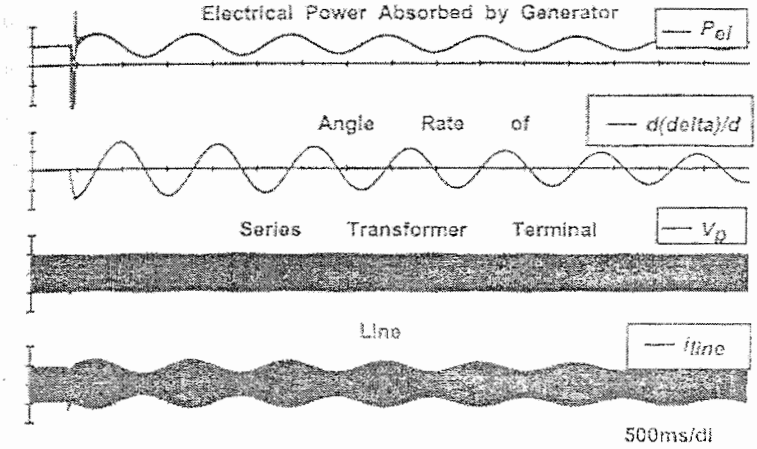
برای نشان دادن قابلیتهای UPFC یکی از طرفهای خط یک ژنراتور ثابت زمانی شتاب کم (با اینرسی زیاد) در نظر گرفته شده است. در این شکل توان الکتریکی اضافی موجب کاهش شتاب و توان مکانیکی کم ، موجب افزایش شتاب می شود. برای شروع نوسان توان در این مدل ، یک خطای زمین در شینه انتهایی با ولتاژ V_R برای مدت چند سیکل اعمال می شود.

هنگام ایجاد اغتشاش، قدرت فوق العاده UPFC نمایان میشود. UPFC با تنظیم ولتاژ دو انتهای خط توان مورد نظر را در خط برقرار می سازد. UPFC در سه مد عملکرد مختلف استفاده شده است. شکل (۱-۶۶) نتایج را برای تزریق مستقیم ولتاژ نشان می دهد. در این حالت ولتاژ تزریقی توسط اپراتور

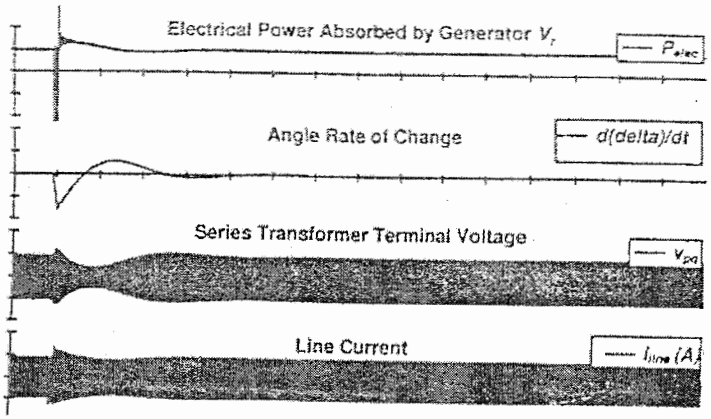
برای برقراری توان مورد نظر تنظیم می شود. بنابراین در این مد UPFC در دینامیک سیستم بی اثر است. UPFC می تواند مرجع ثابت یا متغیر برای میرایی نوسانات، برای توان سیستم در نظر بگیرد. شکل (۱-۶۷) برای حالت مرجع ثابت، نتایج شبیه سازیهای نرم افزار را نشان می دهد. درحالت مرجع متغیر برای میرایی نوسانات(شکل (۱-۶۸))، عملکرد UPFC خیلی مؤثر نوسانات را میرا می کند. در مد میرایی نوسانات $\frac{d\delta}{dt}$ به مرجع توان UPFC اضافه شده است. (این فیدبک گرفتن در سیستم واقعی مشکل است.)



شکل(۱-۶۶) کنترل توان در نوسان توان توسط UPFC در مد کنترل مستقیم ولتاژ



شکل(۱-۶۷) کنترل توان در نوسان توان توسط UPFC در مد کنترل توان



شکل(۱-۶۸) کنترل توان در نوسان توان توسط UPFC در مد کنترل توان با افزودن میرایی توان به کنترلر توان

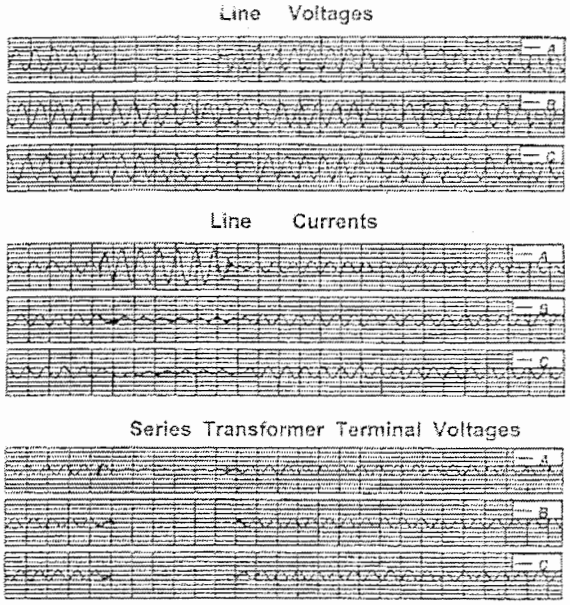
۱-۶-۱۱ عملکرد UPFC با وجود خطا

گاهی اوقات در خطی که UPFC درآن قرار داده خطایی رخ می دهد که جریانی با رنج خیلی بالاتر از رنج جریان UPFC ایجاد می کند. در این موقع UPFC ، بای پس می شود. معمولا بای پس توسط کلیدهای تریستوری انجام می شود و یک کلید مکانیکی جهت وضعیت تاخیر رفع خطا نیز بکار گرفته می شود.

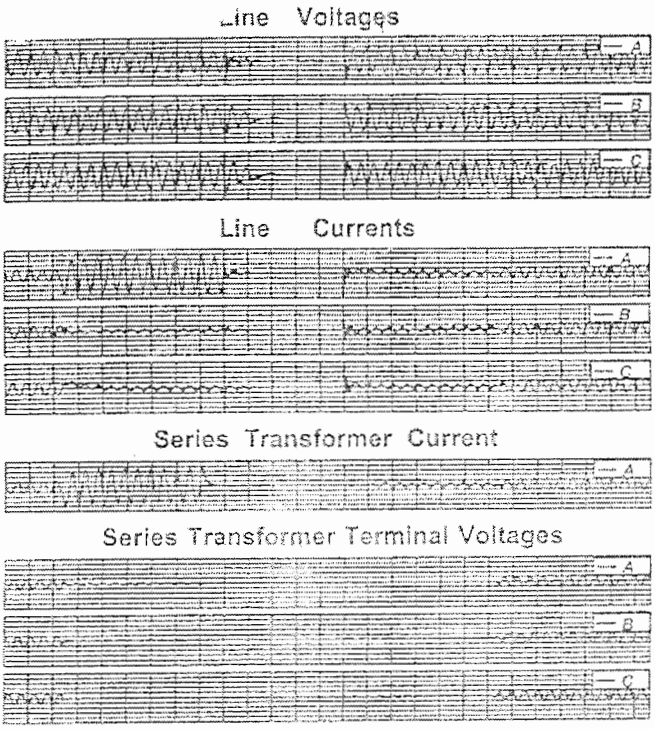
دو خطا در اینجا بررسی می شود. مورد اول خطای خارجی است. با زمان رفع خطای معمولی در فاز A، یک خطای اتصال با زمین رخ می دهد. قبل از ایجاد خطا، UPFC توانهای خط را در مقدار P=۱ Pu و Q=.۰۲ Pu کنترل می کرده است. شش سیکل بعد از خطا کلیدها بازشده و خطا رفع می شود و ولتاژ به UPFC باز می گردد.

شکل (۱-۶۹) و (۱-۷۰) شکل موجهای مربوطه می باشند. وقتی UPFC اضافه جریان فاز A را تشخیص می دهد. فورا بای پس الکترونیکی را بکار می اندازد تا از مبدل سری محافظت کند. در حین خطا می توان مبدل موازی را همچنان در شبکه قرار داد. اما در اثر نامتعادلی ولتاژ، جریانهای جبرانی با اعوجاج همراه هستند. اگر رفع خطا به تاخیر افتد و از گرمای مجاز سوئیچ عبور نماید، بای پس مکانیکی عمل می کند. شش سیکل بعد از خطا با باز شدن کلیدهای قدرت رفع می شود و بای پس الکترونیکی خارج می شود و به کنترل توان قبل از خطا سریعا باز می گردد.

در حالت دوم خطای تک فاز به زمین در خط شامل UPFC قرار می گیرد. در اینحالت رفع خطا تا ۱۲ سیکل به تاخیر افتاده است. ابتدا پس از تشخیص خطا بای پس الکترونیکی عمل می کند. هنگامی که حد حرارتی برای کلید الکترونیکی برسد، پس از ۹ سیکل بای پس مکانیکی وارد عمل می شود و در نهایت پس از ۱۲ سیکل کلیدهای خط عمل می کند و خطا برطرف می شود. نمودار نتایج در شکل (۱-۶۹) آورده شده است.



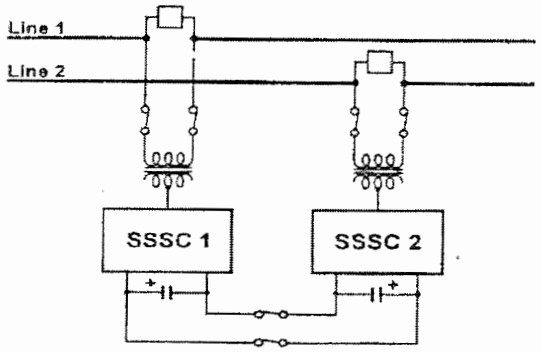
شکل(۱-۶۹) پاسخ UPFC به یک خطای خارجی



شکل(۱-۷۰) پاسخ UPFC به یک خزای خارجی

IPFC [9] -۷-۱

کاربرد این کنترل کننده عبور توان بین چندین خط است که در یک یا چند خط آن از SSSC برای جبران سری استفاده می شود، با استفاده از IPFC میتوان توان عبوری بین خطوط را یکنواخت کرد. بار خطوط دارای اضافه بار را به خطوط دیگر انتقال داد، افت ولتاژ مقاومتی خط و توان راکتیو متناظر با آن را جبران کرد و اغتشاشهای دینامیکی را مهار کرد. IPFC در یک پست با چند خط خروجی، توان بین خطوط را بطور بسیار موثری کنترل می کند. نمایش این جبرانگر بصورت شکل (۱-۷۱) است.



شکل (۱-۷۱) IPFC

هر کدام از SSSC ها می تواند جبران راکتیو را بطور خود کفا انجام دهد. در مورد جبران اکتیو باید مجموع توانهای اکتیو تبادلی برای SSSC ها صفر شود سپس در بین SSSC ها همه بجز یکی مثل UPFC عمل می کنند اگر یک STATCOM برای این مجموعه SSSC قرار داده شود، هر کدام از SSSC ها در IPFC مانند UPFC عمل می کند. این کار برای وقتی که توان اکتیو خطوط ضعیف که از خطوط جدید باید جذب شود، زیادتر از حد مجاز باشد، یا وقتی برای تقویت ولتاژ ، نیاز به جبران موازی باشد، بسیار موثر است. IPFC راه حل اقتصادی مناسبی برای موارد زیر است:

۱- دریک سیستم انتقال که دارای چندین خط باشد و توان عبوری متناسب با ظرفیت خطوط نباشد، نصب IPFC یک روش بسیار مناسب است.

۲- از خط بخصوصی توان مورد نظر عبور نمی کند یا بدلیل توان راکتیو زیاد، توان اکتیو مورد نظر از خطوط عبور نمی کند. زیرا توان راکتیو زیاد که از خط عبور می کند، باعث می شود که جریان خط زیاد شود و به حد گرمایی برسد و بنابراین توان اکتیو نتواند به مقدار مورد نظر زیاد شود و مواجه با محدودیت گرمایی انتقال توان خطوط شود.

با توجه به بحثهای فوق می توان IPFC را برای چندین خط بکار برد. منطق عملکرد IPFC اینست که خطوط قوی با بار کم باید خطوط ضعیف با بار اضافه را تقویت کنند تا بهره برداری از سیستم انتقال بنحو بهینه صورت گیرد. [۶]

---

[9] Interline Power Flow Controller

اکنون بطور خلاصه بر توانایی های عملی ادوات FACTS اشاره می شود. به این منظور ابتدا قابلیتهای کلی ادوات FACTS برشمرده می شود.[۵۸] سپس چند کاربرد عملی بررسی و تحلیل می شود. سپس به بحث در مورد شبکهٔ خراسان پرداخته می شود. ابتدا شبکه کاملاً مطالعه می شود مشکلات شبکه استخراج می شود و نیازسنجی ادوات FACTS در شبکه صورت می پذیرد. سپس ادوات FACTS در شبکه بکار می رود و نتیجهٔ کاربرد این ادوات در شبکهٔ خراسان آشکار می گردد. [۲،۵۶]

فصل ۲

کاربردهای عملی ادوات FACTS

مقدمه

ادوات FACTS به دو منظور کلی زیر در شبکه های قدرت بکار می روند. ۱- کنترل دقیق شرایط ماندگار سیستم مثلاً کنترل دقیق ولتاژ پستها. ۲- کنترل دقیق توان اکتیو و راکتیو خطوط.

۲-۱ کنترل حالت ماندگار

کنترل دقیق به این صورت است که با تغییر متغیرهای سیستم باز هم ادوات FACTS کنترل دقیق شرایط ماندگار را برآورده می سازد. بعنوان مثال، با تغییر بار خطوط، ادوات FACTS ولتاژ دو سر خط انتقال را ثابت نگه می دارد یا با تغییر بار خطوط، توان راکتیو انتهای خط ثابت می ماند یا با تغییر بار سیستم توان اکتیوی که از یک خط بخصوص می گذرد ثابت می ماند. هر کدام از این تثبیت متغیرهای سیستم فواید فراوانی را به دنبال دارند. بعنوان مثال با کنترل دقیق ولتاژ، برق رسانی با کیفیت عالی صورت می گیرد. تنظیم توان اکتیو به بحث خرید و فروش برق و کم شدن تلفات و ... کمک فراوان می کند.

۲-۱-۱ کنترل در حالت گذرا

ادوات FACTS علاوه بر کنترل متغیرهای شبکه در حالت ماندگار، در حالت گذرا متغیرها را بخوبی کنترل می کنند. زیرا هم کنترل پذیر هستند و هم سرعت عملکرد بسیار بالایی دارند. یا بعبارتی پهنای باند پاسخ زیادی دارند. [۳۷،۳۸،۳۹]

تمام کاربردهای ادوات FACTS را می توان در غالب دو مورد فوق گنجاند. در این قسمت کاربرد ادوات FACTS بطور خلاصه بررسی می گردد و مثالهایی از این کاربردها آورده می شود.

SVC -۲-۲

SVC، همانطور که بیان شد ترکیبی از خازنها و راکتورهای متغیر در شبکه می باشد که توان راکتیو خروجی آنها هم در حالت ماندگار و هم در حالت گذرا توسط کلیدهای تریستوری کنترل می شود. در حالت ماندگار تفاوت بین خازن (و راکتور) با SVC این است که SVC توسط امکان کنترل پذیری دقیق ولتاژ سیستم، به ازای تمام تغییرات بار، ولتاژ را روی ولتاژ مرجع تنظیم می کند. ولی راکتور و خازن بدون سوئیچهای مکانیکی با تغییرات بار، نمی توانند ولتاژ را بخوبی تنظیم کنند. وقتی هم که با سوئیچهای مکانیکی بکار می روند، تزریق و جذب توان راکتیو را بصورت پله ای انجام می دهند و تنظیم ولتاژ بطور دقیق انجام نمی گیرد. بطور کلی در حالت ماندگار عملکرد SVC به منظور تنظیم ولتاژ و در نتیجه افزایش توان اکتیو خط می باشد. زیرا همانطور که بیان شد، توان خط به ولتاژ دو سر خط و زاویه بین آنها و امپدانس خط بستگی دارد. بنابراین، اگر افت ولتاژ در خط وجود داشته باشد،

توان انتقالی خط کم می شود و با قرار دادن SVC و تنظیم V_1و V_2، توان خط افزایش می یابد. اگر جریان بتدریج در خط اضافه شود، افت ولتاژ دوباره بوجود می آید که با افزایش توان SVC مشکل حل می شود و به همین ترتیب در اغلب موارد SVC تا نزدیک به حد حرارتی می تواند ظرفیت خط را افزایش دهد. ممکن است بیان شود که خازن هم می تواند در حالت ماندگار نه بطور کاملاً دقیق اما تا حدودی توسط سوئیچهای مکانیکی ظرفیت خط را تا محدودیت حرارتی افزایش دهد. برای پاسخ به این سوال باید به تفاوت خازن و SVC اشاره شود. این موارد در ادامه بررسی خواهد شد.

در حالت گذرا، SVC با تنظیم سریع ولتاژ پایداری شبکه را حفظ می کند. هنگامیکه در شبکه خطا رخ می دهد، حالت گذرای شدیدی در سیستم ایجاد می شود. SVC چون سرعت عملکرد زیادی دارد در این حالت گذرا دخالت می کند و شبکه را پایدار می سازد مثلاً هنگامیکه اتصال کوتاه رخ می دهد، در حین خطا ولتاژ خیلی پائین می آید و بعد از رفع خطا هم ولتاژ سریعاً به مقدار قبل بر نمی گردد. بلکه با حالت گذرایی با ثابت زمانی کم به مقدار پایدار می رسد. اما SVC ولتاژ را بعد از خطا سریعا بازیابی می کند.

در ادامه بحث تفاوت خازن و SVC بررسی می گردد. خازن باعث افزایش ضریب توان می شود. در نتیجه باعث افزایش ولتاژ می گردد. تغییر توان خروجی در SVC به منزلهٔ تغییر امپدانس خازن معادل است. در نتیجه با تغییر امپدانس خازنی SVC، ولتاژ نقطه اتصال آن تغییر می کند و ولتاژ را به دلخواه روی مقدار مرجع می توان تنظیم کرد. حال باید دید که عملکرد خازن و SVC در حالت گذرا چگونه است؟

برای بررسی در حالت گذرا، در نظر بگیرید که اگر خازن در مدار باشد، در زمان خطا هم مانند امپدانس ثابت عمل می کند و نقشی در حالت گذرا ایفا نمی کند. ولی SVC در حالت گذرا توان خازنی زیادی تولید می کند و در حقیقت ذخیره توان راکتیو قابل کنترل خود را وارد مدار می کند تا هنگام خطا مانند یک امپدانس خازنی خیلی زیاد ولتاژ را سریعاً افزایش دهد و شتاب ژنراتورها را کم کرده و با بازیابی سریع شرایط حالت ماندگار سیستم، مدار را به حالت پایدار برمی گرداند. همانطور که گفته شد پایداری سیگنال بزرگ (پایداری گذرا) و پایداری سیگنال کوچک (پایداری دینامیکی) به زاویه ژنراتور مربوط می شود. SVC پس از رفع خطا با سعی در بازیابی سریع ولتاژ سیستم، منجر به کاهش سریع شتاب ژنراتور می شود و سبب پایداری زاویه ژنراتور می شود.[۴۱]

STATCOM -۳-۲

STATCOM عملکردی مانند SVC دارد. اما STATCOM کنترل ولتاژ را توسط مبدل انجام می دهد. و سرعت بالاتری دارد. در حالت ماندگار عملکرد STATCOM و SVC مشابه است و تفاوت عملکرد این دو مربوط به حالت گذرا می شود. سرعت عملکرد STATCOM بیشتر از SVC است و پاسخ آن پهنای باند بیشتری دارد. برتری دیگر STATCOM بر SVC این است که حالت گذرا و پایداری سیستم را بیشتر بهبود می بخشد و در هنگام افت و تعییر ولتاژ سیستم در اثر خطا، عملکرد

بهتری از خود نشان می دهد و بعد از رفع خطا با سرعت عملکرد بالاتر پایداری سیستم را موثرتر بازیابی می کند. [۵۳]

از آنجا که در این پروژه ادوات FACTS برای شبکه خراسان باید طراحی شوند، با کاربرد آنها در سراسر دنیا باید آشنایی حاصل شود. بنابراین در این قسمت کاربردهای STATCOM و SVC در شبکه های قدرت بطور مختصر و کاربردی بررسی می شود.

در حال حاضر در سراسر دنیا صدها SVC برای کنترل ولتاژ و برای افزایش حاشیه پایداری در حال سرویس دهی هستند. در حدود ۳۰ درصد از این تاسیسات (اغلب با کنترل تریستوری) در شبکهٔ ۴۰۰/۲۷۵ کیلوولت کشور انگلیس هستند و دارای ظرفیتهایی ۱۵۰+ تا ۱۵۰- می باشند. در بعضی از کاربردها کنترل کننده ها و کلیدهای SVC در یک کابین قابل حمل بکار گرفته می شوند. این نوع ساخت به محل و نصب اولیه کمک می کند و هنگامی هم که در محل دیگری از سیستم انتقال، تقویت توان راکتیو لازم باشد، جابجایی SVC امکان پذیر می شود.

خصوصی سازی سیستم های قدرت بخش تولید و انتقال را جدا کرده است. این جدایی سبب کم شدن ارتباط تولید و انتقال می شود. در نتیجه آینده سیستم های انتقال کمتر قابل پیش بینی است و سیستم باید توانایی تغییرات عمده در پخش بارهای مدت کوتاه داشته باشند. وجود چنین عاملی در انگلستان سبب استفاده SVC های قابل جابجایی (RSVC) شده است

از سال ۱۹۹۰ تولید و انتقال در صنعت برق بریتانیا جدا و خصوصی شد. در نتیجه تعدادی واحدهای تولیدی جدید احداث شد و تعدادی از واحدهای تولیدی حذف شدند. با کنار رفتن یک واحد نیروگاهی، نیاز به تقویت ولتاژ و تقویت توان راکتیو بیشتر می باشد.

اکثر ترانسفورماتورهای SGT (Super Grid Transformer) در شرکت شبکه ملی (NGC) به سیم پیچ ثالثیه ۱۳KV با اتصال مثلث و ظرفیت های ۶۰MVA مجهز است و می توان از آنها برای اتصال تجهیزات جبرانگرها استفاده کرد. ولتاژ فشار قوی ۴۰۰KV یا ۲۷۵KV ولتاژ فشار ضعیف ۲۷۵KV ۱۳۲KV یا ۶۶KV است. ظرفیت ترانسفورماتورها در محدودهٔ ۱۸۰ تا ۱۰۰۰ مگاولت آمپر است و سطوح اتصال کوتاه در ثالثیه تا ۵۰ کیلو آمپر امکان پذیر است. در نتیجه RSVC برای اتصال به سیم پیچ های ثالثیه مناسب بنظر می رسد.

RSVC[۱۰] ممکن است از توان تبادلی بین فشار قوی و فشار ضعیف تاثیر پذیرد. از این رو باید محدودهٔ رنج بیشتری نسبت به SVC های معمولی داشته باشد. برای استفاده از ثالثیه باید RSVC توان ۶۰ مگاولت آمپر، ولتاژ ۰/۹پریونیت ثالثیه بتواند تولید کند. تغییرات ولتاژ در اولیه و ثانویه سبب تغییر ولتاژ ثالثیه بین ۰/۸ تا ۱/۳ پریونیت می شود. HV و LV محتوای هارمونیکی مستقل دارند. شرایط در اکثر پستها بررسی شد تا محدودهٔ امپدانس خودی هارمونیکی از دید ترمینالهای ثالثیه

---

[۱۰] Relocatable Static Var Compensator

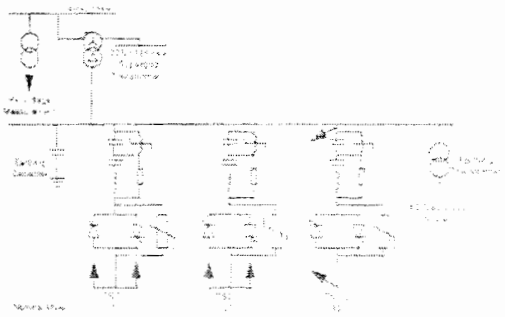
بدست می آید. امپدانس های خودی به همراه اعوجاج هارمونیکی ثالثیه برای ارزیابی جریانهای هارمونیکی RSVC بررسی شد تا مقادیر رنج تجهیزات مشخص شود.

علاوه بر بررسی های فوق نباید هارمونیک زیادی در طرف HV و LV ایجاد شود. محاسبهٔ محتوای هارمونیکی در LV و HV بدلیل گسترهٔ امپدانس سیستم پیچیده است اما NGC مجموعه ای از امپدانس های گذر هارمونیکی از ثالثیه به اولیه و ثانویه را بدست آورده و مشکل را حل نموده است. بدلیل اینکه TSCها، هارمونیک تولید نمی کنند، استفاده از آنها بر TCR ترجیح داده شد.

در این طرح از سه TSC استفاده شده و ظرفیتی به نسبت ۱:۲:۴ دارد تا ۸ پله مساوی از ۰ تا ۶۰ مگاوار در ولتاژ ثالثیه ۰/۹ حاصل کند.

معمولا TSC ها مثلث بسته می شوند. اتصال مثلث در بزرگترین TSC حداکثر جریان پایه کلید ۱۳۰۰ آمپر را می طلبد. برقگیر متصل به هر کلید ولتاژهای گذرا را محدود می کند. بدین ترتیب از کلیدهای با ظرفیت ولتاژی زیاد استفاده نمی شود. در دو TSC کوچکتر از اتصال ستاره استفاده می شود که باعث عبور جریان بالاتری از سوئیچها می شود در عوض امکان سوئیچ دو فاز فراهم می شود. البته این مدارهای ستاره زمین نشده اند. زیرا اتصال زمین در سیم پیچ های ثالثیه که مثلث بسته شده اند، موجود نیست که ولتاژ فاز $13\sqrt{3}$را ایجاد کند. هر TCS شامل یک راکتور سری محدود کننده جریان است. که جریان های هجومی و جریان های خطا و سوئیچینگ را محدود می کند.

در شرایط تشدید TSC با سیستم، جریانهای هارمونیکی به سمت اولیه و ثانویه ترانس انتقال می یابد. تا هارمونیک ۳۱ ام این شرایط تشدید در نظر گرفته می شود و ظرفیت مناسب برای تمامی عناصر با به شمار آوردن این هارمونیکها در نظر گرفته می شود. با افزودن میرایی سیستم از شدت تشدید کاسته می شود. با استفاده از فیلتر نوع C میتوان میرایی لازم را ایجاد کرد. شکل (۲-۱) مدار این جبرانگر را نشان می دهد.[۴۰،۴۱،۴۲،۴۳]



شکل(۲-۱) RSVC

۲-۳-۱ کاربرد STATCOM

در ادامه نمونه هایی از کاربرد STATCOM در شبکه های انتقال و کوره های قوس الکتریکی بیان می گردد. برخی برتریهای STATCOM نسبت به SVC ، پاسخ سریعتر، اشغال فضای کمتر، قابلیت فیلتر اکتیو و . . . می باشد. در صورت نیاز به این برتریها از STATCOM به جای SVC استفاده می شود.

یکی از اولین STATCOM ها که ظرفیت 80± مگاوار داشت، در سال ۱۹۹۱ در ژاپن نصب گردید. این STATCOM دارای ۸ مبدل ۱۰ مگاولت آمپری است که با شیفت فاز ۷/۵ درجه به ترانس متصل شده اند و عملکرد ۴۸ پالسه را فراهم می آورند.

سیستم کنترل، شامل کنترل ولتاژ یا توان راکتیو و یا میرایی نوسانات سیستم قدرت می باشد. سیستم کنترل برای تغییر اندازه ولتاژ عرض ولتاژ خروجی مستطیلی هر مبدل را تغییر می دهد.

برای ۸ ترانسفورماتور جابجایی فاز، از هسته های هوایی استفاده می شود تا اثر مغناطیسی کنندگی DC کاهش یابد و امپدانس مغناطیس کننده کمتر شود و یکنواختی بین سیم پیچهای ترانسفورماتور برقرار شود. اهمیت این مساله زمانی آشکار می شود که STATCOM توسط سیستم قدرت تحریک شود (مثلا بر اثر خطا و یا در راه اندازی). در ابتدا از یک مبدل مجزا برای تامین ولتاژ DC جهت راه اندازی استفاده می شد که روشی کند بود. اما هم اکنون با برق دار شدن ترانسفورماتور، STATCOM شروع بکار می نماید.

یک STATCOM با ظرفیت 100± مگاوار در ایالات متحده آمریکا نصب شده است. ۸ مبدل منبع ولتاژ ۱۲/۵مگاولت آمپر عملکرد ۴۸ پالسه را فراهم می سازد و به شین ۱۶۱ کیلوولت پست متصل می شود. یک خازن سوئیچ شونده با کلیدهای مکانیکی هم به پست متصل است و به کمک STATCOM ولتاژ پست را کنترل می کنند. علاوه کنترل ولتاژ فوق، STATCOM از فروپاشی ولتاژ در شرایط اضطراری نظیر خروج یک خط ۵۰۰ کیلوولت جلوگیری می کند.

شرکت شبکه ملی انگلیس برای شبکه انتقال خود به دنبال ساخت جبرانگر توان راکتیو با قابلیت جابجایی بود که قادر باشد ۲۲۵ مگاوار در ولتاژ ۰/۹۵ تولید کند. ابتدا طرح استفاده از STATCOM ۱۵۰ مگاواری پیشنهاد شد ولی در نهایت یک STATCOM، 75± مگاوار همراه با یک TSC ۱۲۷ مگاوار و یک فیلتر هارمونیک ۲۳ مگاوار انتخاب شد که محدوده خروجی ۲۲۵ تا ۵۲- را با کنترل کامل فراهم کند. همچنین باید هارمونیک ها در سطح مجاز نگه داشته شوند. در این طرح از مبدلهای چند طبقه با آرایش زنجیری استفاده شده است. سیستم کنترل، شامل کنترل ولتاژ و توان راکتیو و کنترل هماهنگ STATCOM و TSC متناظر تشکیل شده است. تجهیزات الکترونیک قدرت در یک کابین ضد آب حمل می شود و عناصر واقع در فضای باز به صورت گروهی هستند تا به آسانی قابل انتقال باشند.

از کاربردهای دیگر STATCOM های کوچک، کاهش فلیکر ناشی از کوره های قوس الکتریکی و کنترل ولتاژ نیروگاه های بادی است. این واحدهای کوچکتر برای بدست آوردن رفتار هارمونیکی مناسب از PWM استفاده می کنند.

در برخی کارخانه ها، برای تامین پیوسته انرژی الکتریکی از UPS استفاده می شود. در این کارخانه ها تامین گسسته انرژی خسارات فراوان بجا می گذارد و از لحاظ اقتصادی استفاده از UPS در این موارد به صرفه است. برای توانهای بالا از STATCOM با انرژی ذخیره یا منابع تغذیه کمکی استفاده می شود. باتریها برای انرژی های ذخیره با مگاوات ثانیه های طولانی بسیار بزرگ و گران قیمت

هستند. بانکهای خازنی هم برای انرژی های ذخیره شده زیاد کارایی ندارند. برای ذخیره انرژی الکتریکی می توان از ابررسانای انرژی مغناطیسی (SEMS) به همراه مبدل منبع جریان استفاده کرد. بنابراین ادوات موازی با کنترل دقیق ولتاژ، توان عبوری از خط را افزایش می دهند. ولتاژ را دقیقا در تمامی شرایط کنترل می کنند و همچنین پایداری سیستم را به خوبی افزایش می دهند. [۵۳،۵]

در دو عبارت کابردهای مهم ادوات موازی عبارتست از:

۱-تقویت خطوط

۲-بهبود حاشیه پایداری دینامیکی، گذرا و ولتاژ

نکته ای مهم در عملکرد ادوات موازی

همانطور که در بندهای قبلی ذکر شد، توان عبوری از خط انتقال حدودا عبارتست از $P = \frac{V_1 V_2}{X} SIN\delta$ که V_1 و V_2 ولتاژ دو انتهای خواست و δ زاویه بین این دو ولتاژ و X امپدانس خط می باشند. در ادامه بحث دقیقا و به طور تشریحی یکی از عوامل مهم در پایداری که توسط ادوات موازی ایجاد می شود بیان می گردد.

هنگامی که خطایی در شبکه رخ می دهد، ژنراتورها طبق معادله ژنراتور شروع به نوسان می کنند. هنگام افزایش زاویه روتور طبق معادله ۲، توان الکتریکی اضافه می شود و با کاهش زاویه روتور توان الکتریکی کاهش می یابد.

دو نوع از مهمترین انواع ناپایداری مربوط به ناپایداری زاویه ژنراتور است. این دو نوع ناپایداری دینامیکی و ناپایداری ولتاژ هستند.

ماهیت پاسخ معادله زاویه ژنراتور، سبب نوسان زاویه ژنراتور در اثر تحریک آن می شود. بعبارتی حالت گذرا، پاسخ زاویه روتور نوسانی است. نوسان زاویه روتور سبب نوسان توان الکتریکی می گردد ($\tau_E = B_R * B_S * \sin\delta$). در طی این نوسانات توان، مطابق منحنی $P-\delta$ ژنراتور انرژی پتانسیل ذخیره می گردد و انرژی جنبشی آزاد می شود. هنگام پایداری در نهایت پس از نوسانات توان انرژی الکتریکی و پتانسیل برابر می شوند و ژنراتور پایدار می گردد. هنگامی که در اثر نوسانات انرژی پتانسیل یا جنبشی برابر نشوند، ژنراتور سنکرونیسم خود را با شبکه از دست می دهد و باید از مدار خارج شود.

ادوات FACTS پس از خطا شدیدا سعی در بازیابی حالت عادی شبکه می کنند. بنابراین سریع انرژی جنبشی و پتانسیل را برابر می کنند. به عنوان مثال ادوات موازی با کنترل سریع ولتاژ توان الکتریکی و مکانیکی عبوری از خط را متعادل می کنند و سنکرونیسم ژنراتور را حفظ می نمایند. در رابطه $P = \frac{V_1 V_2}{X} SIN\delta$، V_1 و V_2 پس از خطا کم هستند و با تغییر δ، $\frac{V_1 V_2}{X}$ در رابطه فوق، ضریب کمی است که در $SIN\delta$ ضرب می شود و توان الکتریکی کمتر تغییر می کند. مثلا فرض می شود که انرژی جنبشی که در اثر خطا آزاد می شود، قرار است ذخیره شود و برای بازیابی انرژی جنبشی در حالت گذرا، زاویه باید ۶۰ درجه تغییر کند. حال وقتی که جبرانگر موازی در شبکه قرار دارد، چون با

افزایش سریع V_1 و V_2، $\frac{V_1V_2}{X}$ بعد از خطا سریعا افزایش می یابد، برای افـزایش همـان مقـدار تـوان، افزایش δ به میزان ۲۰ درجه بجای ۶۰ درجه تغییر کافی است. هرچه تغییر δ در حالت گـذرا کمتـر باشد، حاشیه پایداری زاویه روتور بیشتر می شـود. بـا عبـور δ از ۱۸۰ درجـه سنکرونیـسم روتـور و استاتور بهم می خورد (زیرا δ زاویه بین میدان روتور ومیدان استاتور است) و توان در خط به نوسان در می آید. در بخشهای بعدی، نمونه عملی بحث فوق با تمام نمودارهـا و مقـادیر کمـی بـرای شـبکه خراسان بیان خواهد گردید. [۳۹،۴]

۲-۴- ادوات سری

ادوات سری از جبرانگرهای بسیار موثر در خطوط انتقال هستند که تاثیر خیلی بیشتر از ادوات موازی هم در حالت ماندگار و بالاخص در حالت گذرا ایفا مـی کننـد. هـدف از جبـران سـری خـط کـاهش امپدانس خط در نتیجه افزایش قابلیت انتقال توان در خطوط انتقال است. ادوات سری با کاهش X، P را اضافه می کنند و به طور موثرتری از ادوات موازی که با افزایش ولتاژ توان خط را اضافه می کننـد، توان را افزایش می دهند.

بیشترین کاربرد ادوات سری در حالت ماندگار تقویت خطوط نسبتا بلند است که امپدانس خط در این خطوط، عامل محدود کردن توان عبوری خط می باشد.

ادوات سری یک ولتاژ با خط سری می کنند که اختلاف ولتاژ در دو انتهای خـط را مـی افزاینـد و در نتیجه جریان خط و توان انتقالی خط را افزایش می دهند.

در حالت گذرا ادوات سری به طور بسیار موثر تمام انواع پایداری ها را بهبود می بخشند. علت بهبـود پایداری ها توسط ادوات سری به طور کلی در زیر بیان می شود و در بخشهای بعدی به طور کامل بـا شکل و نمودار و مثال عملی در مورد شبکه خراسان آورده می شود.

ادوات سری پایداری ولتاژ را با کاهش امپدانس خط، به مقدار زیـاد افـزایش مـی دهنـد. زیـرا از دیـد مساله پایداری ولتاژ، حداکثر توان انتقالی خطی هنگامی اتفاق می افتد که امپدانس خط و بار مزدوج باشند. هنگامی که توانی بیشتر از این مقدار از خط درخواست شود، ولتاژ افت پیدا می کند و کنتـرل کننده های ولتاژ سعی در افزایش ولتاژ دارند که این امر خود باعث کـاهش بیـشتر ولتـاژ مـی شـود. جبرانگرهای سری ضریب توان را به مقدار زیادی افزایش می دهند و بنابراین با کاهش تـوان راکتیـو، توان اکتیو فراوان می توانند عبور دهند.

در مورد دلیل افزایش حاشیه پایداری گذرا و دینامیکی به همان تحلیل در مورد ادوات موازی رجـوع می شود. در مورد ادوات موازی بیان شد کـه بـا افـزایش ضـریب $\sin\delta$ در رابطـه $P=\frac{V_1V_2}{X}\sin\delta$ پایداری افزایش می یابد. ولی در مورد ادوات سری افـزایش ضـریب $\sin\delta$ فقـط بـا افـزایش ولتاژهـا صورت نمی گیرد. بلکه با کاهش X بطور مـوثرتری صـورت مـی گیـرد. بـا کـاهش X ضـریب $\sin\delta$ افزایش می یابد و اگر در سیستم بدون جبران، قرار بود که با ۶۰ درجه تغییر زاویه ژنراتـور، تـوان در حالت گذرا به میزان معینی افزایش یابد، اکنون با ۲۰ درجه جابجـایی زاویـه، تـوان بـه همـان انـدازه

افزایش می یابد و این کمک فراوانی به پایداری می کند و از طرفی جبران سری، زاویه اولیه شروع نوسان زاویه روتور را هم کاهش می دهد و بنا به منحنی $P-\delta$ ژنراتور، حاشیه پایداری فراوانی ایجاد می کند. ادوات سری در دو نوع امپدانس متغییر و نوع مبدل وجود دارند.

در نوع امپدانس متغیر، در TCSC از TCR استفاده می شود و خازن ثابت با آن موازی می شود. در TSSC از کنترل پله ای خازنی استفاده می شود. در GCSC مانند TCR از نیز از کنترل پیوسته خازنی استفاده می شود. ولی کلیدها از نوع کلیدهای با کموتاسیون خودی (مانند GTO) می باشند. SSSC همان قابلیتهای TCSC را دارد ولی دو رنج سلفی و خازنی برابر دارد بنابراین باید با خازن ثابت موازی شود (در اغلب کاربردها). SSSC سرعت بیشتری هم دارد. بنابراین در جبران سازی و بهبود انواع پایداری ها بخاطر سرعت بیشتر، قابلیت بیشتری نشان می دهد. از مزیتهای مهم SSSC نسبت به TCSC این است که وظیفه خود را درجریان های پائین سیستم هم به خوبی انجام می دهد و خروجی آن بر خلاف TCSC به جریان سیستم ارتباطی ندارد. در ادامه چند نمونه از کاربردهای ادوات سری شرح داده می شود تا با کاربرد آنها آشنانی صورت گیرد. این امر کمک فراوانی به نیازسنجی کاربرد ادوات FACTS در شبکه خراسان می کند.[۴۶]

۲-۴-۱ کاربرد ادوات سری

نیروگاه هسته ای فورس مارک در سوئد بوسیله تعدادی خطوط که همگی جبران سری شده اند، به قسمت شمالی کشور وصل است. یکی از واحدهای ژنراتور که دارای ظرفیت ۱۳۰۰ مگاوات است، در معرض خطر SSR قرار دارد. در عملکرد عادی، مدهای SSR دارای میرایی منفی نیستند. ولی در بعضی شرایط مشخص، مانند خروج یک خط معین، خطر SSR وجود دارد. مد مکانیکی بحرانی در ۱۶/۱ هرتز است. که به فرکانس الکتریکی ۳۳/۹ وابسته است. اما این مد در این سیستم کمتر بحرانی است.

قسمتی از خازن سری در اشتد (۳۰٪ کل راکتاس نصب شده) بصورت یک TCSC بازسازی شده است. وضعیتهای SSR در مراحل مختلف پروژه بررسی شده است. مطالعات و شبیه سازیها نشان می دهد که با خروج یک خط وضعیت بحرانی حاصل می شود. اما با عملکرد سیستم کنترل از وقوع SSR جلوگیری به عمل می آید. این TCSC، شامل یک راکتور کنترل شده تریستوری و یک خازن موازی با آن است. خازن، وریستور و کلید تریستوری بررسی سکوی عایقی قرار گرفته اند که سطح عایقی به ولتاژ سیستم وابسته است از طرفی یک طرف خازن هم به این صفحه متصل است پس صفحه مرجع عایقی تجهیزات نصب شده بر روی آن است.

راکتوری که معمولا با خازن های سری بکار می رود، برای محدود کردن حداکثر جریان است که خازن در طی خطاهای شدید بای پس می شود. در این کاربرد TCSC وضع فرق می کند. در اینجا راکتور بخش راکتیو در روند تقویت ولتاژ خازن را تشکیل می دهد و اندوکتانس آن باید متناسب با کلیدهای و سرعت لازم معکوس کردن ولتاژ انتخاب شود. زیرا وقتی راکتور بزرگ انتخاب شود جریان

دشارژ خازن کم می شود و زمان معکوس شدن ولتاژ خازن اضافه می شود. انتخاب راکتور مصالحه ای بین سرعت معکوس شدن ولتاژ، با رنج ولتاژی و تلفات کلید تریستوری است.

۲-۴-۲ کلیدهای بای پس

کلید بای پس برای حذف افت ولتاژ دو سر خازن در زمان برقدار کردن می باشد. خازن توسط وریستور در مقابل اضافه ولتاژ حفاظت می شود. وریستور به این صورت عمل می کند که پس از ایجاد خطا در اطراف خازن در شبکه، جریان خازن زیاد می شود. در نتیجه ولتاژ دو سر خازن زیاد می شود در نتیجه وریستور شروع به هدایت می کند و هنگام خطاهای شدید خازن بای پس می شود تا از اضافه جریان وریستور هم خودداری شود. کلید تریستوری سریع است و مانند کلیدهای مکانیکی نیست که برای برگشت به وضعیت عادی سیستم زمان قابل توجهی احتیاج داشته باشد.

۲-۴-۳ سیستم اندازه گیری

سیستم اندازه گیری باید سیگنالهای خطا را در سطح ولتاژ بالا تشخیص دهد و به سطح ولتاژ حدود صفر تحویل دهد. برای این منظور یک واسط فیبر نوری بین وسیله تشخیص دهنده خطا در ولتاژ بالا و وسیله ای که در پتانسیل صفر متصل است، قرار می گیرد. در اینجا از یک ترانس دیوسر جریان نوری و یک ترانس دیوسر ولتاژ نوری استفاده شده است.

برای اینکه مشخص شود که TCSC چقدر باید قابلیت تقویت ولتاژ داشته باشد و چقدر بر مبنای این قابلیت تقویت ولتاژ هزینه اش زیاد خواهد شد، روابط زیر را درنظر بگیرید: (X_{APP} راکتانس ظاهری، Q_U ظرفیت بهره برداری شده، Q_I ظرفیت نصب شده خازن، X_C راکتانس خازن و I_L جریان خط می باشند.)

$$X_{APP} = X_C * K_B$$

$$Q_U = 3X_{APP} {I_L}^2 = 3X_C K_B {I_L}^2$$

$$Q_I = 3\frac{{U_C}^2}{X_C} = 3\frac{(X_C K_B I_L)^2}{X_C} = 3X_C {K_B}^2 {I_L}^2$$

$$\frac{Q_I}{Q_U} = K_B \qquad (2-1)$$

ملاحظات مهم تقویت ولتاژ خازن و قابلیت اضافه بار بر پائین ترین سطح ممکن حفاظت وریستور تاثیر دارد. سطح حفاظت وریستور باید به صورتی انتخاب شود که ولتاژ عملکرد عادی و در شرایط اضافه بار در زیر نقطه زانویی مشخصه وریستور قرار گیرد در غیر این صورت وریستور شروع به هدایت می کند و گرم می گردد.

۲-۴-۴ مقابله با خطا

نحوه عملکرد کنترل تریستور در مقابل خطاها تحت تاثیر این است که پس از رفع خطا با چه سرعتی می تواند عملکرد عادی را برقرار کند. هنگامی که جریان خطا خیلی بالا است و از ماکزیمم جریان خطاهای خارجی بیشتر است، بای پس مکانیکی و کلیدهای قدرت خط عمل می کنند. از طرف دیگر

اگر جریان خطای پائین ایجاد شود، در مد عملکرد خازنی باقی می ماند در بین این دو حالت یعنی برای جریان بیشتر از حداکثر جریان اضافه بار و کمتر از جریان حداکثر خطای خارجی عملکرد کنترل به این صورت است که باید در زمان خطا، کلیدها را بای پس کند. علت این کار عباتست از:

۱-این عمل سازگار با وضعیت اضافه جریان است. TCSC در خلال خطاهای داخلی که جریان های خطای زیاد را باعث می شود باید بای پس شود.

۲-در حین خطا، انرژی در برقگیر انباشته نمی شود.

۳-هنگام باز شدن کلیدهای قدرت در خازنها شارژ باقی نمی ماند و دشارژ خازن لازم نیست.

۴-ولتاژ خازن پس از رفع خطا کم است و در نتیجه ورود به مد عملکرد خازنی آسان است. [۴۵, ۴۴]

۲-۵ کاربرد SSSC

کاربرد ادوات سری در کنترل پخش بار، پایداری ولتاژ و پایداری گذرا و دینامیکی است. SSSC برای کنترل پخش بار، هم برای افزایش و هم برای کاهش توان بکار گرفته می شود. در مورد میرایی نوسانات عملکرد عالی دارد و نوسانات را بطور موثری میرا می کند. ولی در میان این ادوات SSSC نیاز به یک ترانسفور ماتور فشار قوی دارد که هزینه زیادی را باعث می شود وجود ترانسفورماتور مقداری هم راکتانس وارد مدار می کند که قابلیت SSSC را کم می کند. امید است که در آینده با کاربرد SSSC های بدون ترانسفورماتور مشکل حل شود.[۵۰]

۲-۶ کنترل کننده یکپارچه توان

مانند سایر ادوات در مورد UPFC هم ابتدا به کاربرد حالت ماندگار و سپس به کاربرد در حالت گذرا اشاره مختصری می شود و در نهایت به چند مورد کاربرد عملی اشاره شود.

در حالت ماندگار UPFC در جایی بکار می رود که کنترل توان اکتیو به طور کمی و دقیق و بسیار موثر مورد نیاز باشد. به عنوان مثال می توان به موارد زیر اشاره نمود:

یکی از مهمترین کاربردهای UPFC می تواند انتقال توان بین سیستمهای قدرت باشد. با توجه به بحث بازار برق که کاربرد فراوانی در سیستمهای قدرت پیدا کرده است، خرید و فروش برق بین نواحی ضرورت دارد و اگر این انتقال بین نواحی مطمئن انجام شود، سود اقتصادی فراوانی بجا خواهد گذراد. در اتصال بین نواحی محدودیت انتقال توان را پایداری دینامیکی و گذرا تعیین می کند نه حد حرارتی انتقال توان خط و ممکن است توان تا درصد کمی از حد حرارتی بیشتر قابل انتقال نباشد. بنابراین انتقال مطمئن این توان امری مهم بشمار می رود. از طرفی اگر بتوان این توان انتقالی بین نواحی را از نظر کمی کنترل کرد، به برنامه ریزیهای اقتصادی بازار برق کمک فراوان می کند و می توان دقیقا برنامه ریزی نمود که چقدر توان در چه زمانی به کدام شبکه فروخته شود و یا از آن خریداری گردد. بنابراین با توجه به اتصال بین شبکه های قدرت کشورهای مختلف و انتقال توان بین آنها برآوردهای اقتصادی می تواند مشخص کند که UPFC در اتصال به کدام شبکه مفیدتر است و فواید اقتصادی می تواند علت کاربرد UPFC درچنین مواردی باشد.

UPFC، هم وظیفه جبرانگرهای موازی و هم وظیفه جبرانگرهای سری را انجام می دهد و توانایی های شیفت دهنده فاز را هم دارد. بنابراین تمامی پارامترهای محدود کننده توان انتقالی خطوط انتقال یعنی ولتاژ، امپدانس و زاویه را تحت تاثیر قرار می دهد و خطوط ضعیف را تقویت می کند و تقویت خطوط را بطور موثرتری از جبران سری و موازی که هر کدام به تنهایی بکار گرفته شوند، انجام می دهد. از کاربردهای دیگر UPFC می توان به کنترل عبور توان دلخواه از مسیر مورد نظر اشاره نمود. گاهی بین خطوط انتقال، توان مورد نظر پخش نمی شود ولی بااستفاده از UPFC می توان به پخش بار سیستم تحکم کرد و توان خاصی را از خط خاصی عبور داد. به عنوان مثال بین خطوط موازی توان را به دلخواه تقسیم نمود. همچنین UPFC می تواند مقاومت اهمی خط را هم کم کند و علاوه بر عملکرد سلفی و خازنی مانند مقاومت منفی سری با خط عمل کند. توسط این مقاومت منفی می توان علاوه بر تقویت خطوط، تلفات آنها را هم بیشتر از جبران راکتیو به تنهایی، کاهش داد. جبران راکتیو به تنهایی می تواند تلفات را کم کند و توان راکتیو را در نقطه گیرنده صفر کند. یعنی اینکه ضریب توان را بهبود بخشد که این کاهش تلفات هم از طریق جبران سری و هم از طریق جبران موازی میسر است.

کاربرد UPFC در حالت گذرا به این ترتیب است که چون مستقیما توان اکتیو را کنترل می کند، یک مزیت بسیار مهم در جبران حالت گذرا دارد و آن این است که چه جبرانگر موازی و چه جبرانگر سری به طور غیر مستقیم توسط جبران توان راکتیو، توان اکتیو را کنترل می کردند. اما UPFC مستقیما توان اکتیو را با سرعت زیاد کنترل می کند و حاشیه پایداری های دینامیکی و گذرا را بسیار بهبود می بخشد.

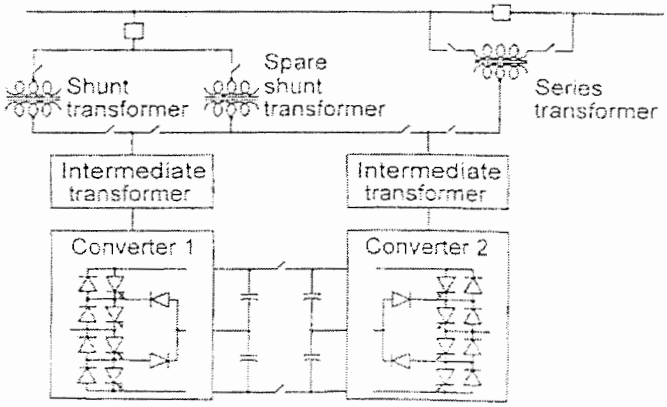
در بحث پایداری تمام قابلیت ادوات برای بهبود و پایداری کنترل غیر مستقیم توان اکتیو توسط کم کردن امپدانس یا تثبیت ولتاژ بود. با توجه به قابلیت کنترل مستقیم توان اکتیو توسط UPFC می توان به قدرت این نوع از ادوات در بهبود پایداری پی برد. از لحاظ منحنی $P-\delta$ UPFC حاشیه پایداری بیشتری را در مقایسه با سایر ادوات نشان می دهد.

از قابلیتهای مهم دیگر UPFC این است که در مدهای عملکرد مختلف قابل بهره برداری است و می توان از آن به عنوان جبرانگر موازی یا سری و یا شیفت دهنده فاز استفاده کرد. بنابراین بسته به خواسته شبکه درحالت ماندگار یا بنابر توسعه شبکه یا شرایط خاص کوتاه مدت می توان UPFC را در مدهای مختلف مورد استفاده قرار داد. مثلا اگر در شبکه نیاز به کنترل کمی توان اکتیو نباشد، می توان از UPFC به عنوان جبرانگر سری یا موازی برحسب احتیاج استفاده کرد. برای درک بهتر موارد فوق، یکی از کاربردهای عملی UPFC دراین بخش مرور می شود.

در ژوئن ۱۹۹۸ در پست دنیز در کنتاکی ایالات متحده، اولین UPFC با دو مبدل یکسان با ظرفیت ± 160 مگاولت آمپر نصب گردید. عملکرد چند منظوره و قابلیتهای UPFC برای تامین تقویت سیستم قدرت در منطقه اینز مناسب بود. این منطقه تقریبا دارای تقاضای توان ۲۰۰۰ مگاوات است و این توان توسط خطوط بلند ۱۳۸ کیلوولت با باردهی سنگین به محل تقاضای بار انتقال می یابد.

حتی در شرایط عادی سیستم، ولتاژ ممکن است به ۰/۹۵ پریونیت برسد. وقوع یک تک حادثه موجب اضافه بارهای حرارتی و افت ولتاژ شدید می شود و وقـوع دو حادثـه مـی توانـد موجـب خاموشـیهای گسترده گردد.

برای تقویت سیستم قدرت در این ناحیه هم افزایش قابلیت انتقال توان و هم تقویت ولتـاژ لازم بـود. مطالعات و شبیه سازی ها نشان داد که UPFC می تواند ولتاژ را تقویت کند و با احـداث یـک خـط جدید توان را تا ۹۵۰ مگاوات به ناحیه انتقال دهد. برای افزایش قابلیـت اطمینـان و قابلیـت انعطـاف بیشتر، UPFC طوری طراحی شده است که قابلیت عملکرد به صـورت یـک STATCOM مـستقل و یک SSSC مستقل را داشته باشد. شماتیک تک خطی فوق به صورت شکل (۲-۲) می باشد.



شکل(۲-۲) UPFC نصب شده در اینز

این UPFC دو مبدل منبع ولتاژ دارد که یک ترانسفورماتور واسط فشار ضـعیف را تغذیـه مـی کننـد. خروجی مبدلها یک مجموعـه ولتـاژ سـه فـاز تقریبـا سینوسـی(۴۸پالـسه) اسـت کـه از طریـق یـک ترانسفورماتور تزویج معمولی به خط انتقال کوپل شده اسـت. ولتـاژ طـرف مبـدل تـرانس اصـلی ۳۷ کیلوولت و طرف اولیه ترانس موازی ۱۳۸ کیلوولت با اتصال مثلث اسـت. ترانـسفورماتور سـری دارای سه سیم پیچ اولیه جدا است که ولتاژ نامی هر یک ۰/۱۶ درصد ولتاژ فاز می باشد. همانطور کـه ذکـر شد، برای امکان بهره برداری از UPFC در چند مد عملکرد مختلف، دو ترانـسفورماتور مـوازی اصـلی یکسان و یک ترانسفورماتور سری اصلی بکار رفته است. مبـدل ۱ بـا هـر کـدام از ترانـسفورماتورهای موازی می تواند به صورت STATCOM در سیستم عمل کند. مبدل۲ هم می تواند به عنوان SSSC عمل نماید. مبدل ۲ می تواند به صورت مبدل موازی هم عمل کند. به این صورت که با ترانس موازی دیگر با شبکه موازی قرار گیرد. در حالت اخیر که در بـالا ذکـر شـد، قابلیـت جبـران راکتیـو مـوازی ± 320 مگاوار می شود. این آرایش سیستم، لزوم جبران راکتیو موازی را در این محل نشان می دهد. مبدلها از پل های سه سطحی ساخته شده اند که هر یک ۴ کلید دارد. هر پل سه سطحی می توانـد دوره زمانی سطوح ولتاژش را تغییر دهد. در نتیجه دامنه ولتاژ خروجی مبدل کنترل می شود.

هر مبدل، ۴۸ کلید در ۱۲ پل سه سطحی با ولتاژ DC، ۲۴ کیلوولت دارد. خروجی های AC پلها بوسیله ترانسفورماتورهای واسط در سیم پیچ ثانویه ترانسفورماتور تزویج اصلی جمع می شوند. توان نامی هر ترانس واسط حدودا ۵۰ درصد توان نامی ترانس اصلی است.

۲-۶-۱ سیستم کنترل

هر دو مبدل بوسیله سیستم مرکزی که در سه کابین در اتاق کنترل قرار دارد، کنترل می شوند. دو کابین شامل پردازنده های سیگنال و مدار واسطه رله ویک کابین شامل تجهیزات الکترونیکی است.
کنترل عملکرد واقعی سیستم از چند پردازنده سیگنال دیجیتال تشکیل شده است. ارتباط این کنترل با پلها و سایر قسمتهای سیستم توسط کابلهای نوری صورت می گیرد. پردازشگر وضعیت تمام اطلاعات وضعیت را فراهم و تحلیل می کند و همچنین خاموش و روشن نمودن و ارتباط دادن اپراتور با تمام قسمتهای سیستم بر عهده آن است.

۲-۶-۲ نتیجه آزمایشات عملی

پس از نصب، در مرحله تحویل موقت آزمایشهایی بر روی UPFC انجام شد در این آزمایشات نوسانات بزرگی بر روی توان اکتیو و ولتاژ سیستم برای UPFC ایجاد می شود. چنین آزمایشاتی می تواند برای سیستم قدرت مخرب باشد. مثلا می تواند تنظیم ولتاژ را در پستهای دیگر تغییر دهد. در اینجا هم برای این آزمایشات حدود مرزی قابل قبولی تعریف می شود. حالت های زیر این آزمایشات را تشریح می کند.

حالت تغییر P توسط UPFC:

در اینجا توان عبوری از خط در حد طبیعی ۱۵۰ مگاوات از بیگ سندی است. مبدل موازی با تولید حدود ۶۰ مگاوار خازنی ولتاژ شین اینز را در یک پریونیت تنظیم می کند و ۳۶ مگاوار هم به خط داده می شود.

ابتدا سعی می شود که توان خط توسط UPFC تا ۲۴۰ مگاوات بالا رود. اینکار با تزریق ولتاژ ۰/۱۶ پریونیت سری و عمود بر ولتاژ شین اینز انجام می گیرد. در این شرایط مبدل موازی خروجی ۲۰ مگاوار دارد و مبدل سری ۴۰ مگاوار خازنی به خط تحویل می دهد. تبادل توان اکتیو بین مبدلها در حدود ۸ مگاوات است.

دومین آزمایش بوجود آوردن یک افت ۱۷۰ مگاوات در توان خط و عبور ۷۰ مگاوات توان است. دامنه ولتاژ تزریقی همان است ولی فازش ۱۸۰ درجه جابجا شده است. این بار همان ولتاژ تزریقی تولید می شود که بر ولتاژ شین اینز عمود است. اما پیش فاز می باشد. مبدل موازی ۸۵ مگاوار توان خازنی تولید می کند. مبدل سری ۱۰ مگاوات توان سلفی تولید می کند و ۸ مگاوات هم از طریق شین DC بین مبدلها برقرار می شود. در طول این دو آزمایش، ولتاژ پست انیز در مقدار یک پریونیت ثابت می ماند.

در این دوآزمایش، توان عادی عبوری از خط زیاد بود و UPFC نتوانست که جهت توان را معکوس کند. ولی وقتی که بار سبکتر است توان به سمت بیگ سندی قابل برگرداندن است.

حالت ۲: تغییر توان راکتیو توسط UPFC

در این آزمایش تغییرات پله ای در توان راکتیو است و انتظار می رود ولتاژ و توان اکتیو بدون تغییر باقی بمانند. توان راکتیو از ۳۰+ تا ۳۰- مگاوار تغییر می کند. پس از تغییر، ۳۰ مگاوار از خط دریافت می شود. در حالیکه ابتدا ۳۰ مگاوار به خط تحویل داده می شد. UPFC با تزریق pu ۵٪ ولتاژ با فاز معکوس نسبت به ولتاژ شین اینز، این تغییرات را انجام می دهد. در نتیجه دامنه ولتاژ شین دیگر ۵ درصد کاهش می یابد. در حالت بعد مرجع Q، ۱۰۰+ در نظر گرفته می شود. ولتاژ تزریقی با ولتاژ شینه UPFC هم فاز است و ولتاژ شینه دیگر ۵ درصد افزایش می یابد. سپس مرجع Q صفر می شود. دراین حالت ضریب توان خط واحد است و ولتاژ شینه دیگر ۲/۵ درصد کاهش می یابد. تغییرات Q در ترمینالهای خط، با تغییر Q خروجی مبدل موازی معادل و مخالف است. در واقع توسط مبدل موازی توان راکتیو تولید یا جذب می شود و به خط انتقال که مبدل سری به آن وصل است، منتقل می کند، بدون این که توان راکتیو سایر خطوط متصل به شینه و ولتاژ شینه تغییری داشته باشند. بنابراین UPFC ولتاژ شینهای دو انتهای خط را کنترل می کند در حالیکه کنترل جداگانه روی توان اکتیو نیز می تواند داشته باشد.

حالت سوم : تغییر ولتاژ توسط UPFC

هدف از این آزمایش ثابت نگه داشتن P و Q با تغییر ولتاژ اینز می باشد. برای این آزمایش مرجع ولتاژ از مقدار ۰/۹۸۵ به ۱/۰۲ پریونیت، سپس به ۰/۹۵ پریونیت و درنهایت مجدداً به ۰/۹۸۵ پریونیت تغییر می کند.

UPFC، P وQ خط را بخوبی ثابت نگه می دارد. دراین آزمایش مبدل موازی ابتدا توان خروجی ۴۰ مگاوار خازنی داشت. سپس توان خازنی به ۱۰۰ و صفر مگاوار می رسد و در نهایت دوباره به ۴۰ مگاوار خازنی می رسد. لازم به ذکر است که این آزمایشات درعمل انجام شده است و نتیجه شبیه سازی نرم افزار نمی باشد.

حالت چهارم: نگه داشتن ضریب توان واحد برای خط توسط UPFC

دراین آزمایش ضریب توان خط، واحد و ولتاژ شین اینز در pu ۱ نگه داشته می شود و نوسانهای بزرگی در توان اکتیو خط ایجاد می شود. با بهره برداری خط در ضریب توان واحد، می توان با کمترین جریان عبوری، توان اکتیو مورد نظر را از خط عبور داد. این موضوع از لحاظ حرارتی و تلفات، بهترین حالت بهره برداری از خط انتقال است. دراین حالت توان راکتیو، مصرف شده توسط خود خط، بوسیله شینهٔ دیگر تامین می گردد.

حالت پنجم: کاربرد UPFC در مد SSSC

دراین آزمایش مبدل موازی از سرویس خارج می شود و فقط مبدل سری جبران را انجام می دهد و ولتاژی که مبدل سری ایجاد می کند تقریباً بر جریان خط عمود است. البته دقیقاً عمود نیست تا تلفات مبدل و ثابت نگه داشتن ولتاژ خازن DC توسط شبکه تامین گردد.

با تزریق ولتاژ توسط SSSC جریان خط تغییر می کند اما توان راکتیو نمی تواند بطور مستقل کنترل شود. عملکرد بصورت SSSC بخش مهمی از قابلیتهای UPFC است که در زمانی که مبدل موازی قابل استفاده نباشد، می تواند در مد جبران سری استفاده شود و توان اکتیو خط را تغییر دهد. اما در این حالت توان راکتیو بطور مستقل قابل کنترل نمی باشد.

برای کنترل توان اکتیو استفاده از مبدل سری، درحالیکه کنترل توان اکتیو بطور ساده تر هم قابل قبول باشد، به صرفه تر است.(یعنی اگر تغییرات کیفی توان اکتیو هم بجای تغییرات کمی قابل قبول باشد، استفاده از SSSC به صرفه تر است. دراین آزمایش هدف مشخص ساختن قابلیت کنترل توان اکتیو توسط UPFC حتی در مد SSSC درخط بیگ سندی است.)

تعیین ولتاژهای تزریقی به صورتی است که توالی توان اکتیو ۱۰۰، ۱۸۰، ۲۵۰ و ۲۰۰ مگاوات درخط بدست آید. تغییرات متناظر Q هم در اشکال نشان داده شده است. در دیاگرام های فازوی نشان داده شده که چگونه جریان خط همواره بر ولتاژ تزریقی عمود است.[۵۱, ۵۲]

۲-۷- جایگذرای ادوات FACTS در شبکه خراسان

با کاربرد ادوات FACTS در چند مورد آشنایی صورت گرفت و زمینه برای کاربرد این ادوات درشبکه خراسان فراهم گردید. اولین مرحله که دراین راستا باید انجام شود، استفاده از تحلیل کننده کامل حالت دائمی و حالت گذرای سیستم است. با استفاده از این تحلیل گر حالت دائمی و گذرا، شبکه از لحاظ معیارهای مختلف نظیر امنیت و قابلیت اطمینان شبکه بطور کامل بررسی می شود.

ابتدا مشکلاتی که درشبکه موجود است آشکار می شود تا مشخص شود که کدامیک توسط ادوات FACTS قابل حل است و در محدودهٔ قابلیتهای ادوات FACTS است. نرم افزار DIgSILENT قابلیت کاملی در زمینه تمام مطالعات سیستم قدرت چه درحالت دائمی و ماندگار و چه درحالت گذرا دارد. این نرم افزار در اغلب برق های منطقه ای کشور سراسری درحال استفاده است و برق منطقه ای خراسان هم از این نرم افزار بهره می برد. بنابراین دراین پروژه تمام بررسیها، مطالعات و شبیه سازیها توسط این نرم افزار صورت می گیرد.

۲-۷-۱ قابلیتهای نرم افزار DIgSILENT

نرم افزار DIgSILENT نرم افزار بسیار کاملی در زمینه تحلیل عملی سیستمهای قدرت است. نسخه اصلی این نرم افزار کاربرد صنعتی دارد و از مشخصه های بارز نرم افزار مدل کردن تجهیزات بطور خیلی کامل است. قابلیتهای نرم افزار بطور کلی عبارتند از:

۱- بانک اطلاعتی کامل برای تمام تجهیزات سیستم قدرت
۲- قابلیت اضافه کردن تجهیز جدید با مشخصات جدید
۳- حفاظت کامل سیستم و کاربرد و تنظیم انواع رله ها
۴- پخش بار (نیوتن- رافسون، دکوپله و دکوپله سریع)
۵- انواع اتصال کوتاه ها در سیستم قدرت
۶- تحلیل هارمونیک ها

۷- تحلیل مدل و محاسبه مقادیر ویژه
۸- کاهش مرتبه سیستم
۹- زبان برنامه نویسی DPL (DIgSILENT Programming Language)
۱۰- محاسبات حالت گذرا
۱۱- مدل کامل تجهیزات برای تحلیل پایداری
۱۲- معین کردن پارامترهای مدل (Parameter Identification)
۱۳- بررسی قابلیت اطمینان و قابلیت امنیت سیستم

قابلیت بسیار مهم نرم افزار DIgSILENT این است که زبان برنامه نویسی دارد که می توان الگوریتم تحلیل خاصی از سیستم قدرت را توسط آن نوشت و اجرا نمود. بعنوان مثال الگوریتم تعیین سطح مقطع کابل را می توان توسط زبان برنامه نویسی DPL(DIgSILENT Programming Language) نوشت و توسط نرم افزار برای هر سیستم قدرتی اجرا نمود.

از قابلیتهای مهم دیگر نرم افزار، شبیه سازی حالت گذرا می باشد. توسط این نرم افزار تمام حالتهای گذرای شبکه را می توان با مشاهده نمودار انواع متغیرهای شبکه تحلیل نمود. بعنوان مثال تحلیل حالت گذرای اتصال کوتاه و کلیدزنی را براحتی با مشاهده ولتاژ و جریان خط اتصال کوتاه شده، زاویه ژنراتور نزدیکترین نیروگاه، ولتاژ پستها و خطوط مجاور تحلیل نمود. بمنظور تحلیل حالت گذرا، انواع کنترل کننده های حالت گذرا مانند کنترل کننده های ژنراتور و ادوات FACTS را می توان طراحی و تحلیل نمود. ساختار بسیاری از این کنترل کننده ها در خود نرم افزار موجود است. بعنوان مثال Voltage Controller, Primary controller, PSS, Prime Movers, Motor Driven Machine, SVS Controllers

یکی از تواناییهای مهم نرم افزار تخمین سیستم است. در این روش نرم افزار مقادیر ویژه سیستم را با توجه به مدل تجهیزات سیستم تخمین می زند. توسط این مدل تخمین زده شده از سیستم، می توان کنترلر را مطابق روشهای مختلف طراحی نموده و در نرم افزار پیاده ساخت.

قابلیت مهم دیگر نرم افزار این است که زبان شبیه سازی DSL(DIgSILENT Simulation Language) هم دارد که برای تعریف ساختار کنترل کننده و طراحی آن می توان از این زبان برنامه نویسی بهره جست و انواع کنترلرهای خطی و غیر خطی را پیاده ساخت. نمودار حالت گذرای هر کدام از کنترل کننده ها را می توان مشاهده نمود. شبیه سازی در نرم افزار به چند روش زیر انجام می گیرد:

۱- روش اول روش شبیه سازی الکترو مغناطیسی (EMT Simulation) است.که برای شبیه سازیهای کمتر از دو ثانیه بکار می رود. سرعت اجرای این شبیه سازی کم است زیرا تمام هارمونیکها را در نظر می گیرد. و پیچیده و کامل ترین مدلها را برای سیستم در نظر می گیرد.

۲- روش دوم روش شبیه سازی الکترو مکانیکی (RMS simulation) نام دارد.در این روش مدل ساده تری از سیستم در نظر گرفته می شود و فقط برخی از هارمونیکها در نظر گرفته می شوند. این روش برای شبیه ساری تا ۱۰ ثانیه بکار می رود. در این روش می توان از گزینه ای استفاده کرد که

هارمونیکها را در نظر نگیرد و از مدل ساده شده ای از سیستم استفاده کند. این روش برای شبیه سازیهای بالاتر از ۱۰ ثانیه کارایی خوبی دارد.
این نرم افزار قابلیت تحلیل درتمام بخش های سیستم قدرت یعنی تولید انتقال و توزیع را دارد. در اینجا از قابلیت این نرم افزار در زمینه مطالعه و شبیه سازی شبکه انتقال استفاده می شود.
ابتدا تمام تجهیزات شبکه انتقال خراسان بطور کامل در محیط نرم افزار وارد می شود. ورود اطلاعات تجهیزات بطور دقیق و کامل در تمامی پارامترها از قبیل پارامترهای مربوط به بررسی حالت گذرا (مانند راکتانسهای گذرا برای ژنراتور) و پارامترهای مربوط به بررسی حالت ماندگار (بارها و پارامترهای خط انتقال و ...) درمحیط نرم افزار وارد می شود.

۲-۷-۲ بررسی مشکلات شبکه انتقال خراسان

در این مرحله باید مشکلات شبکه مشخص گردد. قبل از تحلیل بر روی شبکه انتقال خراسان، ابتدا ساختار این شبکه در زیر شرح داده می شود.
شبکه انتقال ایران شامل دو قسمت است: یکی شبکه انتقال استان خراسان است و دیگری شبکه انتقال سایر استانهای کشور. به شبکه انتقال سایر استانهای کشور، از دید شبکه خراسان شبکه سراسری اطلاق می شود. به همین دلیل از این به بعد، شبکه انتقال بقیه استانهای کشور، شبکه شبکه سراسری نامیده می شود. این دو شبکه مدتها بطور مستقل از هم بهره برداری می شدند. از آنجا که از لحاظ اقتصادی و سایر موارد، اتصال دو شبکه واجب بود، از حدود سال ۱۳۷۷ شبکه سراسری و خراسان از طریق یک خط ۴۰۰ کیلوولت ۲۷۰ کیلومتری متصل شدند. این خط بین پست اسفراین از خراسان و پست علی آباد از شبکه سراسری کشیده شد. بعضی از فواید اتصال دو شبکه سراسری و خراسان بقرار زیراست:
۱- زمان پیک شبکه سراسری و خراسان حدود یک ساعت اختلاف دارد. که به این دلیل در ساعتهای پیک، شبکه سراسری می تواند از شبکه خراسان جهت تامین توان مورد نیاز بهره ببرد.
۲- با توجه به اینکه شرایط مناسب برای احداث نیروگاه درخراسان زیاد است و از حد مصرف خراسان خیلی بیشتر است، لازم است که نیاز تولید کشور را رفع کند.
۳- دلیل اصلی اتصال شبکه ایران و شبکه سراسری این است که هرچه شبکه انتقال بزرگتر باشد سطح رزرو چرخان بیشتر می شود.
خط متصل کننده سراسری و خراسان، یک خط ۴۰۰ کیلوولت است که ۲۷۰ طول کیلومتر دارد و توان نامی این خط حدود ۱۵۰۰ مگاوات است. وضعیت تولید و مصرف در خراسان به نحوی است که توان از خراسان به سراسری منتقل می شود. درانتقال توان از خراسان به سراسری مشکلی بزرگ وجود دارد. شرح مشکل در زیر آورده شده است:
همانطور که بیان شد حد نامی انتقال توان توسط خط متصل کننده سراسری و خراسان ۱۵۰۰ مگاوات است. اما اگر توان عبوری از ۳۰۰ مگاوات بیشتر شود، پس از مدتی از عبور توان، نوسان توان درخط آشکار می شود و بطور ناگهانی نوسان با دامنه خیلی زیاد ایجاد می شود و باعث قطع دوشبکه

از هم می شود. همانطور که در بالا عنوان شد برقراری اتصال بین سراسری و خراسان واجب است و قطع دو شبکه پیامدهای زیر را می تواند بدنبال داشته باشد.

۱-شبکه سراسری بخشی از تولید خود را از شبکه خراسان فراهم می کند و قطع ناگهانی تولید ۳۰۰ مگاوات می تواند خاموشیها، افت ولتاژها واضافه بارهایی بهمراه داشته باشد.

۲-در اثرقطع شبکه ایران از خراسان بخش زیادی از تولید درخراسان تا مدتی غیرقابل استفاده می ماند.

پس از آشنایی مختصری در مورد شبکه خراسان، به کاربرد ادوات FACTS در شبکه پرداخته می شود. برای نیازسنجی ادوات FACTS در شبکه، باید قابلیت امنیت شبکه بررسی شود زیرا مهمترین کاربرد ادوات FACTS بهبود پایداری است.

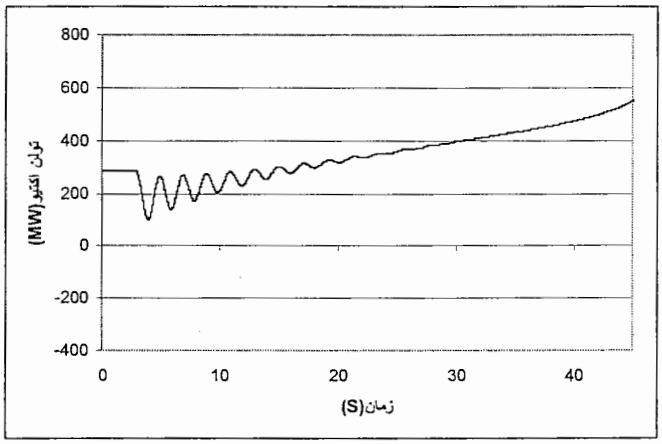
یکی از روشهای متداول تحلیل امنیت شبکه روش شبیه سازی N-K است. روش شبیه سازی N-K به این معنی است که آیا با حذف K تا از N عنصر از تجهیزات شبکه، افت ولتاژی در پستها بوجود می آید و یا اینکه اضافه باری در خطوط شبکه رخ می دهد؟ انتخاب K تجهیز می تواند مثلا برای K=۲ خروج یک خط و یک واحد نیروگاهی یا خروج ۲ خط با هم و یا خروج دو واحد نیروگاهی با هم باشد که نیاز به بررسی و شبیه سازی حالتهای مختلف فراوان دارد.

دراین میان یک نکته مهم وجود دارد که در بررسی امنیت شبکه، پایداری و حالت گذرای شبکه نیز مدنظر قرار گیرد. به این معنی که مثلا با اتصال کوتاه دریک خط از شبکه، آیا ناپایداری درشبکه رخ می دهد؟ تا چه زمانی اتصال کوتاه می تواند ادامه داشته باشد تا موجب ناپایداری درشبکه نشود؟ ناپایداری درشبکه موجب خروج واحدهای نیروگاهی و عواقب و خاموشیهای زیادی می شود.

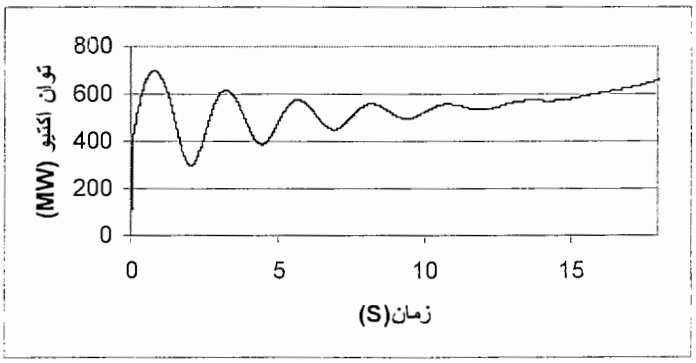
پس رسیدگی به بحث امنیت حالت گذرای شبکه بسیار مهم است. برای این منظور خطاهای بزرگ تا حدی که نیاز است که حالت گذرای سیستم بتواند آن خطاها را تحمل کند، در سیستم ایجاد می شود و پایداری حالت گذرای سیستم در پاسخ به این خطاها بررسی می شود. جهت نیاز سنجی ادوات FACTS در خراسان بیشتر به این جنبه امنیت سیستم باید پرداخته شود. بنابراین در این قسمت از بحث، به تحلیل امنیت شبکه در حالت گذرا در سیستم پرداخته می شود. (تحلیل امنیت حالت گذرای سیستم). جهت تحلیل امنیت سیستم در خطاهایی که ایجاد می شود حالت شبیه سازی (N-۱) خطا درنظر گرفته می شود. یکی از خطاهای مهم و متداول و شدید در سیستم قدرت خروج واحدهای نیروگاهی است که می تواند باعث ناپایداری در واحدهای دیگر و در نتیجه خروج آنها از سیستم گردد. برای بررسی این خطا، تک تک واحدها درشبیه سازی توسط نرم افزار از شبکه بیرون می روند و پایداری زاویه روتور در نیروگاهها و پایداری ولتاژ درشبکه آزمایش می شود. خطای اتصال کوتاه درشبکه ۴۰۰ کیلوولت هم از حوادث مهم در شبکه به شمار می رود که باید امنیت سیستم برای این موارد، درحالت گذرای و دائمی سنجیده شود. بنابراین اتصال کوتاه سه فاز در خطوط ۴۰۰ کیلوولت برای تمام خطوط شبیه سازی می شود. دراین دو مورد از لحاظ ماندگار افت ولتاژ درشبکه ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت پیش می آید و تعدادی ازخطوط هم دراین دو سطوح ولتاژ دارای اضافه بار می

شوند. همانطور که در شکل (۲-۳) مشاهده می شود، در اثر خارج شدن یک واحد نیروگاهی توس، اتصال شبکه سراسری و خراسان را قطع می کند.

در مطالعه حالت گذرای اتصال کوتاه، اگر اتصال کوتاه بیش از سه سیکل بطول بینجامد، اتصال شبکه سراسری و خراسان جدا می گردد. در شکل های (۲-۳) و (۲-۴) حالت گذرای سیستم در برابر خطاهای ذکر شده در بالا مشاهده می گردد.



شکل(۲-۳) توان خط علی آباد اسفراین در اثر خروج یک واحد نیروگاه طوس

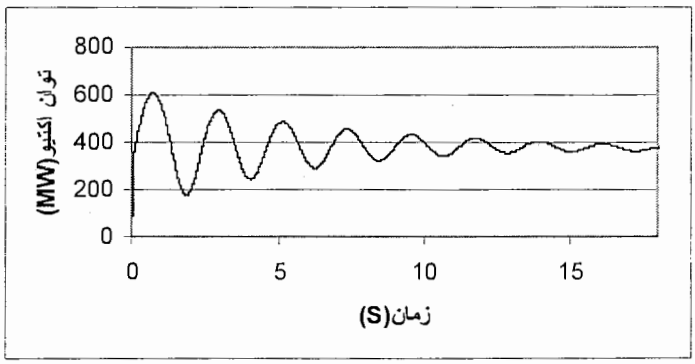


شکل(۲-۴) اثر اتصال کوتاه سه فاز در شبکه ۴۰۰ کیلوولت بر توان انتقالی به شبکه سراسری

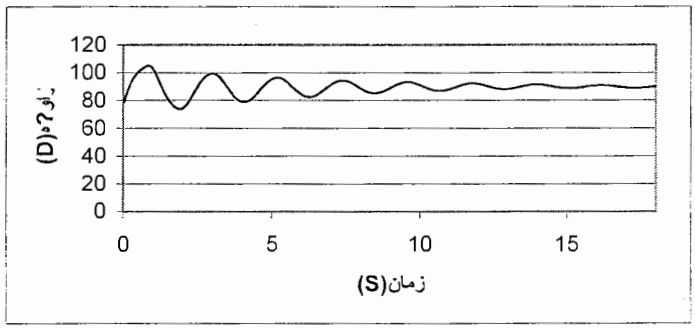
با جدا شدن اتصال در بحث قابلیت امنیت سیستم ، مشکل اساسی شبکه آشکار می شود و در اینجا مشاهده می شود که اتصال سراسری و خراسان اتصال محکمی نیست. بنابراین یکی از نقاط ضعف شبکه از لحاظ پایداری، اتصال سست بین سراسری و خراسان است. دراین قسمت به شرح دقیق حادثه و شرح علت کامل آن پرداخته می شود.

از آنجا که برق خراسان عنوان نمود که با افزایش توان عبوری از خط بین سراسری و خراسان اتصال این دو شبکه جدا می گردد، ابتدا شبیه سازی به این صورت انجام می شود که توان انتقالی از خراسان سراسری کم کم زیاد می شود و خطای اتصال کوتاه ۴۰۰ کیلوولت ایجاد می گردد. که مشاهده شود افزایش انتقال توان به سراسری چه تاثیری در حالت گذرای سیستم دارد. توان انتقالی از ۱۸۰ مگاوات آغاز می شود. هرچه توان بالاتر می رود، حالت گذرای سیستم وضعیت بدتری پیدا می کند و از توان ۲۴۰ مگاوات بیشتر در اثر خطای مورد نظر، اتصال جدا می گردد. در شکل های (۲-۵)

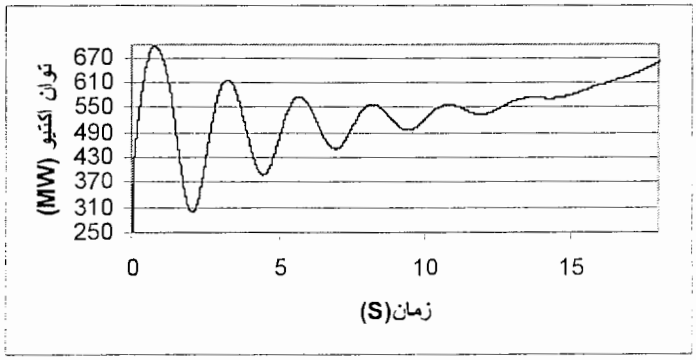
و (۲-۶) و (۲-۷) و (۲-۸) نمودارهای مراحل فوق ترسیم شده است. علت حادثه در ادامه تحلیل مـی گردد.



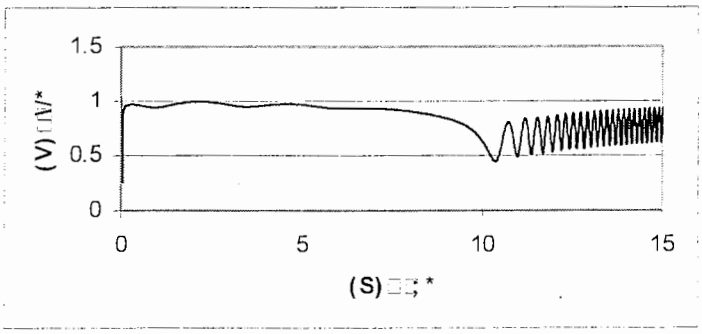
شکل(۲-۵) توان خط علی آباد- اسفراین در اثر عبور توان ۲۸۰ مگاوات



شکل(۲-۶) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر عبور توان ۲۸۰ مگاوات از خط علی آباد- اسفراین

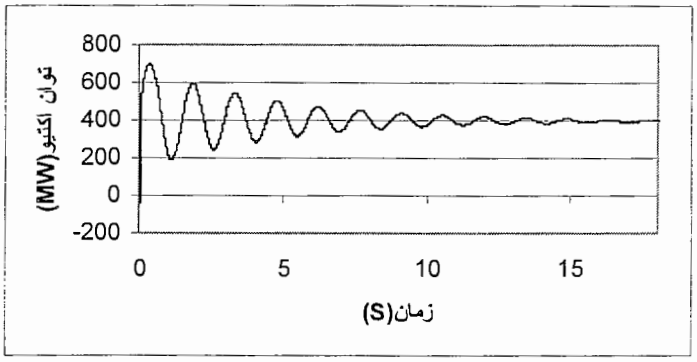


شکل(۲-۷) توان خط علی آباد- اسفراین در اثر عبور توان ۳۶۰ مگاوات

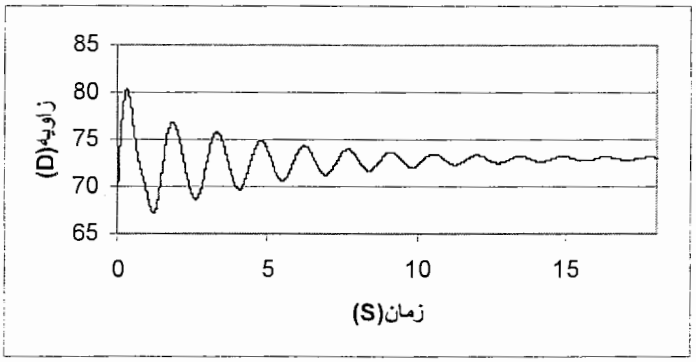


شکل(۲-۸) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر عبور توان ۳۶۰ مگاوات از خط علی آباد- اسفراین

بعلت اهمیت حادثه فوق، توسط نرم افزار DIgSILENT انواع مختلف شبیه سازی و مطالعات بـر روی شبکه انجام گرفت و دو عامل که در پایداری اتصال نقش زیادی دارد، آشکار شد. یکی از این دو عامل طول خط بین شبکه سراسری و خراسان است. هرچه طول خط کوتاهتر باشـد اتـصال محکمتـر مـی شود. نمودارهای (۲-۹) و (۲-۱۰) اثر طول خط متصل کننده ایران وخراسان را بر پایداری اتـصال دو شبکه نشان می دهد.



شکل(۲-۹) توان ۳۶۰ مگاوات عبوری از خط علی آباد- اسفراین با طول کم این خط



شکل(۲-۱۰) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر عبور توان ۳۶۰ مگاوات از خط علی آباد- اسفراین با طول کم این خط

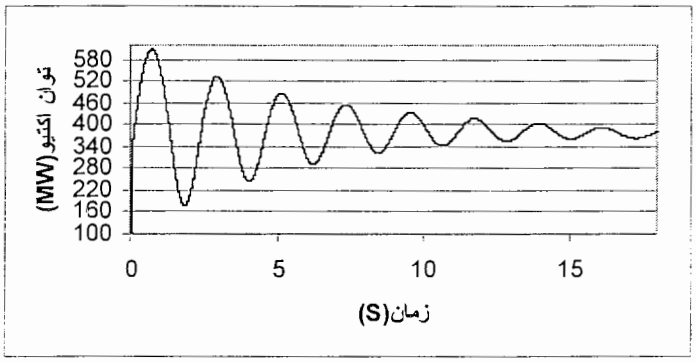
عامل دیگر، توان انتقالی به سراسری است. هرچه قـدرت انتقـالی بـه سراسـری کمتـر باشـد، اتـصال محکمتر می شود. که نمودارهای (۲-۵) و (۲-۷) این مورد را به وضوح نشان می دهد.

با بررسی حادثه مشخص می شود که این حادثه نوسانات بین ناحیه ای بین دو ناحیه شبکه سراسری و خراسان است. برای تشریح حادثه ابتدا به پایداری زاویه روتور در ژنراتور اشاره می شود. هنگام خطا، انرژی الکتریکی در ژنراتور کم می شود. درنتیجه انرژی جنبشی آزاد می گردد. شتاب ژنراتور زیاد می شود. بعد از رفع خطا انرژی الکتریکی مجدداً زیاد می شود. و انرژی پتانسیل ذخیـره مـی گـردد. اگـر انرژی جنبشی آزاد شده در نهایت طبق نوسانات گذرای روتور، با انرژی پتانسیل مساوی شود، ژنراتور پایدار می شود وگرنه ژنراتور سنکرونیسم خود را با شبکه از دست می دهد و ناپایدار می شده، از مدار خارج می گردد. نوسانات زاویه روتور که حالت گذرای ژنراتور بوجـود مـی آورد طبـق معادلـه (۲-۱) بوجود می آید.

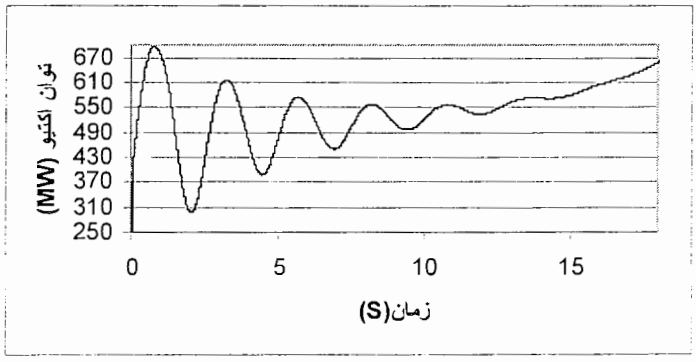
$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi \times f}{H}(P_m - P_e) \qquad (2-2)$$

در مورد شبکه خراسان، شبکه سراسری برای شبکه خراسان مانند یک ژنراتور کند است و در شبیه سازی ها بجای شبکه سراسری، یک ژنراتور با ثابت اینرسی زیاد قرارداده شده است.

نمودار (۲-۱۲) نوسانات ناپایدار ژنراتور معادل شبکه سراسری را نشان می دهد. مشاهده می شود که دراثر خطا، انرژی جنبشی ژنراتور معادل شبکه سراسری زیاد می شود و ژنراتور شبکه سراسری شتاب می گیرد. بعد از رفع خطا یک انرژی پتانسیل خیلی زیاد در اثر حالت گذرای زاویه ژنراتور معادل، در ژنراتور معادل ذخیره می شود. در نتیجه ژنراتور شتابش کم می شود. حال اگر جنبشی مورد نیاز برای برابری انرژی جنبشی و پتانسیل آزاد نشود، سرعت ژنراتور معادل شبکه سراسری از سرعت ژنرانورهای خراسان کمتر می شود، سنکرونسیم ژنراتور شبکه سراسری بهم می خورد و دراثر بهم خوردن سنکرونسیم نوسانهای توان ایجاد می شود که باعث جدایی دو شبکه از هم می گردد. نمودار (۲-۱۲) دقیقاً نشان می دهد که انرژی جنبشی مورد نظر نمی تواند ایجاد شود و ناپایداری زاویه ژنراتور پیش می آید.[۴۸ ,۴۷]



شکل(۲-۱۱) برابری انرژی جنبشی و پتانسیل در اثر نوسانات توان



شکل(۲-۱۲) نابرابری انرژی جنبشی و پتانسیل در اثر نوسانات توان

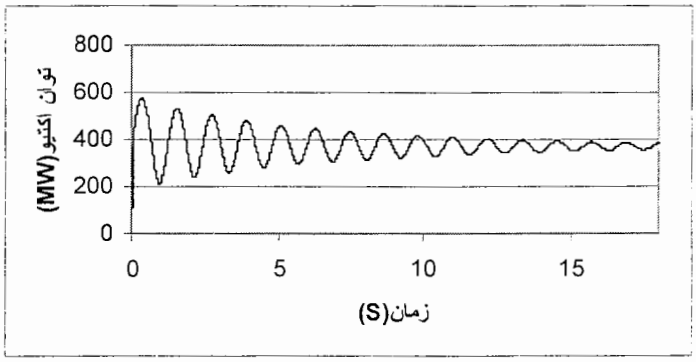
همانطور که مشاهده می شود توان در حین خطا کم می شود و ژنراتور شتاب می گیرد. سپس توان یک پیک زیاد را در توان بالاتر از توان حالت دائمی ایجاد می کند که باعث ذخیره توان پتانسیل زیادی می شود. در پیک بعدی که منفی است انرژی جنبشی کافی آزاد نمی شود که باعث عدم بازیابی انرژی جنبشی می شود و نوسان زاویه ژنراتور در ادامه هم نمی تواند انرژی را بازیابی کند.

این نوسان های حالت گذرا در اثر واکنش ژنراتور در برابر خطا طبق معادله ژنراتور ایجاد می شود. این نوسانات موجب تغییر انرژی جنبشی و پتانسیل می شود. هرگاه که این انرژی ها با هم برابر شوند، در نهایت ژنراتور پایدار می شود و هرگاه که انرژی ها نتوانند با هم برابر شوند، سنکرونسیم ژنراتور بهم می خورد و به ناپایداری می رود. در مورد ژنراتور شبکه سراسری چنین واقعه ای رخ داده است و همانطور که شکل (۲-۱۲) نشان می دهد، انرژی جنبشی نمی تواند بازیابی شود.

اما در زیر به بررسی دو عامل طول خط و بالا بودن ثابت اینرسی ژنراتور نیشابور دراین حادثه پرداخته می شود. به این منظور به طور خیلی ساده و مختصر توان عبوری خط انتقال و محدودیتهای حاکم برآن در ادامه بررسی می شود.

مطابق شکل (۲-۱) ملاحظه می شود توان عبوری از هر خط انتقال، به ولتاژهای دوسرخط، امپدانس خط و زاویه بین ولتاژهای دو سر خط مرتبط است.

علت ثابت اینرسی بالای ژنراتور معادل شبکه سراسری در ایجاد نوسانات توان، توسط نمودار (۲-۱۳) (نتیجه اتصال کوتاه در شبکه ۴۰۰ کیلوولت درحالت ثابت زمانی کم ژنراتور نیروگاه نیشابور) بررسی می گردد.



شکل(۲-۱۳) توان عبوری ۳۶۰ مگاوات از خط علی آباد- اسفراین با ثابت اینرسی کم ژنراتور معادل شبکه سراسری

مشاهده می شود هنگامی که ثابت اینرسی ژنراتور کم است، نوسانات فرکانس کمتری دارند در نتیجه انرژی پتانسیل ذخیره شده در حالت گذرا کم است و انرژی جنبشی سریعاً بازیابی می شود. نمودارها نشان می دهد که چقدر اختلاف در انرژی پتانسیل ذخیره شده در دو حالت وجود دارد.

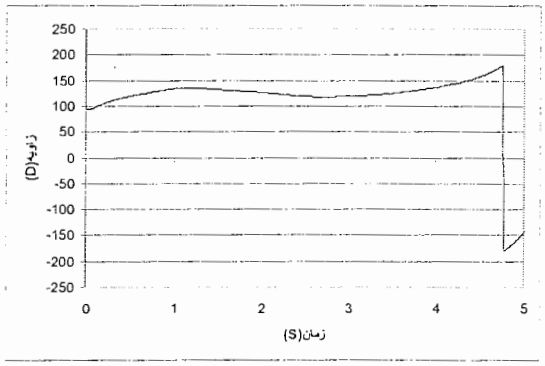
حال اثر طول خط بر میزان نوسانات بررسی می شود. به این منظور طول خط های مختلف (در یک حالت طول خط واقعی ۲۷۰ کیلومتر و در حالت دیگر طول خط ۱۰۰ کیلومتر) در نرم افزار قرار داده می شود. مشاهده می شود که انرژی پتانسیل ذخیره شده با حالت طول خط بالا فرقی نمی کند ولی انرژی جنبشی سریعاً بازیابی می شود. علت این امر این است که وقتی طول خط کم شود ، X کم می شود. اگر در معادله (۱-۶)، X کم شود، چون ضریب $\sin\delta$ یعنی $\frac{V_1V_2}{X}$ زیاد می شود، با تغییر کمتری از δ، توان بیشتری تغییر می کند. بعنوان مثال اگر در معادله ۲، $\Delta\delta = 20 \Rightarrow \Delta P = 100$ اکنون که X کم شده است $\Delta\delta = 20 \Rightarrow \Delta P > 100$ و انرژی جنبشی بیشتری با تغییر کمتر δ آزاد می شود. کم شدن دامنه نوسانات به پایداری زاویه روتور کمک می کند. زیاد شدن زاویه نوسان سبب

می شود که ژنراتور از پایداری خارج شود زیرا حداکثر زاویه نوسان تا حدود ۱۸۰ درجه می تواند باشد. این زاویه که زاویه بین میدان روتور و استاتور است، هرگاه از ۱۸۰ درجه بیشتر شود سبب از بین رفتن سنکرونیسیم ژنراتور می شود زیرا دیگر روتور با سرعت استاتور نمی چرخد. پس هرقدر بتوان ضریب $\frac{V_1V_2}{X}$ را افزایش داد به بازیابی انرژیها و برابری آنها کمک می شود و ژنراتور پایدارتر می شود.

با توجه به نکات فوق طول خط در پایداری ژنراتور بسیار موثر است. عامل دیگری که توسط کم بودن طول خط درپایداری مشارکت می کند این است که کم بودن طول خط زاویه اولیه نوسان را کم می کند. مثلا اگر نمودار زاویه روتور از مقدار ۸۵ درجه شروع می شود. توسط کوتاه شدن خط از زاویه ۷۵ درجه آغاز می شود. این عامل باعث می شود حاشیه بیشتری برای پایداری و حفظ سنکرونیسم ایجاد شود.

در رابطه با این حادثه عامل مهم دیگری که باید بررسی شود، اثر افزایش توان خط در پایداری اتصال است. همانطور که گفته شد، افزایش توان عبوری عامل مهمی در ایجاد نوسان است. علت این امر در ادامه بحث ذکر می شود.

طبق نمودار $P-\delta$ ژنراتور هرچه توان عبوری از خط بیشتر شود زاویه بین ولتاژهای دو انتهای خط بیشتر می شود. بعبارتی زاویه اولیه ژنراتور اولیه زیاد است. بنابراین حاشیه تغییر δ کم می شود و در نتیجه حاشیه پایداری کم می شود. همچنین هنگامی که توان انتقالی به شبکه سراسری زیاد شود خطاهای اتصال کوتاه شبیه سازی شده هم شدیدتر هستند و حالت گذرای شدیدتری ایجاد می کنند. بنابراین افزایش توان عبوری خط بدلیل افزایش زاویه اولیه ژنراتور، حاشیه پایداری را کم می کند. نمودار (۲-۱۴) برای حالت های افزایش توان عبوری می باشد و نشان می دهد که با افزایش توان عبوری زاویه اولیه زیاد می شود و حالت گذرا نامناسب تر می گردد.



شکل(۲-۱۴) زاویه اولیه زیاد نیروگاه نیشابور در اثر توان ارسالی زیاد به شبکه سراسری

۲-۷-۳ راه حل های ممکن

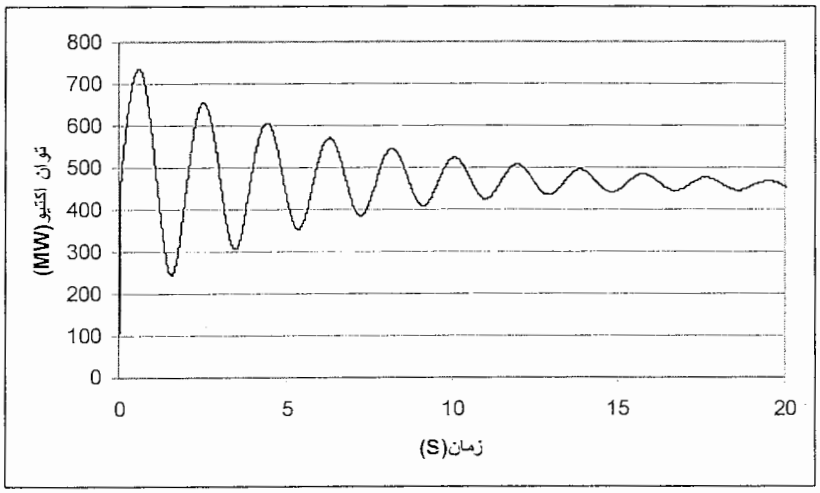
در این قسمت راه حلهای ممکن بررسی می شود. خطی که خراسان را به شبکه سراسری متصل می کند، ظرفیت نامی تا حدود ۱۵۰۰ مگاوات دارد اما بعلت حادثه ای که در بالا علتش تشریح شد، فقط

تا حدود ۳۰۰ مگاوات می توان از آن عبور داد و حد حرارتی که ۱۵۰۰ مگاوات است، ظرفیت انتقال توان را محدود نمی کند بلکه حد پایداری، ظرفیت را محدود می کند.

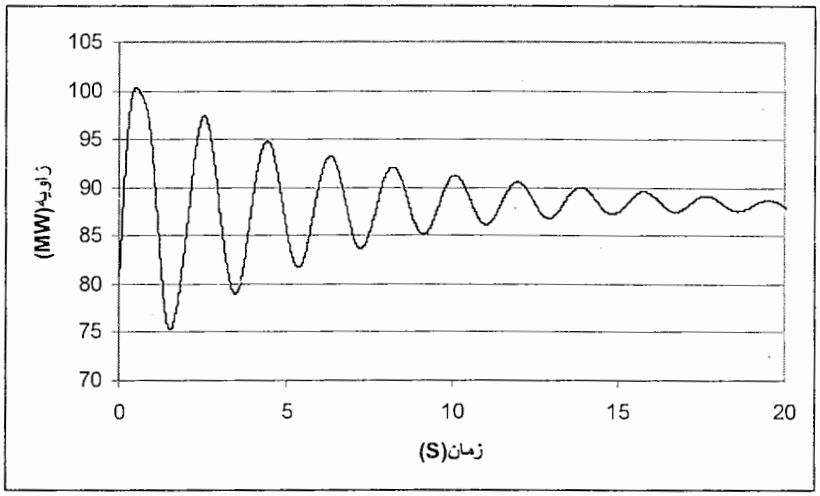
حادثه ای که در بالا تشریح شد، نوسانات بین ناحیه ای است که بین دو ناحیه قدرت شبکه سراسری و خراسان رخ می دهد و ظرفیت انتقال توان خط را به ۲۰ درصد حد حرارتی انتقال توان خط محدود می کند. قیمت تمام شده هرکیلومتر خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت، ۱۲۰ میلیون تومان است و مشکل بزرگی که وجود دارد این است که خطی که با این هزینه و مشکلات زیست محیطی فروان احداث شده است، فقط تا ۲۰ درصد ظرفیت می تواند انتقال توان دهد. به روشهای زیر می توان مشکل را حل نمود.

۱- به ناچار باید خطی دیگر بین شبکه سراسری و خراسان کشیده شود. زیرا در حال حاضر نیاز است که تا توان ۴۰۰ مگاوات به شبکه سراسری انتقال یابد. درصورتیکه با خط موجود، انتقال بیشتر از ۳۰۰ مگاوات به شبکه سراسری ممکن نیست و انتقال توان بیشتر از این، ناپایداری و نوسانات بین ناحیه ای را موجب می شود.

بنابراین یکی از راههای حل مشکل نوسان توان در خرسان احداث خط دیگر ۴۰۰ کیلوات بین خراسان و شبکه سراسری است. بعنوان مثال می توان یک خط به موازات همین خط موجود بین اسفراین و علی آباد احداث نمود. که آنهم در حدود ۲۰ درصد ظرفیت نامی می تواند توان انتقال دهد. این راه حل، راه حل سنتی است و مخارج و مشکلات زیست محیطی فراوان بهمراه دارد. نمودارهای (۲-۱۵) و (۲-۱۶) نتیجه این عمل را نشان می دهد.



شکل(۲-۱۵) توان عبوری از خط علی آباد-اسفراین با احداث خط جدید



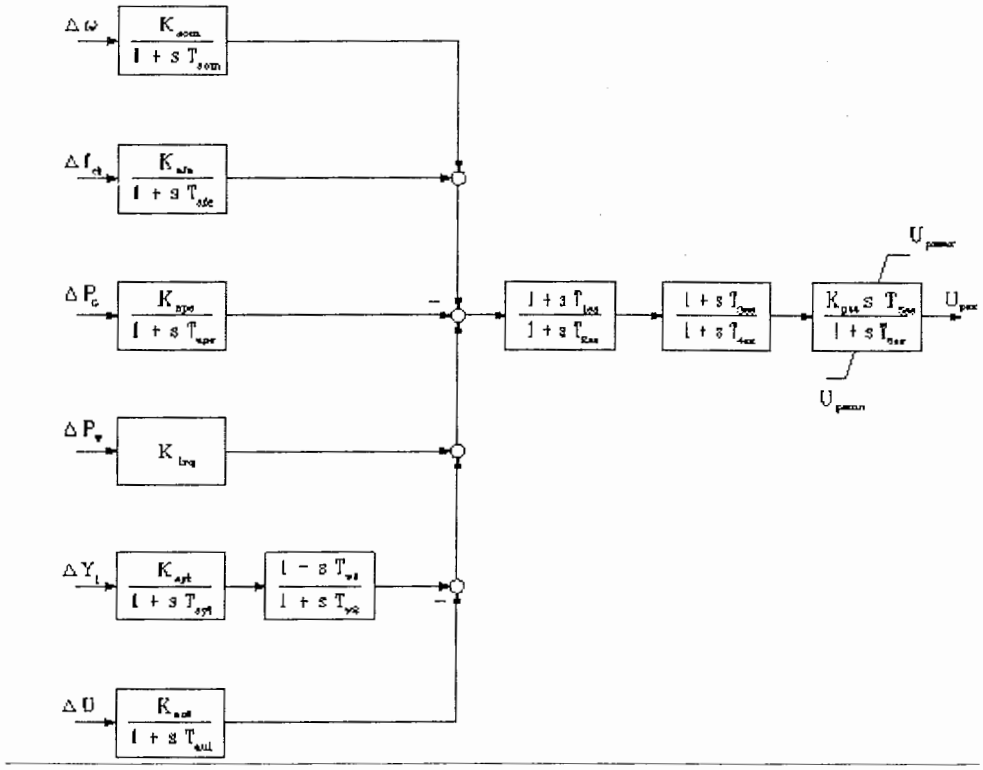
شکل(۲-۱۶) زاویه ژنراتور نیشابور احداث خط جدید

۲-۷-۳-۱-استفاده از PSS

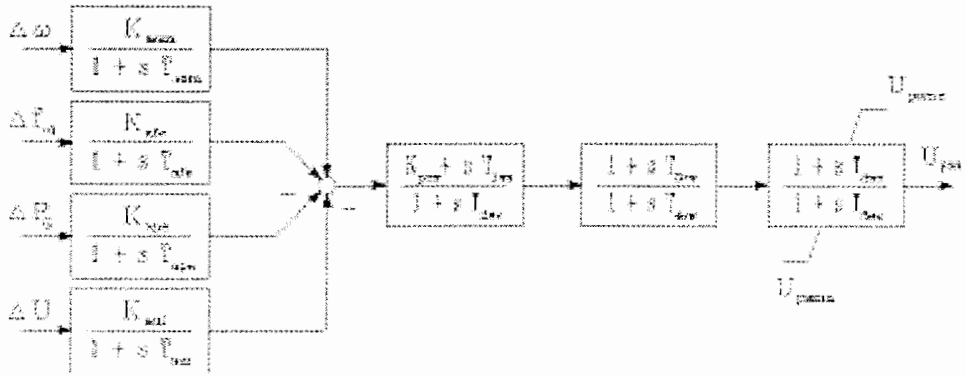
راه حل دوم استفاده از پایدارسازهای سیستم قدرت است. از آنجا کـه مـشکل فعلـی شـبکه خراسـان مربوط به پایداری است و پایداری محدود کننـده ظرفیـت خـط اسـت، سـعی مـی شـود کـه توسـط پایدارسازها حد پایداری انتقال توان افزایش یابد.

دراین مرحله برای شبکه PSS طراحی می شود . باید ابتدا باید مشخص شود PSS بر روی کدام ژنراتور نصب شود. از آنجا که ناپایداری دراثر افزایش عبور توان درخط علی آباد اسفراین است، PSS باید در ژنراتور نیشابور که نزدیکترین ژنراتور به خط علی آباد – اسفراین است، نصب گردد و ابتدا باید ساختار کنترلر طراحی شود و سپس به تعیین پارامترهای آن پرداخته شود.

دو نوع ساختار PSS در اشکال (۲-۱۷) و (۲-۱۸) آورده شده اسـت. در نـوع اول ورودیهـا، سـرعت ، فرکانس ، توان الکتریکی و ولتاژ می باشند. در نوع دوم ورودیها، سـرعت، فرکـانس، تـوان الکتریکـی، قدرت توربین، موقعیت شیر و ولتاژ می باشند. هر ورودی توسط یک کنترلر کنترل مـی شـود. بـرای طراحی کنترلر، در بخش (۲-۴-۷) توضیحات لازم ارائه شده است.



شکل(۲-۱۷) ساختار کنترل کننده PSS (نوع دوم)



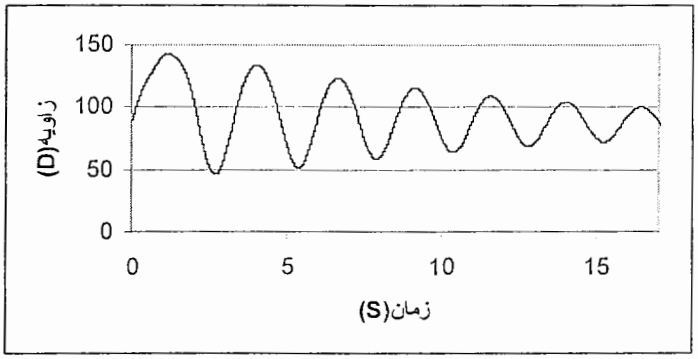
شکل(۲-۱۸) ساختار کنترل کننده PSS (نوع اول)

حال باید با وجود PSS پایداری سیستم و توانایی عبور توان به شبکه سراسری بررسی گردد. قبلاً در بررسی امنیت سیستم درحالت گذرا خطایی در خطوط ۴۰۰ کیلوولت (خطای اتصال کوتاه سه فاز) ایجاد می شد و مشاهده می شد که با عبور کمتر از ۲۰ درصد توان نامی خط، نوسانات بین دو ناحیه، دو ناحیه را از هم جدا می سازد. حال مجدداً خطاهای اتصال کوتاه ۴۰۰ کیلوولت باید ایجاد شود. به این منظور خطاهای ۴۰۰ کیلوولت (تک حادثه) درشبکه ایجاد می شود تا شدیدترین خطا آشکار گردد. شدیدترین خطا برای برآورده سازی این منظور، یعنی امتحان پایداری اتصال شبکه سراسری و خراسان، ایجاد خطا در خطوط ۴۰۰ کیلوولت منتهی به پست ۴۰۰ کیلوولت نیشابور برآورد می شود

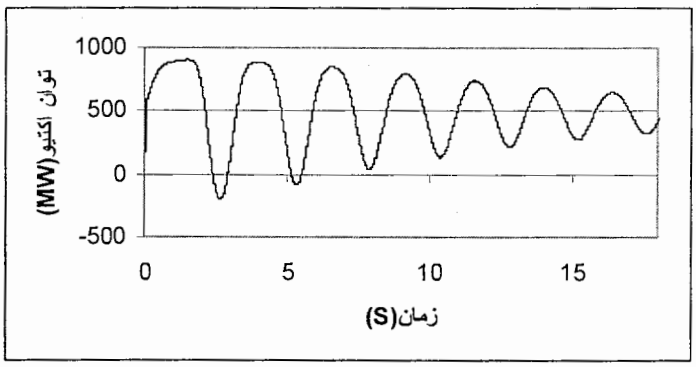
و از بین این دو خط هم، خط توس-نیشابور خطای شدیدتری ایجاد می کند و همچنین به دلیل مسیر نامناسب عبور این خط ، از لحاظ آمار و احتمال خطا، درصد بالاتری به خود اختصاص می دهد. بهمین دلیل این خطا بیشتر مورد توجه قرار می گیرد.

زمان رفع خطا پارامتر و فاکتور مهم دیگری در بررسی امنیت سیستم از لحاظ حالت گذرا و پایداری آن است. هر چه زمان رفع خطا بیشتر شود، بیشتر موجب تهدید پایداری سیستم می شود. با توجه به اینکه عبور توان بالاتر از ۲۵۰ مگاوات بسمت شبکه سراسری که موجب تهدید پایداری سیستم می شود، در ساعات خاصی و درروزهای خاصی از سال اتفاق می افتد، بنابراین لازم نیست که درحالی که این توان بالا به سوی شبکه سراسری انتقال می یابد، زمان رفع خطا زیاد درنظر گرفته شود. این زمان، حداقل زمان ممکن یعنی 60×.06 سیکل درنظر گرفته می شود. (حداقل زمان رفع خطا توسط رله ها، 60×.06 سیکل در شبکه خراسان می باشد.)

حال باید توان عبوری از خط تعیین شود . این عامل مهمترین عامل نوسان توان در خط است. زیرا در انتقال توانهای کم به سمت شبکه سراسری مشکل نوسان توان وجود ندارد. وقتی که توان انتقالی به شبکه سراسری اضافه شود و از حدود ۳۰۰ مگاوات بیشتر شود، نوسان توان درخط رخ می دهد. بنابراین باید برای شبیه سازی، توانی برای خط درنظر گرفته شود. درحال حاضر تا ۴۰۰ مگاوات بیشتر احتیاج به عبور توان به شبکه سراسری نیست. اما از آنجا که PSS پایداری سیستم را افزایش می دهد، توان ۵۵۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری انتقال می یابد، تا اینکه مشخص شود که آیا PSS می تواند توان انتقالی را تا این حد افزایش دهد. خطا هم همان طور که قبلاً ذکر شد، خطای اتصال کوتاه سه فاز درخط توس نیشابور با مدت زمان رفع 60×.06 سیکل درنظر گرفته شده است. با شبیه سازی این خطا و با توان عبوری ۵۵۰ مگاوات به شبکه سراسری و قرار دادن PSS نوع ۱ در نیروگاه نیشابور نمودار متغیرهای شبکه بصورت شکل های (۲-۱۹) و (۲-۲۰) درمی آید.



شکل(۲-۱۹) زاویه نیروگاه نیشابور در اثر اعمال PSS در این نیروگاه



شکل(۲-۲۰) توان عبوری از علی آباد اسفراین در اثر اعمال PSS در نیروگاه نیشابور

همانطور که مشاهده می شود با عبور توان ۵۵۰ مگاوات بسمت شبکه سراسری پایداری بطور کامل حفظ می شود و برخلاف حالت قبل شبیه سازی که PSS در مدار نبود، سنکرونسیم شبکه سراسری و خراسان حفظ می گردد. از آنجا که در برنامه ریزیهای آینده تولید نیاز به عبور توان بیشتر از ۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه شبکه سراسری است، برنامه ریزی آینده تولید کشور اقتضا می کند که تا حد امکان توان بیشتری به سمت شبکه شبکه سراسری منتقل شود. نتایج زیر نشان می دهد که PSS می تواند پایداری سیستم را با عبور ۵۵۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری حفظ کند. اما با مشاهده حداکثر زاویه ژنراتور نتیجه می شود که PSS بیشتر از این حد نمی تواند توان انتقالی به شبکه سراسری را افزایش دهد.

توسط پایدارسازهای سیستم انتقال قدرت، تا ۵۵۰ مگاوات توان ارسال شد. در ادامه راه حل بسیار مناسبی اما با هزینه بیشتر از PSS برای میرایی نوسانات ارائه می گردد.

۲-۷-۳-۲ افزایش حد انتقال توان از خراسان به شبکه سراسری توسط ادوات FACTS

همانطور که در فصل های گذشته عنوان شد، ادوات FACTS بطور بسیار موثری پایداری شبکه را بهبود می بخشند. از آنجا که دراینجا مشکل محدودیت پایداری در انتقال توان به چشم می خورد، بنظر می رسد که ادوات FACTS کارایی خوبی از خود نشان دهند بهمین دلیل انواع ادوات دراین بخش طراحی می شوند و عملکرد آنها در شبکه ارزیابی می شود. از آنجا که داده های شبکه دقیق و واقعی است، پارامترهای طراحی مثلا پارامترهای کنترلرها و رنج ادوات و غیره درعمل قابل استفاده می باشد.

طراحی ادوات درشبکه شامل مراحل زیر است:

۱) تعیین نوع بهینه ادوات FACTS

۲) جایابی بهینه ادوات FACTS

۳) طراحی کنترلر مناسب

۴) تعیین رنج بهینه

۲-۷-۳-۲-۱ انتخاب نوع بهینه ادوات FACTS

برای انتخاب نوع بهینه ادوات FACTS، لازم است نوع کاربرد این ادوات مشخص شود. تا با مطابقت با کاربرد ، نوع بهینه این ادوات برای کاربرد مورد نظر آشکار گردد.

بنابراین در ادامه، کاربرد کلی ادوات FACTS بیان می شود. ادوات انتخاب شده آنهایی هستند که در عمل کاربرد بیشتری دارند و عملکرد مناسبی در سراسر دنیا از خود نشان داده اند.

۱) SVC : SVC برای تقویت ولتاژ، افزایش توان انتقالی و بهبود پایداری گذرا و دینامیکی و ولتاژ بکار می رود.

۲)STATCOM: کاربرد STATCOM هم مانند SVC است اما مزایای متعددی نسبت به SVC دارد بعنوان مثال سرعت بیشتری دارد و مکان کمتری اشغال می نماید. (به بخشی از این مزایا در فصل اول در ۳-۶-۱۰ اشاره شد.)

۳)TCSC : برای کاهش امپدانس خط، درنتیجه افزایش موثر توان عبوری و بهبود حاشیه های پایداری گذرا و دینامیکی و ولتاژ بکار می رود.

۴) SSSC: کاربردش مانند TCSC است با این تفاوت که سرعت بیشتری دارد و عملکرد موفقتری از خود نشان می دهد. SSSC و TCSC خطری از لحاظ ایجاد نوسانات زیر سنکرون برای شبکه ایجاد نمی کنند.

۵) UPFC: هنگامی بکار می رود که کنترل توان اکتیو بطور کمی و دقیق مورد احتیاج باشد یا هنگامیکه یک توان مشخص قرار است بطور کاملاً مطمئن از یک خط عبور نماید. یا توان اکتیو و راکتیو خط بطور مستقل ودقیق وکمی کنترل شود. سایر کاربردهای تمامی ادوات که در بالا ذکر شد را هم دارد.

از آنجا که کاربرد مورد نظر، بهبود پایداری و میرایی نوسانات است و همه ادوات ذکر شده این قابلیتها را دارند، بنابراین تمامی ادوات باید شبیه سازی شوند، تا نتایج شبیه سازی ها و بررسی های اقتصادی مشخص کند که کدام یک بهینه است.

۲-۷-۴ طراحی SVC برای شبکه خراسان:

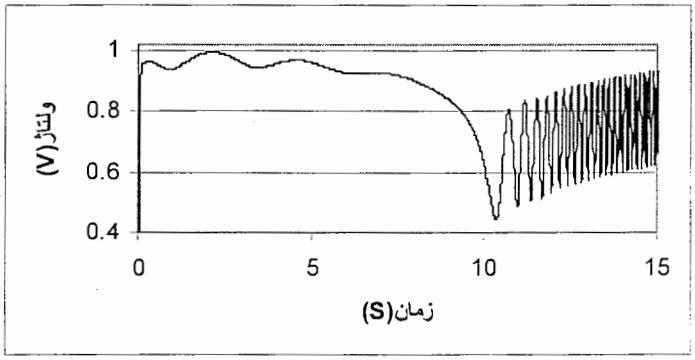
SVC، ارزانترین ادوات FACTS است که همانطور که در فصول قبل بیان شد در شبکه قدرت کاربردهای مختلفی دارد. مرحله دوم طراحی جایابی بهینه ادوات است در مورد SVC جایابی بهینه بصورت زیر انجام می گیرد.

۲-۷-۴-۱ مکان یابی بهینه

دراغلب کاربردها، SVC درنقطه ژرف ولتاژ قرار می گیرد نقطه ژرف ولتاژ نقطه با بیشترین افت ولتاژ است. اما در این کاربرد مشکل افت ولتاژ وجود ندارد و SVC بمنظور پایداری بکار می رود. برای جایابی دراین مورد باید متغیرهای خیلی مرتبط با جدا شدن شبکه سراسری و خراسان در اثر نوسان توان شناسایی شوند و توسط SVC کنترل گردند. از آنجا که SVC ولتاژ را کنترل می کند، نقطه ای

که بیشترین تغییرات ولتاژ را در اثر خطا نشان می دهد، ولتاژش بعنوان متغیر کنترل شونده به SVC اعمال می شود و SVC در آن نقطه جایگذرای می شود. این روش اثبات نشد، اما شبیه سازیها نشان داد که بهترین جایابی را در کاربرد مورد نظر نشان می دهد.

با شبیه سازی مجدد خطا در شبکه و ایجاد نوسانات این نکته مشخص می شود که پست ۴۰۰ کیلوولت نیشابور در اثر نوسان توان خط علی آباد-اسفراین، تغییرات ولتاژ زیادی در حالت گذرا دارد و نقطه مناسب برای جایگذرای SVC است. ولتاژ پست نیشابور دراثر آغاز نوسانات مطابق شکل (۲-۲۲) شدیداً دچار افت و نوسان می شود و کنترل آن توسط SVC بطور موثری بر پایداری سیستم اثر می گذارد.



شکل(۲-۲۲) تغییرات ولتاژ نیروگاه نیشابور در اثر نوسان توان در خط علی آباد اسفراین

۲-۷-۴-۲ طراحی کنترلر:

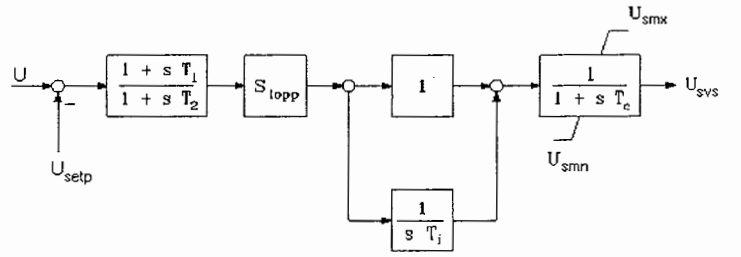
در این مرحله کنترلر ادوات FACTS طراحی می شود. با توجه به اهمیت بحث طراحی کنترلر، طراحی کنترلر تمام ادوات FACTS در این قسمت توضیح داده می شود.

ایده اولی که به ذهن می رسد، طراحی کنترلر نوسط نرم افزار مطلب و با جایگذاری مدارات معادل شبکه سراسری و شبکه خراسان و مدار معادل ادوات FACTS بعنوان مثال SVC می باشد. یک ژنراتور بجای مدار معادل شبکه خراسان، یک ژنراتور بجای مدار معادل شبکه سراسری و مدار معادل SVC قرار داده می شود. بین دو ژنراتور خطی دقیقا با پارامترهای خطوط ۴۰۰ کیلوولت خراسان و با طول ۲۷۰ کیلومتر قرار داده می شود. برای ژنراتور خراسان ثابت اینرسی ۱۰ قرار داده می شود که دو برابر میانگین ثابت اینرسی ژنراتورهای شبکه خراسان می باشد و برای شبکه سراسری ثابت اینرسی ۱۰۰ قرار داده می شود. ابتدا شبیه سازی برای حالت خط بدون ادوات FACTS صورت می گیرد. در این شبیه سازی حداکثر توان عبوری بدون ایجاد نوسان، همان توان ۳۰۰ مگاوات است. پس نتیجه گرفته می شود که ثابت اینرسی معادل شبکه خراسان بدرستی با ثابت اینرسی ۱۰ شبیه سازی شده است. اکنون باید کنترلر برای ادوات FACTS طراحی شود. به این منظور ابتدا کنترلر برای SVC که جزء ساده ترین ادوات FACTS است، طراحی می شود. مدار معادل SVC باید قرار داده شود. بجای SVC، مدار معادلی براحتی از تجهیزات خود مطلب می توان قرار داد. برای مدار معادل SVC از راکتور و خازن بهمراه کلیدهای تریستوری استفاده می شود. برای ساختار مدار کنترلی از یک کنترلر

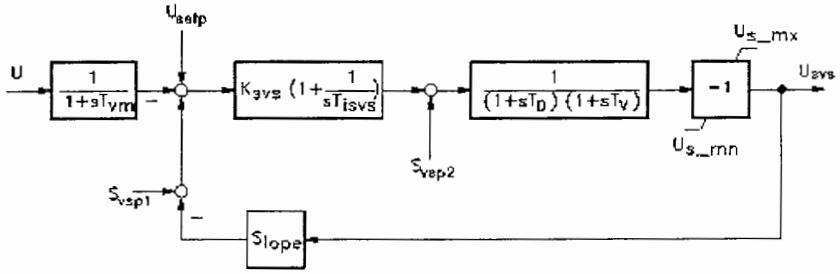
PI استفاده می شود که با طراحی این کنترلر خطی، کنترلر SVC طراحی می شود. پارامترهای کنترلر PI براحتی توسط نرم افزار مطلب طراحی می شود. سپس از همین کنترلر در نرم افزار DIgSILENT، استفاده می شود و شبیه سازی اجرا می شود اما کنترل کننده ناپایدار می شود علت را می توان عدم تطبیق دقیق مدار معادل SVC در نرم افزار مطلب DIgSILENT دانست. به همین دلیل کنترلر در خود محیط DIgSILENT طراحی می شود.

برای طراحی کنترلر در محیط DIgSILENT، ابتدا باید ساختار کنترلر طراحی شود که به این منظور در برخی موارد می توان از کنترلرهای موجود در DIgSILENT استفاده نمود و در برخی موارد از ساختار کنترلر کننده ها در مراجع مختلف بهره برد.

به این منظور برای SVC از ساختار کنترلی شکل های (۲-۲۲) و (۲-۲۳) می توان بهره برد.



شکل(۲-۲۳) کنترلر نوع اول SVC



شکل(۲-۲۴) کنترلر نوع دوم SVC

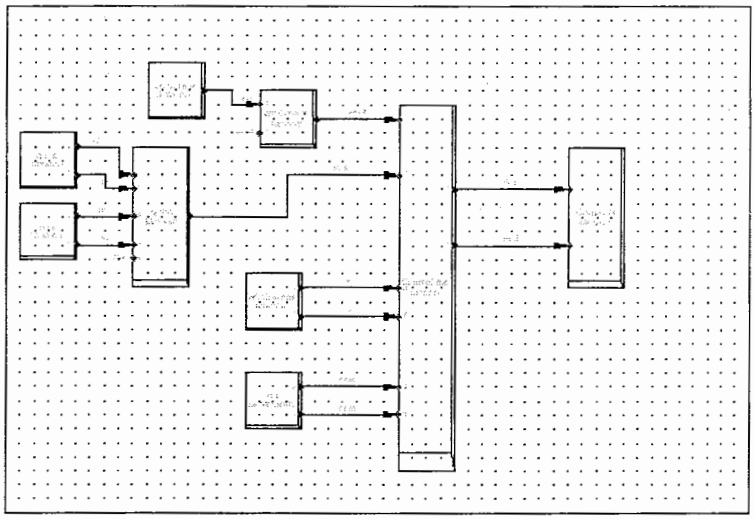
برای محاسبه پارامترهای کنترلر خطی از شبیه سازی نرم افزار استفاده می شود. به این ترتیب که دستور شبیه سازی نرم افزار اجرا می شود و متغیرهای مختلف و دلخواه مشاهده می شود و با تغییر تدریجی پارامترها، کنترل کننده با حالت گذرای مناسب طراحی می شود. در این پروژه، با همین روش کنترلر طراحی شد.

در روش دیگری ورودیها خروجی هایی برای سیستم معین می شود و متغیر های حالت هم برای سیستم مشخص می شود. نرم افزار با این اطلاعات، مقادیر ویژه سیستم را تخمین می زند. به این ترتیب فقط نیروگاه ها توسط ترانس به شبکه ۴۰۰ کیلوولت متصل می شوند و بجای سیستم در سطوح دیگر ولتاژ، بار حالت دائمی قرار داده می شود یعنی اینکه بجای شبکه ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت بار حالت دائمی آنها در شبکه ۴۰۰ کیلولت لحاظ می شود. به این ترتیب نرم افزار مقادیر ویژه SVC

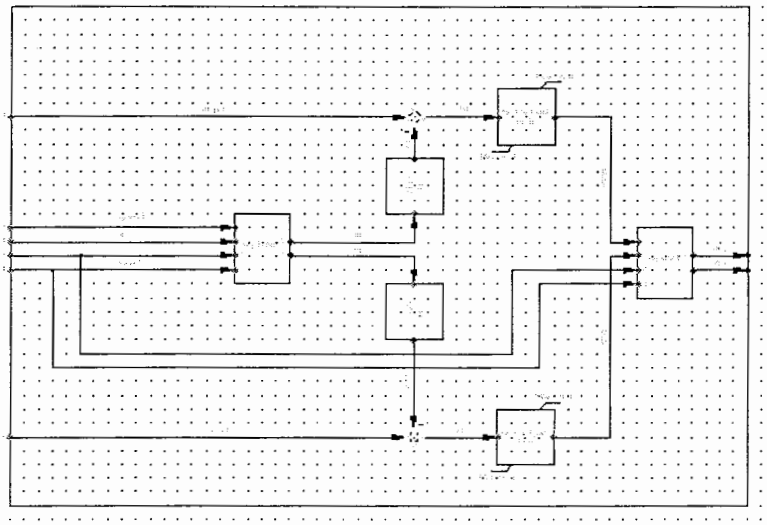
را تخمین می زند. با اعمال این مقادیر ویژه در نرم افزار مطلب و تهیه یک کنترلر پایدار در آن محیط، کنترلر به DIgSILENT منتقل می شود که کنترلر خطی مورد نظر در DIgSILENT ناپایدار است. بنابراین از همان روش قبلی برای طراحی کنترلر SVC استفاده می شود.

۲-۷-۵ طراحی کنترلر STATCOM

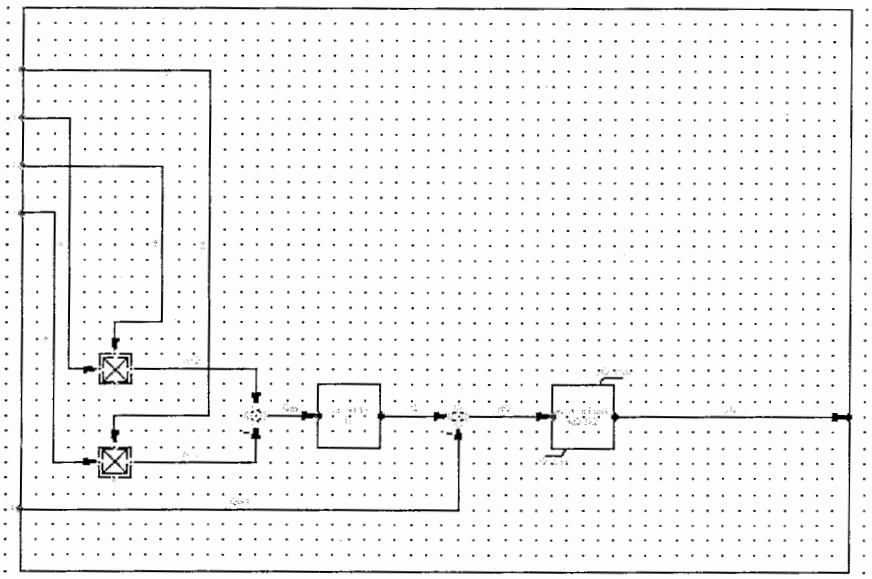
برای طراحی کنترلر STATCOM ابتدا باید ساختار کنترلر طراحی شود. متغیرهایی که STATCOM باید کنترل کند، عبارتند از: ولتاژ خازن DC و توان راکتیو یا ولتاژ. برای طراحی هر کدام از این متغیرها می توان از یک کنترل کننده PI استفاده نمود. همانطور که بیان شد برای طراحی کنترلر STATCOM از دو کنترلر مستقیم و غیر مستقیم می توان بهره برد. از آنجا که از کنترل کننده مستقیم انتظار عملکرد بهتری می رود، در این پروژه از کنترل مستقیم مبدل استفاده شده است. در این کنترلر، ولتاژ DC و توان راکتیو کنترل می شوند. این دو متغیر ابتدا توسط کنترل کننده PI کنترل می شوند. خروجی این کنترل کننده ها به ورودیهای کنترل پارامتر PWM در مدل مبدل وارد می شوند. این سیستم دو ورودی است و باید توسط روشهای سیستم چند متغیره کنترل شود. یکی از روشهای کنترل در سیستمهای چند متغیره، روش Sequential Sequence می باشد. در این روش، توسط کنترل کننده دکوپله کننده، ورودی-خروجی ها دکوپله می شوند. بعبارتی کنترل سیستم به کنترل سیستم یک ورودی یک خروجی ساده می شود. به هر حال با روش Sequential Sequence، برای سیستم دکوپلر طراحی می شود. ورودیها و خروجیهای سیستم تا حدی دکوپله می گردند. حال با تغییر دادن پارامترهای کنترل کننده های PI، سعی در کنترل سیستم می شود. در نهایت با این ساختار کنترلی، کنترل سیستم میسر نمی باشد. بنابراین باید ساختار کنترل کننده تغییر داده شود. با توجه به مرجع [۲]، ساختار کنترل کننده به این صورت تغییر داده می شود که خروجی کنترل کننده های PI برای ولتاژ DC وتوان راکتیو ابتدا به کنترل کننده جریان وارد می شود. سپس خروجی کنترل کننده جریان به ورودیهای کنترل پارامتر PWM برای مبدل وارد می شوند و به این ترتیب، با ساختار جدید سعی در طراحی کنترل کننده می شود. اما این ساختار کنترلر هم منجر به پاسخ پایدار نمی شود. در نهایت با توجه به مرجع [۲]، کنترل جریان در فضای D-Q بجای ABC انجام می شود. به این ترتیب که ابتدا در کنترل کننده جریان ورودیها به فضای D-Q برده می شوند. I_d و I_q کنترل می گردند. خروجی کنترل کننده مجددا به فضای ABC برده می شود. چنین ساختاری منجر به پاسخ بسیار پایدار برای STATCOM شد. ساختار کنترلر نهایی طراحی شده برای STATCOM در شکل (۲-۲۵)، (۲-۲۶)، (۲-۲۷) و (۲-۲۸) آورده شده است.



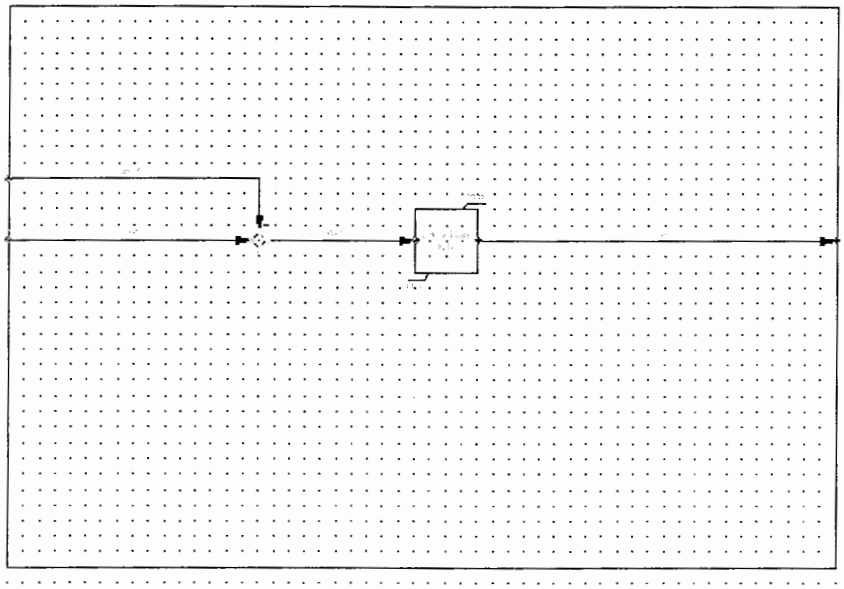
شکل(۲-۲۵) شکل کلی کنترلر STATCOM در DIgSILENT



شکل(۲-۲۶) کنترل کننده جریان در STATCOM



شکل(۲-۲۷) کنترل کننده توان راکتیو در STATCOM

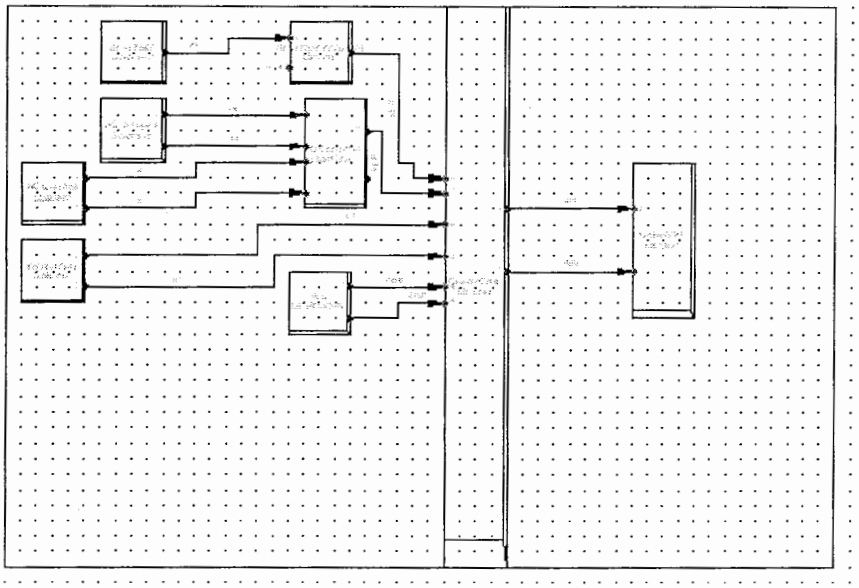


شکل(۲-۲۸) کنترل کننده ولتاژ DC در STATCOM

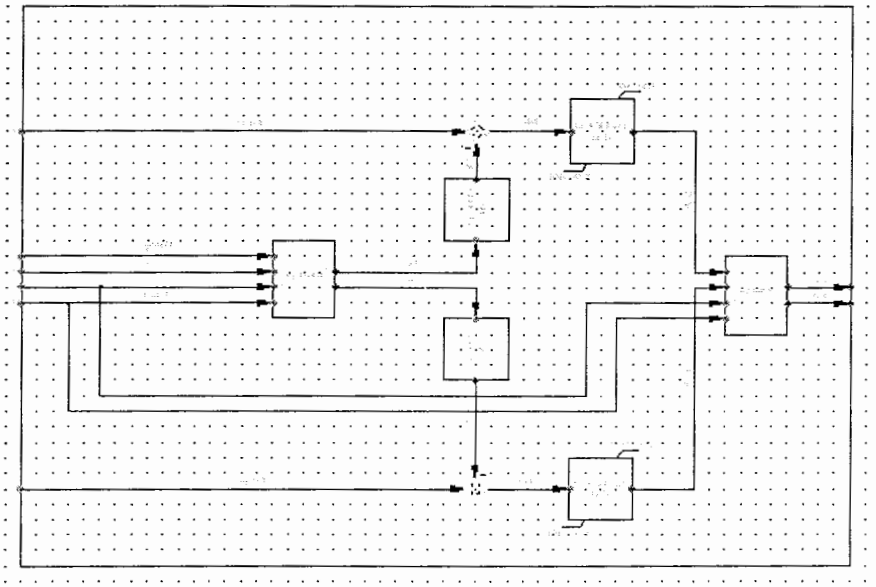
۲-۷-۶ طراحی کنترلر UPFC

برای طراحی کنترل کننده UPFC، از همان روش فوق استفاده می شود. ولی در اینجا چهار متغیر باید کنترل شود. این متغیرها عبارتند از: ولتاژ AC، ولتاژ DC، توان اکتیو و توان راکتیو. دکوپله سازی این متغیرها مشکل است. اما نکته ای که وجود دارد این است که ولتاژ AC و توان راکتیو از ولتاژ DC و توان راکتیو دکوپله هستند. بنابراین طراحی کنترلر در دو مرحله انجام می گیرد. در اولین مرحله ولتاژ DC و توان اکتیو کنترل می شوند. سپس در مرحله دوم، ولتاژ AC و توان راکتیو کنترل می گردند. در هر مرحله با اضافه کردن کنترلر، دکوپله سازی تا حدی امکان پذیر می گردد و پارامترهای

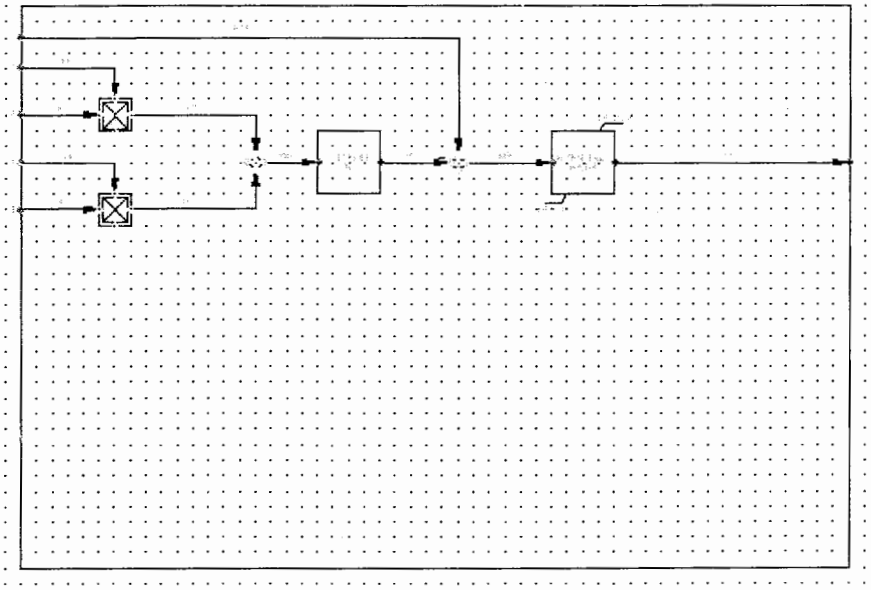
کنترلر طراحی می شوند. کنترلر پیاده شده برای UPFC در نرم افزار DIgSILENT مطابق شکل (۲-۲۹)، (۲-۳۰) و (۲-۳۱) است.



شکل(۲-۲۹) شکل کلی کنترل کننده سری UPFC



شکل(۲-۳۰) کنترل کننده جریان در UPFC

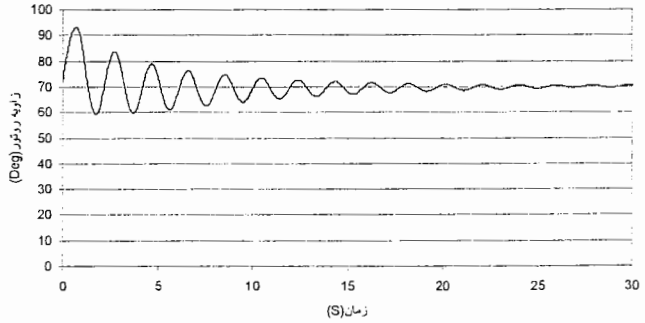


شکل(۲-۳۱) کنترل کننده توان اکتیو در UPFC

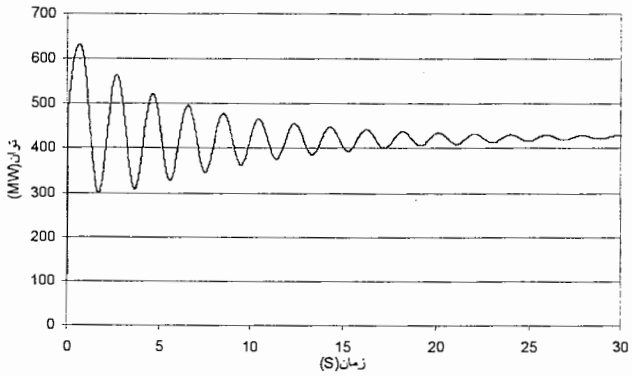
تعیین رنج بهینه

دراین مرحله شبیه سازی آغاز می شود. باید عملکرد در حل مشکل نوسان توان خراسان بررسی گردد. به این منظور توان ۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه شبکه سراسری انتقال داده می شود. در مورد خطای ایجاد شده هم بحث شد. خطای اتصال کوتاه در خط توس-نیشابور و زمان رفع خطای $60\times.06$ سیکل یعنی عملکرد زون یک رله های دیستانس درنظر گرفته می شود. کمترین تاخیر رله های دیستانس در زون یک، ۰/۰۴ ثانیه می باشد که با کمی حاشیه ۰/۰۶ ثانیه زمان حداقل رفع خطا درنظر گرفته می شود.

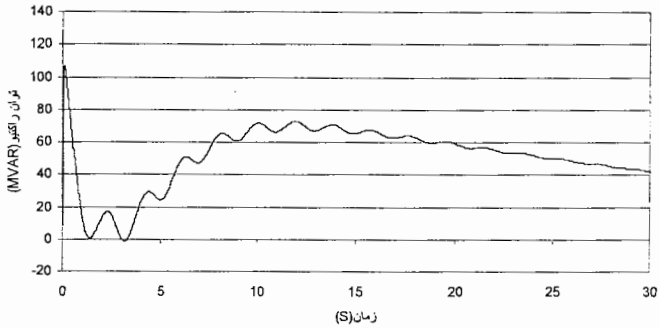
رنج SVC که دراین مرحله در نظر گرفته می شود یک رنج بالا مثلا $800\pm$ مگاوار است. زیرا دراثر کمبود رنج SVC، ممکن است تاثیر آن بر سیستم آشکار نشود. نتایج شبیه سازی مطابق نمودارهای (۲-۳۲) و (۲-۳۳) و (۲-۳۴) است.



شکل(۲-۳۲) زاویه روتور در عبور توان ۴۰۰ مگاوات با وجود SVC



شکل(۲-۳۳) توان خط علی آباد-اسفراین در عبور توان ۴۰۰ مگاوات با وجود SVC



شکل(۲-۳۴) توان راکتیو SVC در عبور توان ۴۰۰ مگاوات

همانطور که شکلهای (۲-۳۳) و (۲-۳۴) نشان می دهد، SVC پایداری بسیار عالی برای شبکه ایجاد می کند. توان پتانسیل ذخیره شده دراولین پیک منفی نسبت به توان حالت ماندگار تقریباً بازیابی می شود. علت این امر این است که SVC در حالت گذرای شبکه تاثیر می گذارد و با افزایش ضریب $\sin\delta$ یعنی $\frac{V_1V_2}{X}$ در معادله (۱-۶)، تاثیر تغییر δ در تغییر توان را بیشتر می کند و این امکان را فراهم می سازد که SVC بتواند با پیک منفی نسبت به توان حالت دائمی انرژی جنبشی مورد نیاز را بازیابی کند.

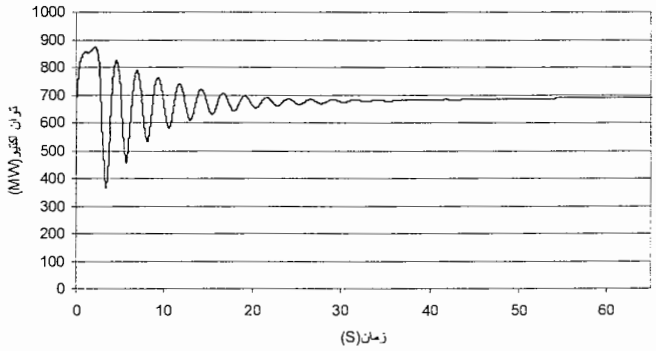
بنابراین همانطور که ملاحظه می شود SVC حالت گذرای بسیار مناسبی را ایجاد می کند حال رنج مناسب آن باید پیدا شود.

با توجه به نمودار (۲-۳۴) نتایج SVC توان راکتیو SVC بین ۰ مگاوار خازنی و ۱۰۰ مگاوار سلفی بدست می آید. بنابراین می توان بجای SVC $\pm$ 800 مگاواری، SVC ۱۰۰+، ۰+ مگاوار استفاده نمود و بنابراین رنج کلیدها که قیمت اصل کاری را تشکیل می دهد هم باید ۱۰۰ مگاوار باشد. به روشی می توان رنج کلیدها را کاهش داد و آن روش این است که خازنی با ظرفیت ۵۰ مگاوار بطور موازی با SVC قرار گیرد. با موازی کردن این خازن یک SVC ی۵۰ مگاوار کافی خواهد بود. زیرا با این خازن که موازی شده رنج سلفی به ۱۰۰=۵۰-۵۰- مگاوار و رنج خازنی به ۱۰۰=۵۰+۵۰+ مگاوار می رسد.

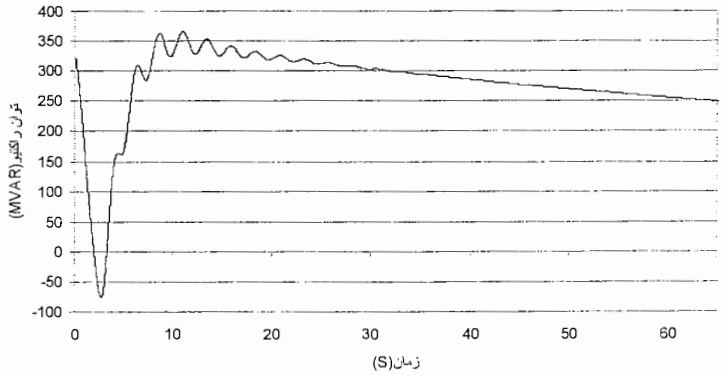
به این ترتیب بجای رنج کلیدهای تریستوری ۱۰۰ مگاوار از کلیدهای تریستوری ۵۰ مگاوار استفاده شده است. هرچند کلیدهای تریستوری از سری کردن و موازی کردن کلید ها به رنج مطلوب می رسند و کلید ۱۰۰ مگاواری یک کلید واحد نیست. بلکه چند سوئیچ است که سری و موازی شده اند. اما بهرحال این روش بهینه سازی ظرفیت، اقتصادی است و همانطور که ذکر خواهد شد، در مورد STATCOM بسیار موثرتر خواهد بود و در آن مورد این روش، قدرت بهینه سازی خود را خیلی بهتر نشان خواهد داد.

حال باید بررسی شود که نهایت قابلیت افزایش توان انتقالی به ایران توسط SVC چقدر است زیرا همانطور که بیان شد در آینده سعی در انتقال بیشتر توان بسمت شبکه سراسری است و برنامه ریزی نیروگاهی، انتقال توان بیشتر از خراسان به ایران را اقتضا می کند و سعی در استفاده از قابلیت انتقال این خط پر ظرفیت است.

بنابراین این دفعه توان ۶۸۰ مگاوات بسمت شبکه سراسری برقرار می شود و دوباره همان خطا درشبکه ایجاد می شود. نتایج زیر نشان می دهد که چقدر SVC موفقیت آمیز پایداری اتصال شبکه سراسری و خراسان را حفظ می کند.



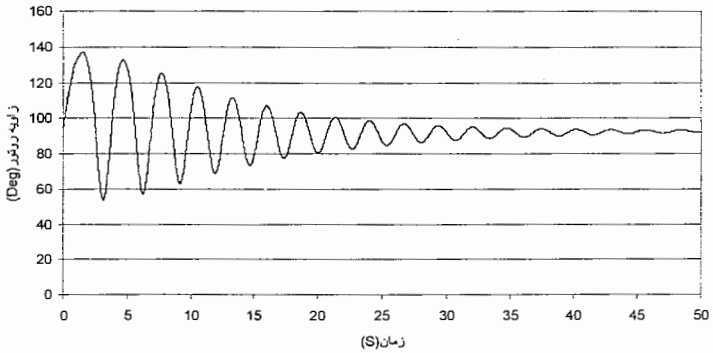
شکل(۲-۳۵) توان خط علی آباد-اسفراین با وجود SVC در نیروگاه نیشابور



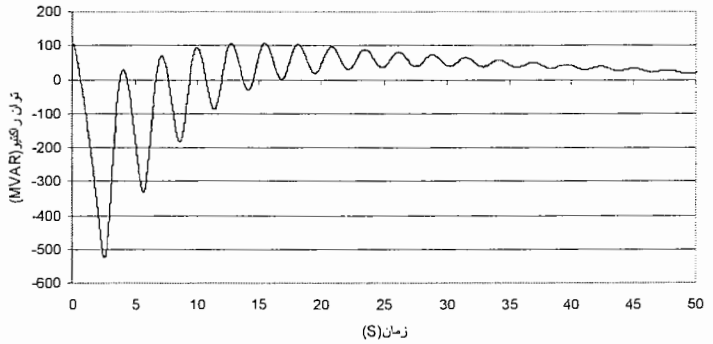
شکل(۲-۳۶) توان راکتیو SVC با عبور توان ۶۸۰ مگاوات از خط علی آباد-اسفراین

این بار توان انتقالی به سمت شبکه سراسری به ۷۵۰ مگاوات افزایش داده می شود.

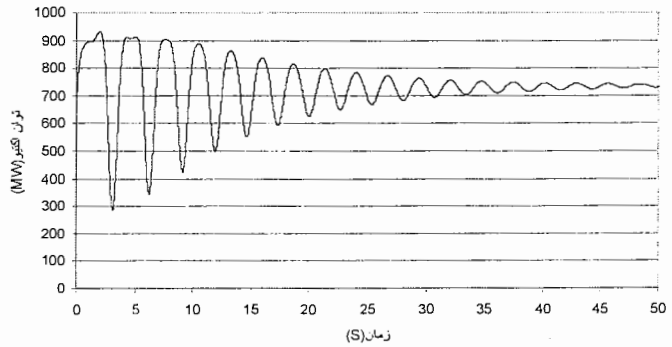
نمودارهای (۲-۳۷) و (۲-۳۸) و (۲-۳۹) نشان می دهد که باز SVC بسیار موفقیت آمیز عمل می کند. نمودارهای مرحله به مرحله نشان می دهد که هرچه توان انتقالی به افزایش می یابد، توان راکتیو SVC و پیک زاویه نوسان روتور افزایش می یابند.



شکل(۲-۳۷) زاویه روتور به ازای ۷۵۰ مگاوات توان عبوری از خط علی آباد-اسفراین



شکل(۲-۳۸) توان راکتیو SVC به ازای ۷۵۰ مگاوات توان عبوری از خط علی آباد-اسفراین



شکل(۲-۳۹) توان اکتیو خط علی آباد-اسفراین به میزان ۷۵۰ مگاوات با وجود SVC

افزایش توان راکتیو SVC بمنزله افزایش رنج آن و افزایش پیک زاویه نوسان کننده به منزله کاهش حاشیه پایداری می باشد. دراین مرحله پیک زاویه نوسان به حدود ۱۴۰ درجه رسیده است که نشان دهنده کاهش حاشیه پایداری می باشد.

نتایج نشان می دهد که ۷۵۰ مگاوات آخرین حد انتقال توان توسط SVC، است. زیرا پیک نمودار (۲-۷) زاویه ژنراتور، به ۱۴۰ درجه رسیده است.

بنابراین SVC قدرت عبور توان ۷۵۰ مگاوات بسمت شبکه سراسری را در حاشیه پایداری مناسب دارد. در صورتیکه PSS حداکثر تا ۵۵۰ مگاوات می تواند به شبکه سراسری انتقال دهد.

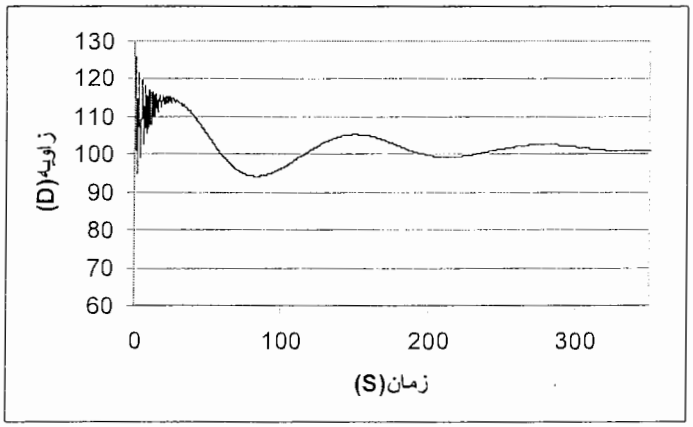
از آنجا که قرار است عملکرد سایر ادوات هم در شبکه ملاحظه گردد و نوع بهینه انتخاب شود نوبت به بررسی عملکرد STATCOM می رسد.

۲-۷-۷ عملکرد STATCOM در میراساختن نوسانات توان

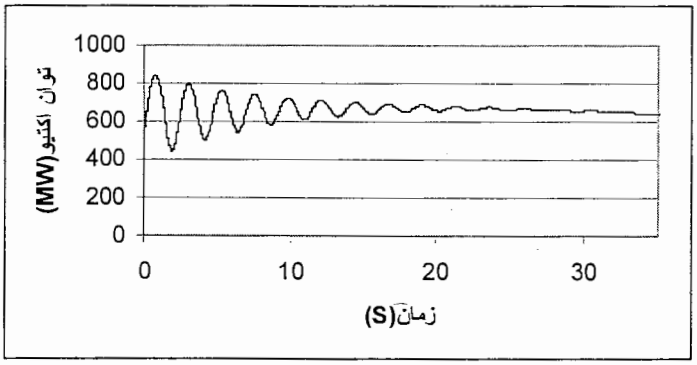
همانطور که ذکر شد، عملکرد STATCOM مانند SVC است فقط سرعتش بیشتر است و خروجی آن به ولتاژ سیستم بستگی ندارد. بنابراین انتظار عملکرد بهتری از آن می رود و انتظار می رود توان انتقالی به شبکه شبکه سراسری را با سرعت زیاد خود بیشتر بتواند انتقال دهد.

برای بررسی میرایی نوسانات توسط STATCOM باید تمام مراحل طراحی طی شود. مرحله دوم طراحی، طراحی کنترلر است. در مورد طراحی کنترلر STATCOM درفصول قبلی مطالبی ذکر شد. همانطور که گفته شد دونوع کنترلر STATCOM موجود است. یک نوع که توسط تغییر ولتاژ خازن DC، خروجی را کنترل می کند و یک نوع دیگر توسط تغییر پارامتر PWM، ولتاژ خروجی را کنترل می کند. ساختار کلی این دو نوع کنترلر در فصل ادوات موازی آورده شده است. اما در DIgSILENT کنترلر از نوع دوم انتخاب شده است.

مرحله سوم تعیین رنج بهینه STATCOM است. تعیین رنج بهینه برای STATCOM خیلی ضروری است. زیرا STATCOM به اندازه رنج کاری خازنی، رنج کار سلفی هم دارد. ولی بیشتر رنج کاری خازنی معمولاً بکار می آید. بنابراین باید رنج کاری STATCOM بسمت توان راکتیو خازنی شیفت پیدا کند. این شیفت رنج STATCOM توسط خازن موازی ثابت انجام می گیرد. به منظور بررسی عملکرد STATCOM باید شبیه سازی آغاز شود. برای شبیه سازی از آنجا که مشخص است STATCOM از SVC عملکرد بهتری دارد، بعنوان مثال در عبور توان ۶۰۰ مگاوات به شبکه سراسری عملکرد STATCOM بصورت اشکال (۲-۴۰) و (۲-۴۱) می باشد.



شکل(۲-۴۰) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر اعمال STATCOM



شکل(۲-۴۱) توان خط علی آباد اسفراین در اثر اعمال STATCOM

از آنجا که پیک زاویه ژنراتور حدود ۱۲۰ درجه است، مشخص است که STATCOM پایداری و حد انتقال توان به شبکه سراسری را بیشتر از SVC افزایش می دهد.

به عنوان مثال نمودار توان راکتیو STATCOM درحالت عبور ۶۰۰ مگاوات توان، تغییرات توان راکتیو ۲۰۰+ ، ۸۰- مگاوار را نشان می دهد اگر از خازن موازی برای شیفت رنج کاری بسمت خازنی استفاده نشود، یک STATCOM با ظرفیت ۲۰۰+ مگاوار احتیاج است. اما اگر یک خازن به مقدار ۶۰+ مگاوار استفاده شود استفاده از یک STATCOM ، ۱۴۰ مگاواری کافی است. صرفه جویی در ۴۰ مگاوات توان راکتیو STATCOM از لحاظ اقتصادی بسیار به صرفه است. ظرفیت خازن از رابطه زیر بدست می آید. [۱۵،۱۶]

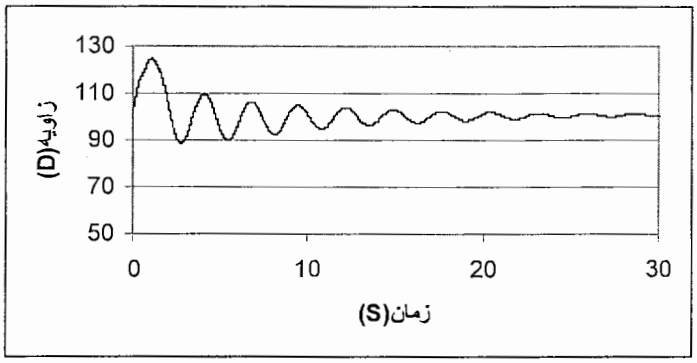
(۲-۲) ۲/(حداکثر ظرفیت سلفی – حداکثر ظرفیت خازنی)= حداکثر ظرفیت خازنی

در مورد این کاربرد:

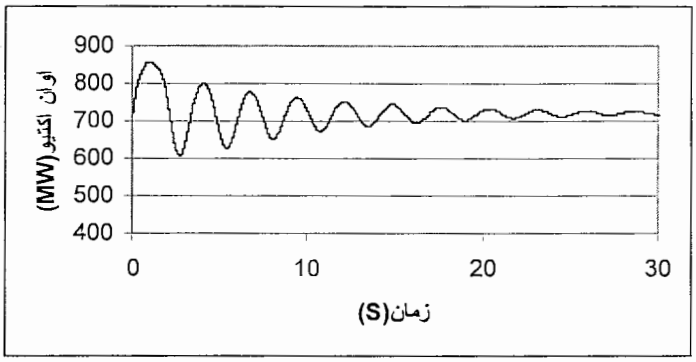
۲۰۰-(۲۰۰-(-۸۰))/۲=۶۰

از آنجا که یکی از دلایل بهتر بودن عملکرد STATCOM نسبت به SVC ، سرعت بالای آن نسبت به SVC است، انتظار می رود عملکرد FC-TCR از SVC بهتر باشد، زیرا سرعت عملکرد بالاتری از SVC دارد. (حدود ۲ برابر) به همین دلیل یک FC-TCR این بار در شبکه در محل SVC قرار می گیرد . کنترلر FC-TCR دقیقاً همان کنترلر SVC است با این تفاوت که دیگر نیازی به تنظیم تعداد بانکهای خازنی نیست. زیرا یک بانک خازنی ثابت به جای بانکهای خازنی موجود است. البته لازم به ذکر است که تلفات FC-TCR از SVC بیشتر است. اما سرعت بیشتری دارد و از آنجا که در این مورد یعنی برای میرا کردن نوسانات توان ارسالی خراسان به شبکه سراسری سرعت عملکرد و شرکت در حالت گذرای سیستم خیلی مهم است، FC-TCR هم در شبکه امتحان می شود تا اینکه مشاهده شود که تا چه حدی می تواند توان انتقالی به شبکه سراسری را افزایش دهد. بهر حال FC-TCR در شبکه بجای SVC قرار می گیرد و رنجی مساوی رنج SVC یعنی ۲۵۰ مگاوار برای آنهم قرار داده می شود توان ارسالی از SVC مقداری احتمالاً بیشتر می شود و نه کمتر به همین دلیل در برای توان ارسالی ۷۰۰ مگاوات و همان خطای ایجاد شده در شبیه سازیهای گذشته عملکرد SVC و FC-TCR مقایسه می شود. با مشاهده نتایج نتیجه می شود که حاشیه پایداری سیستم بدلیل کاهش زاویه

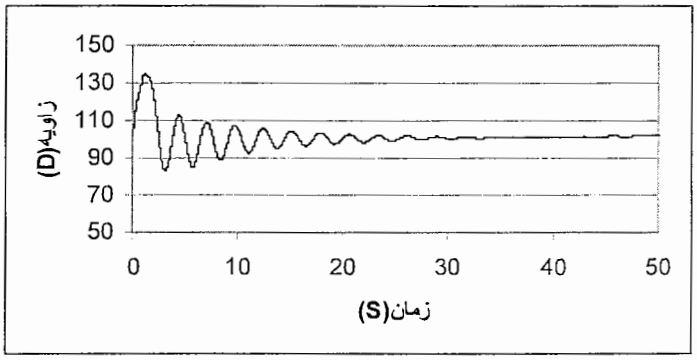
نسبت به SVC در انتقال ۷۰۰ مگاوات بیشتر شده است. حداکثر زاویه برای SVC ، ۱۳۵ درجه بوده و برای FC-TCR ، ۱۱۵ درجه است. بنابراین توسط FC-TCR توانی که بسمت شبکه سراسری انتقال می یابد، کمی بیشتر می تواند افزایش داده شود.



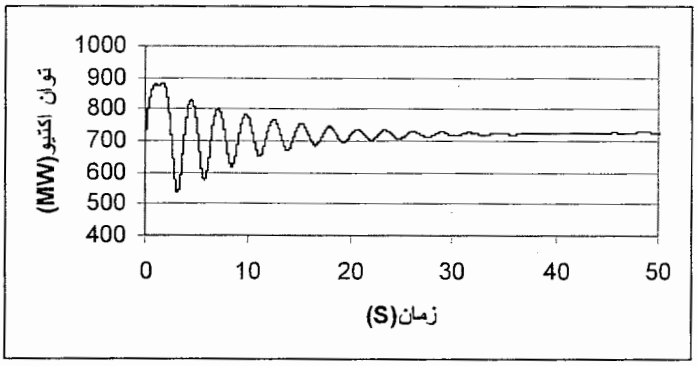
شکل(۲-۴۲) زاویه ژنراتور نیشابور با FC-TCR



شکل(۲-۴۳) توان علی آباد- اسفرین با FC-TCR



شکل(۲-۴۴) زاویه ژنراتور نیشابور با SVC



شکل(۲-۴۵) توان علی آباد- اسفرین با SVC

در هر حال همانطور که بیان شد تلفات FC-TCR از SVC بیشتر است و به همین دلیل برای این کاربرد نسبت به SVC مناسب نیست. زیرا FC-TCR توان انتقالی را فقط ۳۰ مگاوات بیشتر از SVC توانسته است افزایش دهد ولی تلفات را بیشتر خواهد نمود.

۲-۷-۸ کاربرد ادوات سری در میرا کردن نوسانات توان انتقالی به شبکه سراسری

مقالات متعددی راجع به کاربرد ادوات سری در میرا کردن نوسانات توان موجود است. [۴۴، ۴۵، ۴۶، ۴۷، ۵۰، ۵۵] بعبارتی یکی از کاربردهای مهم ادوات سری میرا کردن نوسانات توان است و در بسیاری از موارد فقط به همین دلیل به کار رفته اند. بنابراین به نظر می رسد که ادوات سری برای کاربرد مورد نظر در این بحث مفیدتر باشد و توان انتقالی به شبکه سراسری را بیش از ادوات گذشته افزایش دهد. علت توانایی بیشتر ادوات سری نسبت به ادوات موازی این است که کلاً ادوات سری در رابطه $P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin\delta$ ضریب $\sin\delta$ را یعنی $\frac{V_1 V_2}{X}$ را بیشتر افزایش می دهند زیرا کم کردن X بیشتر از بالا بردن و تثبیت V بر عبارت $\frac{V_1 V_2}{X}$ اثر می گذارد و با کم کردن X، اگر لازم بود که δ در حالت گذرا پس از خطا برای بازیابی انرژی جنبشی ۶۰ درجه جابجا شود، حال که ضریب $\sin\delta$ افزایش پیدا کرده کافی است مثلا ۲۰ درجه تغییر می کند. با استفاده از این قابلیت، زاویه روتور با نوسان حول زاویه پایدار به سرعت انرژی جنبشی و پتانسیل را مساوی کرده و در نتیجه نوسانات را میرا کرده، سنکرونیسم را حفظ می نماید. بنابراین ادوات سری در افزایش پایداری های زاویه روتور یعنی پایداری گذرا و پایداری دینامیکی (میرا نمودن نوسانات توان) بسیار موثر هستند و باید ادوات سری در شبکه خراسان طراحی و جایگذرای شوند تا مشخص شود که به چه میزان حد توانایی انتقال توان را افزایش می دهند. برای جایگذرای ادوات سری در شبکه نیاز به هر چهار مرحله دو و سه و چهار می باشد یعنی ۲- جایابی ۳- طراحی کنترلر ۴- تعیین رنج بهینه .

۲-۷-۸-۱ انتخاب نوع ادوات

ادوات سری جبران کننده خطوط انتقال شامل TCSC ، GCSC، TSSC، SSSC ، SC می باشند. SC اولین جبرانگر سری خطوط انتقال بوده است. اما بدلیل واقعه سال ۱۹۷۰ که در اثر جبران خطوط انتقال توسط SC بوجود آمد، کاربرد آنها با احتمال خطر بزرگ SSR مواجه بوده است و نمی

توان بی توجه به این خطر بزرگ از خازن سری SC در خطوط انتقال استفاده نمود. این خطر که در اثر استفاده از خازن سری ایجاد می شود، وقوع پدیده SSR یعنی نوسانات زیر سنکرون است. علت وقوع این حادثه در فصول قبلی بیان شد. راه حل استفاده از جبران سری خط با آسودگی خاطر از ایجاد خطر بزرگ وقوع پدیده SSR، استفاده از میراکننده NGH یا استفاده از TCSC، GCSC، TSCC یا SSSC برای جبران سری خطوط انتقال است. از میان چهار ادوات FACTS بیان شده در فوق SSSC و TCSC از همه تاکنون کاربرد بیشتری داشته اند. TCSC بعلت استفاده از کلیدهای تریستوری با کموتاسیون خط در قدرتهای بالاتری از GCSC که از کلیدهای GTO استفاده می کند، یافت می شود و همچنین بدلیل کنترل پیوسته امپدانس خط نسبت به TSSC کارآیی بهتری دارد. SSSC عملکردی مشابه TCSC دارد ولی کارآیی آن بدلیل سرعت بالاتر آن و همچنین بدلیل وابسته نبودن خروجی آن به جریان خط، استفاده از TCSC خیلی بهتر است. اما همانطور که مشاهده خواهد شد، TCSC به حد دلخواه می تواند توان انتقالی به شبکه سراسری را افزایش دهد. بنابراین نیازی به شبیه سازی SSSC در شبکه خراسان نیست. هر چند اگر SSSC شبیه سازی شود، رنج کمتری نسبت به TCSC برای همان مقدار انتقال توان نیاز دارد و همان قابلیت را از خود نشان می دهد. ولی با توجه به اختلاف قیمت بین TCSC و SSSC ممکن است به صرفه نباشد. بنابراین از میان ادوات سری، TCSC برای جبران سری خط علی آباد – اسفراین انتخاب می شود تا نوسانات توان انتقالی از خراسان به شبکه سراسری را میرا نماید و ظرفیت انتقال توان به شبکه سراسری را افزایش دهد. همانطور که در بحثهای قبلی بیان شد، طول خط متصل کننده شبکه سراسری و خراسان و ثابت اینرسی ژنراتور معادل شبکه سراسری مهمترین عوامل در ایجاد نوسانات توان هستند. جبران سری خط توسعه TCSC گویی طول خط را می کاهد و جایگذرای آن در شبکه بمانند کاستن از طول خط است. بنابراین در از بین بردن نوسانات توان بسیار موثر است. پس در میان ادوات سری مرحله اول طراحی ادوات FACTS یعنی نوع ادوات FACTS در شبکه انجام شد و TCSC بعنوان جبرانگر سری شبکه انتخاب شد.

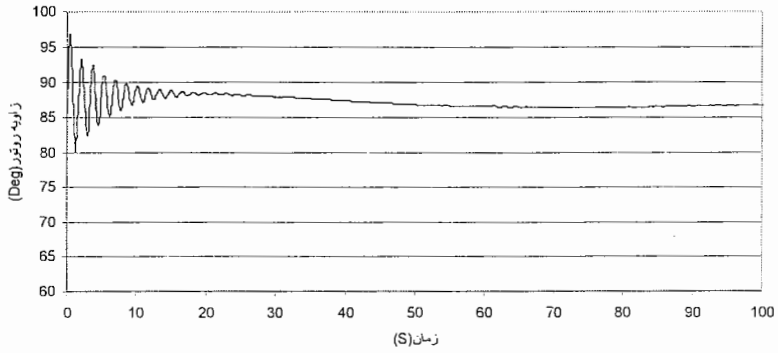
۱- جایابی TCSC: TCSC در کاربردهایی که تاکنون داشته است، معمولاً در خطوط بلند متصل کننده نواحی قدرت بهم نصب می شده است و این مطابق با کاربردی است که در خراسان مد نظر است. شبکه سراسری و خراسان که دو شبکه قدرت هستند، توسط خط بلندی بهم اتصال یافته اند و کاربرد TCSC در این خط مطابق با کاربرد آن در سایر کشورها می باشد. در این کشورها از جبران سری خط جهت مقابله با نوسانات بین ناحیه ای و تقویت خط و افزایش قابلیت انتقال توان خط استفاده شده است. [۴۴، ۴۵، ۴۶ و ۴۷] در خراسان هم هدف از کاربرد TCSC مقابله با نوسانات بین ناحیه ای و افزایش قابلیت انتقال توان خط متصل کننده سراسری و خراسان بوده است. برای جایابی ادوات FACTS باید ابتدا هدف از کاربرد آنها کاملاً روشن شود. در اینجا هدف، کاهش طول خط اسفراین – علی آباد است. بنابراین باید در همین خط نصب شود پس در هر خط دیگری نصب شود

این منظور برآورده نمی شود و در خطی که قرار است طول آن از دید شبکه کوتاهتر باشد، نصب می شود. بنابراین مکان نصب و جایابی بهینه TCSC در شبکه انتقال در خط علی آباد – اسفراین است.

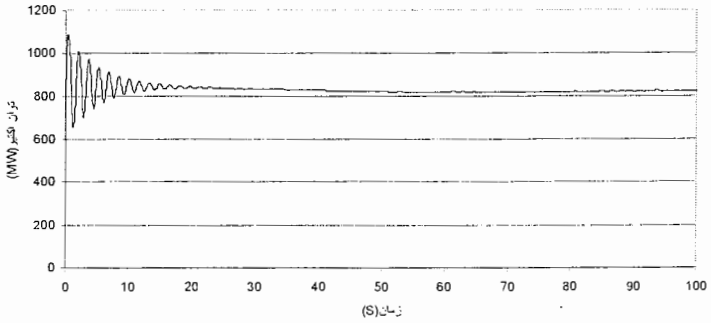
طراحی کنترلر: TCSC ساختاری مشابه SVC دارد. با این تفاوت که بطور سری در شبکه قرار می گیرد. بنابراین ساختار کنترل کننده آن مشابه SVC است ولی چون بجای بانک خازنی، خازن ثابت دارد، در مدار کنترل نیازی به تعیین و فرمان گیت تریستورهای بانکهای خازنی نمی باشد. TCSC مانند FC-TCR است که بطور سری با خط قرار می گیرد در صورتیکه FC-TCR بطور موازی با خط قرار می گرفت و در FC-TCR ولتاژ خط کنترل می شد. ولی در TCSC جریان خط کنترل می شود.

شبیه سازی در شبکه و تعیین ظرفیت بهینه

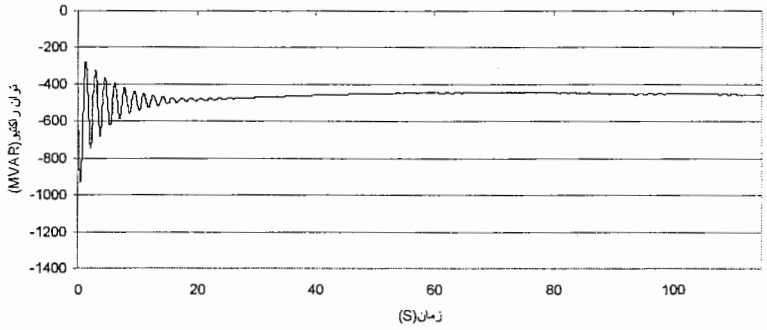
حال باید مرحله شبیه سازی در شبکه انجام گیرد یعنی باید TCSC در جایی که مشخص شده قرار بگیرد، توان ۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه شبکه سراسری منتقل شود و خطایی که در تمام شبیه سازیها در شبکه قرار داده می شد، در شبکه قرار داده شود و نتیجه شبیه سازی مشاهده شود که آیا در اثر ایجاد خطا، اتصال دو شبکه پایدار می ماند؟ به این منظور توان انتقالی به شبکه سراسری به ترتیب به مقادیر ۸۵۰ و۹۵۰ افزایش می یابد. همان خطا در شبکه تکرار می شود و نتایج استخراج می گردد. نتایج برای عبور توان به شبکه سراسری به مقادیر ۸۵۰ و۹۵۰ توسط جبران خط با TCSC در اشکال (۲-۴۶) تا (۲-۵۱) آمده است. اشکال زیر به ترتیب برای جبران توسط TCSC با انتقال توان به سمت شبکه سراسری به ترتیب ۸۵۰ و۹۵۰ می باشد.



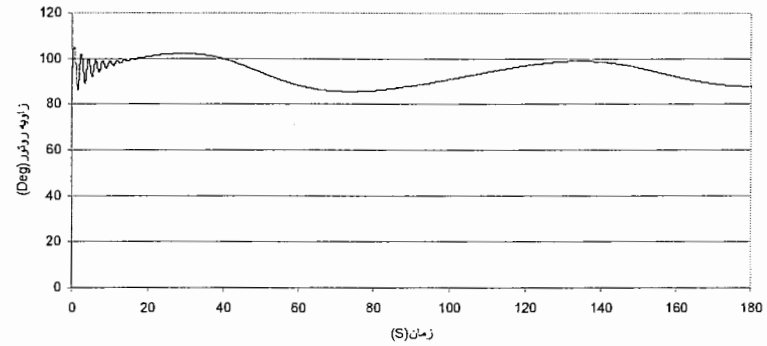
شکل(۲-۴۶) زاویه روتور به ازای عبور توان ۸۵۰ مگاوات توسط TCSC



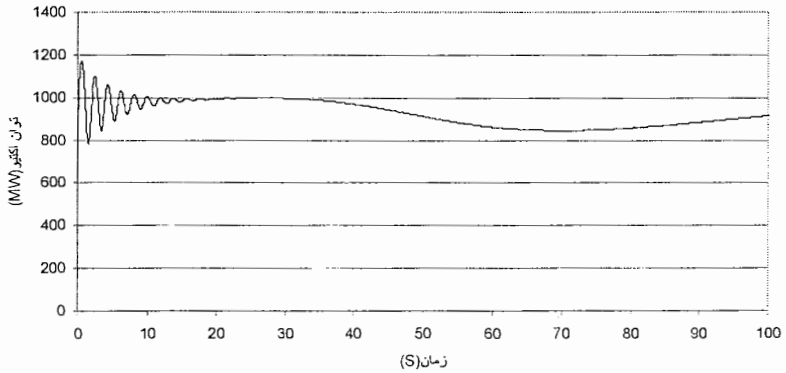
شکل(۲-۴۷) توان اکتیو عبوری از اسفراین-علی آباد به میزان ۸۵۰ مگاوات توسط TCSC



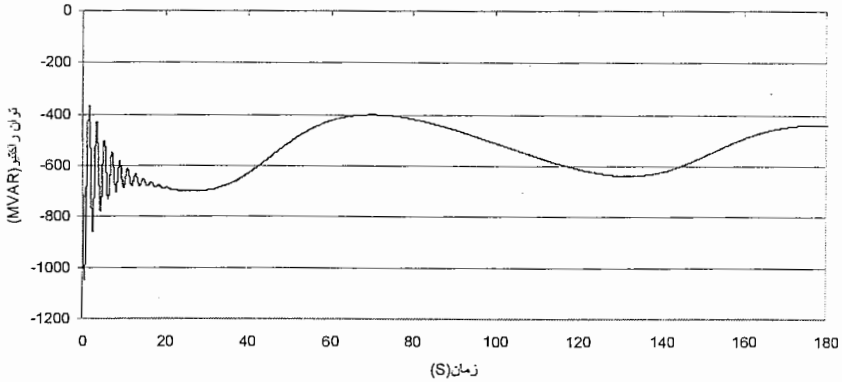
شکل(۲-۴۸) توان راکتیو TCSC به ازای عبور توان ۸۵۰ مگاوات از علی آباد-اسفراین



شکل(۲-۴۹) زاویه روتور ژنراتور نیشابور به ازای عبور توان ۹۵۰ مگاوات از خط علی آباد-اسفراین



شکل(۲-۵۰) توان اکتیو عبوری از خط علی آباد-اسفراین با وجود TCSC



شکل(۲-۵۱) توان راکتیو TCSC به ازای عبور توان ۹۵۰ مگاوات

نکاتی که از شکل های زیر برمی آید عبارتند از :

۱- مشاهده می شود در مورد TCSC، که هر چه توان انتقالی به سمت شبکه سراسری بیشتر می شود، حاشیه پایداری به مقدار کمتری، نسبت به سایر ادوات کمتر می شود. یعنی اینکه مثلاً در مورد کاربرد SVC، با افزایش توان انتقالی حاشیه پایداری سریعاً کم می شود و هر چه توان انتقالی بیشتر شود، حاشیه پایداری سریع کم می شود. در نتیجه با افزایش توان از حدی بیشتر دیگر نمی توان توان انتقالی را افزایش داد. در مورد TCSC هم این حد وجود دارد. یعنی تا حدود ۹۵۰ مگاوات می تواند توان انتقالی به شبکه سراسری را افزایش دهد. اما با افزایش توان ارسالی به شبکه سراسری مثلاً از ۸۵۰ مگاوات به ۹۵۰ مگاوات حاشیه پایداری خیلی کم نمی شود. به همین دلیل تا حدود ۹۵۰ مگاوات می توان توان ارسالی را افزایش داد.

۲- هر چه توان انتقالی به شبکه سراسری افزایش پیدا می کند، رنج TCSC مورد نیاز بیشتر می شود. این مساله برای تمام ادوات صدق می کرد. یعنی همه ادوات با افزایش توان انتقالی به شبکه سراسری رنج بیشتری احتیاج داشتند. مثلاً با افزایش توان انتقالی به ۹۵۰ مگاوات توسط TCSC، رنج TCSC مورد نیاز به ۳۵۰+ مگاوار می باشد.

۳- TCSC می تواند توان این خط انتقال را به ۹۵۰ مگاوات افزایش دهد و قابلیت افزایش انتقال توان خط متصل کننده شبکه سراسری و خراسان را به میزان بسیار زیادی دارد. هر کدام از ادوات تا حد معینی توانستند حد انتقال توان را افزایش دهند. SVC تا ۷۵۰ مگاوات، FC-TCR تا ۷۸۰ مگاوات STATCOM تا ۸۰۰ مگاوات و TCSC تا ۹۵۰ مگاوات . اما با افزایش انتقال توان به شبکه سراسری رنج ادوات زیاد می شود و بررسیهای اقتصادی که در بحثهای ادامه انجام خواهد شد، نشان خواهد داد که با وجود افزایش رنج ادوات FACTS، صرفه اقتصادی و فنی در این است که ادوات FACTS تا آخرین حد انتقال توان ظرفیت خط علی آباد را افزایش دهند.[۴۴،۴۶]

۲-۷-۹ کاربرد UPFC

UPFC قدرتمندترین نوع ادوات FACTS است. UPFC توانایی کنترل دقیق توان اکتیو را دارد و مهمترین توانایی آن بر سایر ادوات همین است. سایر ادوات به روش غیر مستقیم یعنی جبران توان

راکتیو، توان اکتیو را افزایش می دهند. اما UPFC چه در حالت گذرا و چه در حالت ماندگار مستقیماً توان اکتیو را کنترل می کند. UPFC کاربردهای فراوان در حالت گذرا و حالت ماندگار می تواند داشته باشد. از جمله بطور خلاصه به کاربردهای عملی در قالبهای زیر می توان اشاره نمود.

کنترل دقیق توان اکتیو: یکی از مهمترین بحثهای روز شبکه قدرت، بحث بازر برق است. در بحث بازار برق، مساله خرید و فروش برق بین شبکه های قدرت پیش می آید. بنابراین نیاز است که توان الکتریکی بین نواحی قدرت انتقال یابد. اگر اتصال بین شبکه های قدرت از پایداری مناسبی برخوردار باشند و از خط متصل کننده نواحی قدرت بتوان تا حد گرمایی توان عبور داد، صرفه جویی های فراوان اقتصادی و بهینه سازی بزرگی در شبکه قدرت بوجود می آید. توان انتقالی در خط متصل کننده نواحی قدرت بیشتر بخاطر دو عامل پایداری و امپدانس خط محدود می شود. توسط ادوات FACTS هر دو مورد را می توان جبران نمود و توان پایدار بین دو ناحیه برقرار نمود و توان انتقالی بین دو ناحیه را افزایش داد. UPFC اولاً توان را بصورت پایدارتر از همه ادوات ذکر شده انتقال می دهد. ثانیا می تواند توان اکتیو را بطور دقیق و کمی کنترل کند. در تبادل انرژی الکتریکی بین نواحی، این قابلیت بسیار سودمند است. زیرا برق را می توان به ناحیه دیگر با کنترل کامل فروخت. یعنی در هر زمانی بر مقدار کمی توان فروخته شده یا خریداری شده نظارت داشت.

چون مهمترین قابلیت ادوات FACTS که در مورد این مشکل مورد استفاده می باشد، پایدار سازی آنها و میرا ساختن نوسانات توان توسط آنهاست و UPFC قابلیت پایدار سازی بیشتری از بقیه ادوات دارد، به نظر می رسد که از همه بیشتر به کار شبکه خراسان بیاید. اما با مواردی که در ادامه عنوان می شود این نظریه رد خواهد شد. علت اصلی پایدار سازی بیشتر UPFC این است که مستقیماً قابلیت کنترل سریع توان اکتیو در حالت گذرا را دارد و کنترل توان اکتیو هم مساله اصلی در انواع پایداریها است (پایداری سیگنال بزرگ (گذرا)، پایداری سیگنال کوچک (دینامیکی) و پایداری ولتاژ)

۳- هنگامی لازم باشد توان خاصی از مسیر مشخصی عبور کند، کاربرد UPFC یک چاره بسیار مناسب است. بعبارت دیگر UPFC می تواند بر پخش بار تحکم کند سایر ادوات نمی توانند بر پخش بار سیستم به این صورت تاثیر بگذارند. از دیگر کاربردها در این راستا، می توان به تقسیم دلخواه توان بین خطوط منشعب از پست اشاره کرد. اگر لازم باشد که از برخی خطوط توان بیشتری عبور نماید، کاربرد UPFC سودمند می باشد.

۴- UPFC تمام قابلیت های ادوات FACTS که تاکنون بررسی شد را دارد. (مثلاً می تواند کار جبرانگر موازی یا جبرانگر سری را انجام دهد.) اما یک قابلیت بیشتر دارد و آنهم کنترل کمی و دقیق توان اکتیو است.

۵- UPFC علاوه بر کنترل توان اکتیو ولتاژ را هم کنترل می کند و به این صورت نیست که در اثر افزایش توان اکتیو ولتاژ انتهای خط (طرف گیرنده) افت پیدا کند و همچنین UPFC تنها موردی از ادوات FACTS است که نقش مقاومت منفی را هم می تواند بازی کند. سایر ادوات، مثلا ادوات سری

می توانند امپدانس سلفی خط را کنترل کنند. ولی نمی توانند مقاومت اهمی خط را کم کنند. اما UPFC مقاومت اهمی را هم می تواند کم کند.

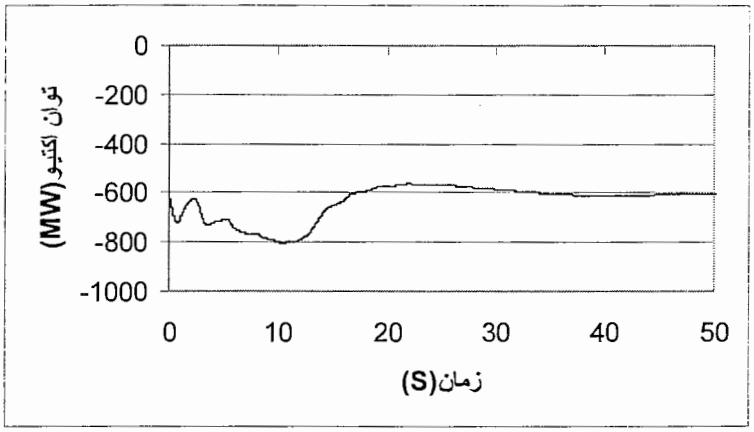
۶- UPFC قیمت بیشتری از ادوات دیگر دارد که البته با توجه به قابلیتهای آن اگر درست در شبکه جایگذرای شود، صرفه جویی اقتصادی فراوان ایجاد می کند. ولی اگر کارآیی مورد نیاز توسط ادوات دیگر قابل قبول باشد اقتصادی تر این است که از آنها استفاده شود و استفاده از UPFC در جایی مقرون به صرفه است که عملکرد خاص UPFC بیشتر مد نظر باشد. در ادامه به طراحی UPFC در شبکه خراسان پرداخته می شود. طبق معمول باید مراحل ۲ و ۳ و ۴ در طراحی ادوات FACTS طی شود. این مراحل شامل جایابی، طراحی کنترلر، تعیین رنج بهینه و شبیه سازی در شبکه می باشند.

۱- جایابی: از UPFC بدلایلی که در ادامه عنوان می شود، در شبکه خراسان در کاربرد بهینه آن نمی توان بهره برد. در اتصال شبکه سراسری و خراسان آنچه مد نظر است، اینست که هر چقدر خراسان توان اضافه دارد به شبکه سراسری منتقل شود. بعبارتی نیازی نیست که توان انتقالی از خراسان به شبکه سراسری دقیقاً و بطور کمی تحت کنترل باشد. بنابراین نمی توان در خط علی آباد – اسفراین UPFC جایگذرای کرد و در محل دیگری از شبکه هم نیاز خاصی به کنترل دقیق و کمی توان اکتیو نیست. اما بدلیل نشان دادن بخشی از قابلیت های UPFC در شبکه، UPFC در محلی از شبکه جایگذرای می شود تا تاثیر UPFC در شبکه از طریق عملکردی مانند STATCOM بررسی شود بعبارتی UPFC در خط ۴۰۰ کیلو وات نیشابور– شادمهر قرار داده می شود تا ولتاژ پست ۴۰۰ کیلوولت نیشابور را کنترل کند و عملکردی حداقل در حد STATCOM داشته باشد. اگر عبور توان خاصی به شبکه سراسری توسط خراسان مد نظر بود، UPFC برای عبور توان به شبکه سراسری مطمئناً باید در خط علی آباد – اسفراین قرار می گرفت تا توان کنترل شده ای به شبکه سراسری بفرستد. اما بنا به دلایلی که در بالا ذکر شد، قابلیت UPFC در کنترل عبور توان بصورت مطمئن در علی آباد – اسفراین مشخص می گردد و توسط UPFC توان فراوانی را می توان از خط شادمهر– نیشابور عبور داد. در صورتیکه بدون UPFC محدودیت عبور توان را پایداری تعیین می کرد. از طرفی از آنجا که UPFC علاوه بر قدرت کنترل عبور توان، می تواند ولتاژ را هم مانند STATCOM کنترل کند، مانند STATCOM در پست ۴۰۰ کیلوولت نیشابور عمل می کند و توان عبوری به شبکه سراسری را به اندازه STATCOM در پست نیشابور می تواند اضافه کند. یعنی اگر UPFC در خط نیشابور– شادمهر هم قرار گیرد، می تواند توان عبوری به شبکه سراسری را تا ۸۰۰ مگاوات افزایش دهد به این منظور و بمنظور آشنایی با طراحی UPFC و عملکرد مورد انتظار آن که در بالا عنوان شد، UPFC برای خط شادمهر– نیشابور طراحی می شود.

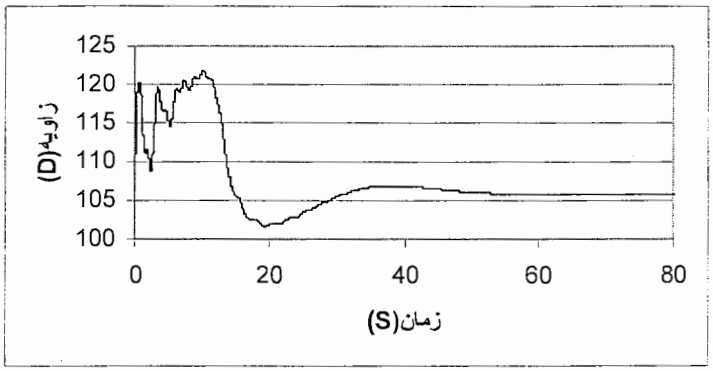
شبیه سازی و تعیین رنج بهینه

در این مرحله باید شبیه سازی آغاز شود به این منظور توان انتقالی به شبکه سراسری ۶۵۰ مگاوات در نظر گرفته می شود و خطای شبیه سازی شده خطای شبیه سازی های گذشته یعنی اتصال کوتاه سه فاز در خط ۴۰۰ کیلوولت توس نیشابور قرار داده می شود. با انجام شبیه سازی نمودارهای

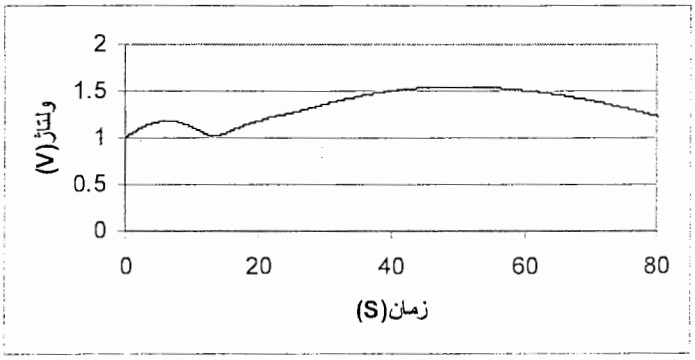
(۲-۵۲)، (۲-۵۳) و (۲-۵۴) حاصل می شود که نشان می دهد حداکثر زاویه ۱۲۰ درجه است. که حاشیه پایداری زیادی است و می توان توان عبوری به شبکه سراسری را هنوز افزایش داد.



شکل(۲-۵۲) عبور توان ۶۰۰ مگاوات توسط UPFC



شکل(۲-۵۳) زاویه ژنراتور نیشابور توسط UPFC



شکل(۲-۵۴) ولتاژ خازن DC توسط UPFC

نتایج فوق نشان می دهد که حداکثر زاویه ژنراتور به ۱۲۰ رسیده است. بنابراین حداکثر توانایی UPFC در حدود STATCOM است. زیرا برای منظور کنترل توان خط علی آباد – اسفراین مانند STATCOM در پست نیشابور عمل می کند. [۵۱،۵۲،۵۶]

۲-۷-۱۰ بررسی اقتصادی و انتخاب راه حل بهینه برای میرایی نوسانات توان

انتخاب راه حل بهینه برای میرایی نوسانات توان به درخواست توان انتقالی به شبکه سراسری شدیداً وابسته است مثلاً اگرشبکه سراسری فقط ۴۰۰ مگاوات نیاز داشته باشد، SVC که براحتی می تواند مشکل را حل کند و قیمت آنهم از تمام ادوات کمتر است. (حدود ۴۰ دلار بر کیلو وار) یا اگر توان به میزان ۹۰۰ مگاوات احتیاج داشته باشد TCSC فقط این قابلیت را دارد. بنابراین برنامه ریزی تولید مشخص می کند که راه حل بهینه کدام است. این برنامه ریزی تولید و انتخاب راه حل بهینه در فصل بعدی که توسعه شبکه انتقال خراسان توسط ادوات FACTS است، بطور تفصیلی بررسی و تحلیل می شود.

فصل ۳

توسعه شبکه خراسان

توسط ادوات FACTS

مقدمه

دو عامل مهم در کشور و هر شبکه قدرتی لزوم توسعه آن را ایجاب می کند. این دو عامل عبارتند از :

۱- رشد جمعیت: در هر کشور که رشد جمعیت مثبت باشد، شبکه قدرت باید توسعه یابد زیرا با رشد جمعیت مصرف برق گسترده تر و بیشتر می شود. بعنوان مثال در کشور ایران که رشد جمعیت مثبت است، یکی از عوامل بزرگی که سبب توسعه شبکه می شود، همین رشد جمعیت است که سبب می شود که انرژی الکتریکی در اقصا نقاط کشور نیاز باشد و انرژی الکتریکی رسیده به نقاط مختلف شهرها و روستاهای مختلف کشور افزایش یابد.

۲- عامل دوم رشد صنعت است. رشد صنعت عامل بسیار مهمی در توسعه شبکه انتقال است. زیرا صنایع، مصرف برق بالایی دارند و رشد صنعت و افزایش صنایع سبب می شود که درخواست برق مصرفی به مقدار قابل توجهی تغییر کند و شبکه انتقال توسعه یابد. قیمت تجهیزات سیستم انتقال قدرت بسیار بالاست و توسعه این سیستم هزینه بسیار زیادی مصرف می کند. بعنوان مثال ۱۰۰ کیلومتر خط ۴۰۰ کیلوولت ده میلیارد و دویست میلیون تومان هزینه دارد که با وجود مشکلات زیست محیطی فراوان هزینه فراوان بجای می گذارد اگر در برنامه توسعه شبکه انتقال، ادوات FACTS استفاده شود و این استفاده بجا باشد، می تواند جلو هزینه های هنگفت استفاده از سایر تجهیزات سیستم انتقال را بگیرد. در ادامه ابتدا مختصری راجع به طراحی و توسعه شبکه انتقال انرژی الکتریکی توضیح داده می شود و نقش ادوات FACTS در طراحی و تقویت شبکه بررسی می شود. سپس در شبکه خراسان طبق برنامه ریزی تولید در دو سال آینده، توسعه شبکه انتقال صورت می گیرد. این توسعه به روش سنتی انجام می گیرد. یعنی همان روالی که تاکنون صورت می گرفته است. سپس توسط ادوات FACTS توسعه شبکه انتقال خراسان مطابق برنامه ریزی تولید کشور، انجام می گیرد. این دو روش توسعه، دقیق و مرحله به مرحله برای سیستم قدرت خراسان با اطلاعات واقعی و دقیق سیستم صورت می گیرد و نتیجه دو طرح توسعه و تقویت شبکه، کاملاً از لحاظ فنی و اقتصادی ارزیابی می شود و صرفه جویی اقتصادی استفاده از ادوات FACTS آشکار می شود.

۱-۳ توسعه شبکه انتقال

همانطور که بیان شد با رشد جمعیت و صنعت، مصرف برق بیشتر می شود. یکی از پیامدهای افزایش مصرف برق ایجاب می کند که شبکه انتقال پستهای جدیدی را در بر بگیرد. رشد جمعیت و صنعت در برخی از نقاط کشورها و افزایش تراکم مصرف در آن نقاط، موجب نیاز به احداث پست انتقال و فوق توزیع در آن مناطق می شود در نتیجه باید تجهیزات پست در آن مناطق نصب شود. و خطوط انتقال گران قیمت لزوماً به سمت آن مناطق احداث شوند. بنابراین یک قسمت از توسعه شبکه انتقال

شامل احداث خطوط جدید برای برق رسانی به پستهای جدید است که در این قسمت ناچاراً یک سری از خطوط جدید احداث شود. ولی بخش اصلی توسعه شبکه انتقال شامل این مورد است که با افزایش مصرف در پستهای انتقال و فوق توزیع، خطوط قبلی شبکه دیگر قادر به جوابگویی به ارسال توان اضافه تر نیستند و برای افزایش انتقال توان باید خطوط جدید احداث شود. احداث خطوط جدید در این موارد به منظور تقویت شبکه می باشد. دلایل زیر می تواند علت محدودیت انتقال توان توسط خطوط قبلی باشد:

۱- محدودیت حرارتی: هر خطی یک حد انتقال توان دارد که این حد، حد حرارتی انتقال توان خط نامیده می شود. حد حرارتی خط حدی است که اگر از آن حد بیشتر توان از خط عبور کند، حرارت ایجاد شده در خط مشکل زا خواهد بود. یکی از موارد بسیار شایع دلیل افزایش ظرفیت خطوط انتقال، مناسب نبودن ضریب توان در خطوط انتقال می باشد در خطوط انتقال بدلیل مقادیر توان زیادی که منتقل می شود، تغییر اندکی در ضریب توان سبب تغییر فراوانی در جریان خط می گردد. بنابراین با کاهش اندکی از ضریب توان، جریان خط به مقدار زیادی اضافه می شود. دلیل مناسب نبودن ضریب توان در خطوط انتقال بدلیل امپدانس سلفی زیاد خطوط است که ضریب توان را افزایش می دهد. در قسمتهای دیگر این فصل به تصحیح ضریب توان در خطوط انتقال اشاره خواهد شد.

۲- عامل دوم که ظرفیت انتقال خطوط انتقال انرژی را محدود می کند. در زیر بیان می شود. همانطور که در مطالب فصول قبل بیان شد توان انتقالی از خط انتقال برابر است با $P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin\delta$. توان انتقالی توسط رابطه فوق (که در خطوط انتقال صادق است) محدود می شود که ممکن است از حد حرارتی انتقال توان خط هم خیلی کمتر هم شود. حتی اگر V_1 و V_2 هم حدود یک پریونیت باشند باز ممکن است که عبارت فوق بدلیل بزرگ بودن X و کم بودن δ، از محدودیت توان حرارتی کمتر باشد. پس عامل دوم محدودیت ظرفیت انتقال توان خطوط انتقال پخش بار سیستم قدرت طبق رابطه فوق می باشد.

۳- عامل سوم محدودیت ظرفیت بهره برداری خطوط انتقال، محدودیت پایداری سیستم قدرت است. نمودار $P-\delta$ از خط انتقال که در شکل (۱-۲) آورده شده را در نظر بگیرید. با افزایش توان حالت ماندگار، δ هم افزایش می یابد در نتیجه مطابق روش سطوح معادل برای سنجش حاشیه پایداری که در فصول قبل مطرح شده حاشیه پایداری گذرا با افزایش δی اولیه، شدیداً کاهش می یابد و در نتیجه توان انتقالی به حد دلخواه در این مورد نمی تواند اضافه شود و محدودیت پایداری گذرا انتقال توان را محدود می کند. یعنی با افزایش P از حدی به بعد، سیستم در معرض ناپایداری گذرا می باشد.

ناپایداری دینامیکی به دلیل بهم خوردن تعادل بین انرژی جنبشی و پتانسیل بر اثر حالت گذرای سیستم، پیش می آید. حالت گذرای سیستم در حین و بعد از خطا، نوساناتی را در متغیرهای سیستم

ایجاد می کند که به دلایل مختلف مانند ثابت اینرسی زیاد نواحی قدرت سیستم، می تواند تعادل میان انرژی جنبشی آزاد شده و انرژی پتانسیل ذخیره شده را بهم بزند و موجب ناپایداری نوسانات گردد. این عامل یعنی محدودیت پایداری دینامیکی، در بسیاری از موارد، توان انتقالی را به مقدار زیادی محدود می کند.

پایداری ولتاژ در اثر افزایش انتقال توان از خطوط انتقال و توزیع، ممکن است که به خطر افتد. مطابق بحث پایداری ولتاژ، هر خط حدی از توانایی انتقال توان دارد که این حد به بار در انتهای خط بستگی دارد حداکثر حد توان انتقالی در حالتی است که امپدانس خط و بار مزدوج هم باشند و مقدارش معادل نصف توان انتقالی در ابتدای خط است. این حد هم ممکن است که از حد حرارتی انتقال توان خط، کمتر شود و یک محدودیت انتقال توان برای خطوط انتقال به شمار رود. البته محدودیت پایداری ولتاژ بیشتر برای فیدرهای توزیع مطرح است.

بنابراین عامل دیگر محدودیت توان انتقالی خط انتقال، محدودیت پایداری های دینامیکی ، گذرا و ولتاژ است.

در عمل انتقال توان خطوط بیشتر توسط عوامل دو، سه و عامل توان راکتیو که در مورد یک اشاره شد، محدود می شود و خط در حد حرارتی نمی تواند توان انتقال دهد. از آنجا که احداث خطوط انتقال جدید برای تقویت خطوط قبلی مخارج بسیار سنگین بجا می گذارد، سعی بر این است که از خطوط انتقال قبلی تا حد حرارتی توان عبور داده شود و از محدودیتهای دو و سه و محدودیت توان راکتیو انتقالی، جلوگیری بعمل آید. اگر توان راکتیو در شبکه جبران گردد، فواید زیر را بهمراه دارد:

۱- ضریب توان خطوط انتقال بالا می رود و در نتیجه مشکل توان راکتیو زیاد انتقالی توسط خط و در نتیجه افزایش بی فایده جریان در خط حل می شود.

۲- در اثر افزایش توان عبوری از خطوط انتقال، ولتاژ در طرف گیرنده افت می کند. در نتیجه طبق رابطه (۱-۸) توان انتقالی شدیداً محدود می شود. با جبران توان راکتیو خطوط انتقال V_1 و V_2 بالا می رود و در نتیجه توان انتقالی بالا می رود و از محدودیت رابطه (۱-۸) تا حدود زیادی رها می گردد. این اثر جبران توان راکتیو خط، مهمترین و موثرترین عامل بر افزایش انتقال توان اکتیو خط است.

۳- جبران سریع توان راکتیو سبب می شود که در هنگام خطا، شرایط عادی سیستم سریعاً بازیابی می شود و سیستم به ناپایداری نرود. بعبارتی باعث می شود که منحنی $P-\delta$ برای شکل (۱-۲)، بهبود یابد. در نتیجه حاشیه پایداری سیستم خیلی زیادتر شود. این عامل در هنگام حل مشکل نوسان توان توسط جبرانگرهای توان راکتیو کاملاً توضیح داده شد که این جبرانگرهای توان راکتیو با افزایش ضریب $\sin\delta$ در رابطه (۱-۶)، اثر تغییر δ در پایداری را خیلی بیشتر می کنند و δ با وجود این عناصر جبرانگر لازم نیست که تغییرات زیادی داشته باشد. در نتیجه پایدار می ماند و حاشیه پایداری زیادی برایش ایجاد می شود. زیرا مثلاً اگر قرار بود δ با تغییر ۷۰ درجه ای از سنکرونیسم

خارج شود با تغییر ضریب $\sin\delta$، با تغییر ۳۰ درجه ای پایدار و سنکرون می ماند و حاشیه پایداری زیادی هم ایجاد می شود.

بنابراین توسط سه عامل فوق سعی می شود که از خطوط تا حد حرارتی بهره برداری شود. اکنون باید دید که چگونه می توان توان راکتیو را جبران نمود. جواب این سئوال اینست که دو روش موجود است:

۱- استفاده از خازن و راکتور با کلیدهای مکانیکی

خازن و راکتور، جبرانگرهای حالت ماندگار سیستم هستند. یعنی در حالت ماندگار ظرفیت انتقال توان توسط خطوط انتقال را می توانند افزایش دهند. بعبارتی دو عامل محدودیت رابطه (۱-۸) و محدودیت توان راکتیو انتقالی را می توانند از پیش رو بردارند. اما عامل محدودیت توان خطوط توسط پایداری را نمی توانند حل کنند و با آن مقابله نمایند. به همین دلیل خازنها و راکتورها در شبکه تا حد مشخصی برای جبران توان راکتیو استفاده می شوند. ولی در توانهای بالای راکتیو نمی توان از خازن راکتور استفاده کرد و خازن بیشتر در پستهای فوق توزیع بکار می رود تا در شبکه انتقال زیرا در شبکه فوق توزیع با پخش توان هر قسمت را بصورت جزئی و محلی می توان توسط خازن جبران کرد. اما در خطوط انتقال اگر جبران راکتیو توسط خازن صورت پذیرد، خازن توان زیادی باید به شبکه تحویل دهد که این توان زیاد موجب کاهش حاشیهٔ پایداری می شود. زیرا بعد از خطا به توان راکتیو خازنی بالا معمولاً نیاز است و خازن فقط ظرفیت مورد نیاز حالت ماندگار را فراهم می کند و توان راکتیو ذخیره ندارد که هنگام خطا آزاد کند بنابراین سیستم دچار ناپایداری می شود. توان راکتیو بالای بعد از خطا به این دلیل نیاز است که مانند یک خازن بزرگ بعد از خطا ولتاژ را بالا ببرد و بازیابی کند اما خازن هنگام خطا هم همان خازن است و همان امپدانس را در حین و بعد از خطا از خود نشان می دهد و هنگام خطا نمی تواند با تولید توان راکتیو زیاد، به پایداری سیستم کمک کند و ولتاژ را بالا ببرد. پس خازن موازی در توانهای بالای شبکه انتقال کارآیی ندارد.

برای حل این مشکل می توان خطوط انتقال احداث کرد که توان اکتیو و راکتیو را متناسب در حالت ماندگار و گذرا انتقال دهد. اما هدف این بود که این خطوط پر هزینه احداث نشود. پس برای شبکه انتقال باید به دنبال جبران اکتیوی بود که بعد از خطا هم بتواند توان راکتیو زیادی تولید کند. بعبارتی ذخیره توان راکتیو داشته باشد. این دقیقاً همان چیزی است که تحت عنوان ادوات FACTS وجود دارد. ادوات FACTS جبرانگرهای حالت گذرا و دائمی توان راکتیو هستند. آنها هنگام خطا و بعد از آن جبران راکتیو سیستم را با سرعت خیلی زیاد انجام می دهند و حالت گذرا را به اختیار خود درمی آورند. این ادوات می توانند توان زیاد راکتیو شبکه انتقال را هم بطور عالی جبران نمایند. بنابراین می توانند ظرفیت بهره برداری خطوط انتقال را تا حد حرارتی افزایش دهند. البته برای استفاده از ادوات FACTS جهت افزایش ظرفیت انتقال خطوط، این ادوات باید بنحو صحیح در شبکه جایگذرای شوند. بعنوان مثال ظرفیت خطی را تا حد حرارتی بالا ببرند که هزینه آنها از هزینه احداث خط جدید کمتر شود. یعنی اینکه انتقال بیشتر توان با احداث خطوط جدید هزینه بیشتری از نصب

ادوات FACTS برای افزایش ظرفیت بهره برداری خط داشته باشد. پس یکی از کارهای اصلی ادوات FACTS افزایش ظرفیت انتقال توان خطوط در شبکه انتقال انرژی الکتریکی است.

کاربرد دیگر این ادوات، کنترل دقیق ، پیوسته و کامل حالت ماندگار شبکه انتقال است. بعنوان مثال ولتاژ را با دقت بسیار بالا در حالت ماندگار در هر پست دلخواه می توانند کنترل کنند. تلفات را در هر خط دلخواه می توانند حداقل نمایند. توان اکتیو عبوری را در هر خط دلخواه می توانند بطور کمی و کیفی کاملاً دقیق کنترل کنند.

در این قسمت ابتدا توضیحی راجع به شبکه خراسان داده می شود. سپس به طراحی ادوات FATCS در شبکه خراسان پرداخته می شود.

شبکه انتقال خراسان حدود صد پست انتقال و فوق توزیع دارد که این پستها در سه سطح ولتاژ ۶۳، ۱۳۲ و ۴۰۰ کیلوولت موجود می باشند. حداکثر مصرف شبکه ۲۲۰۰ مگاوات و حداکثر تولید آن ۲۵۰۰ مگاوات می باشد.

حداکثر توان تولیدی خراسان به شبکه سراسری ۴۰۰ مگاوات می باشد. شبکه انتقال خراسان تا قبل از سال ۱۳۷۷ بطور مستقل بهره برداری می شد. به این معنی که نیروگاه های مشهد، شریعتی، توس، نیشابور، قائن و شیروان بهمراه پستهای ۱۳۲، ۶۳ و ۴۰۰ کیلوولت بطور مستقل عمل می کردند. عملکرد شبکه خراسان به این صورت پایدار بود. اما به دلایل فراوانی که در ادامه بحث ذکر می شود، از سال ۱۳۷۷، شبکه خراسان به شبکه سراسری از طریق خط ۲۷۰ کیلومتری از اسفراین به علی آباد در سطح ۴۰۰ کیلوولت، متصل شد. برای بررسی امنیت شبکه خراسان در حالت گذرا و ماندگار، لازم است که تمام تجهیزات شبکه خراسان ابتدا بطور گرافیکی وارد نرم افزار گردند و بجای شبکه سراسری معادل تونن آن قرار داده می شود. سپس اطلاعات حالت گذرا و ماندگار شبکه برای تمام تجهیزات وارد می شود. در مورد مدار معادل تونن شبکه سراسری، اطلاعات حالت ماندگار مدار معادل تونن شبکه، از اطلاعات اتصال کوتاه پست ۴۰۰ کیلولت علی آباد بدست آمد و در امپدانسهای ژنراتور معادل جایگذاری شد. ولی مورد مهمی که باقی ماند، ثابت اینرسی ژنرانور ایران بود که در رفتار این ژنرانور خیلی مهم بود. همانطور که در ادامه ذکر خواهد شد، با عبور توان بیش از ۳۰۰ مگاوات، حتی در حالتی که در شبکه خطایی رخ ندهد، توان در خط علی آباد اسفراین به نوسان می افتد. این امر مشکلی است که شبکه انتقال خراسان بطور خیلی جدی با آن روبرو است. مشکل این است که توان در خط اسفراین علی آباد به کرات به نوسان می افتد دامنه این نوسانات خیلی شدید می شود و در نهایت دو شبکه از هم جدا می شوند. با شبیه سازی توسط نرم افزار این مطلب روشن می شود که نوسان توان در اثر ثابت اینرسی بالای ژنراتور معادل ایران ایجاد می شود. علت این امر در ادامه مباحث بطور کامل بیان خواهد شد. اما هر چه این ثابت اینرسی بیشتر در نظر گرفته شود، نوسان توان سریعتر رخ می دهد. با توجه به اینکه نوسان توان در اثر افزایش توان انتقالی ایجاد می شود، با تغییر ثابت اینرسی ژنراتور معادل شبکه سراسری، در اثر عبور توانهای مختلف نوسان توان رخ می دهد. بعبارتی هر چه ثابت اینرسی بیشتر لحاظ شود، با عبور توان کمتری نوسانات اتفاق می افتد.

بنابراین مقدار واقعی ثابت اینرسی از آمار آستانه حد توان برای آغاز نوسانات بدست می آید. باجستجو در میان سابقه نوسانات کمترین توانی که تا کنون موجب ایجاد نوسانات شده، ۳۰۰ مگاوات برآورد می شود. بنابراین ثابت اینرسی ژنراتور معادل مقداری قرار داده می شود که با عبور حداقل ۳۰۰ مگاوات، نوسانات توان رخ می دهد. به این ترتیب ثابت اینرسی ژنراتور معادل، ۱۰۰ ثانیه بدست آمد که حدود ۱۵ برابر ثابت اینرسی ژنراتورهای معمولی است. به این ترتیب ثابت اینرسی شبکه سراسری ۱۰۰ ثانیه و امپدانسهای معادل تونن برای ژنراتور معادل شبکه سراسری قرار داده شد و شبکه سراسری به این صورت در حالت گذرا و دائمی شبیه سازی شد.

هدف این است که شبکه انتقال کشور توسط ادوات FACTS تقویت گردد. البته قبل از آن تقویت شبکه قدرت توسط احداث خطوط انتقال تقویت می گردد. این برنامه تقویت شبکه انتقال خراسان کاملاً دقیق است و از روی برنامه ریزی دقیق تولید انرژی الکتریکی کشور که توسط بخش تولید توانیر استخراج شده است، انجام می شود. جهت تقویت شبکه در دو سال آینده، ابتدا برنامه ریزی تولید در دو سال آینده ذکر می شود. این اطلاعات از بخش تولید توانیر دریافت شده و برای ۵ سال آینده موجود می باشد. اما در اینجا فقط برای دو سال، تقویت شبکه انتقال انجام می شود. برای سالهای آینده هم تمام مراحل انجام شده در زیر قابل انجام است.

برنامه ریزی تولید در دو سال آینده، توسط دفتر برنامه ریزی تولید انرژی الکتریکی کشور به صورت زیر تهیه شده است.

توسعه نیروگاه توس:

	سیکل ترکیبی
۱۳۸۵	۱۵۹+۴۷۷
۱۳۸۶	۱۵۹+۱۵۹

توسعه نیروگاه شیروان:

	بخش گاز
۱۳۸۵	۲۶۰
۱۳۸۶	۲۶۰

توسعه نیروگاه قائن:

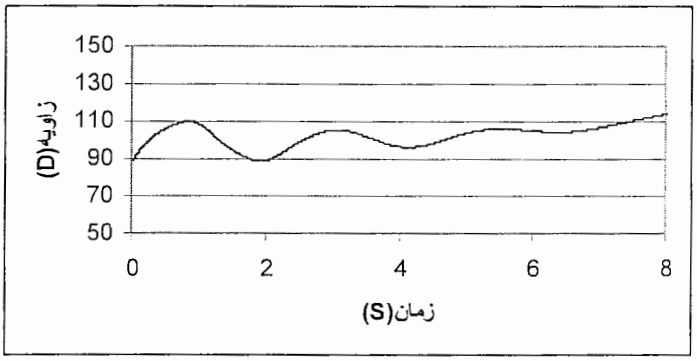
	گازی
۱۳۸۶	۲۶۰

برای تقویت شبکه علاوه بر برنامه ریزی تولید کشور، اطلاعات رشد مصرف هم مورد نیاز است. بطور متوسط رشد مصرف در سراسری ۸/۵ درصد برآورد شده است این عدد تقریبی است و از اطلاعات بار سالهای گذشته استخراج شده است و برای هدف موجود کفایت می کند. بنابراین رشد مصرف توان الکتریکی در دو سال آینده به همین میزان در نظر گرفته می شود.

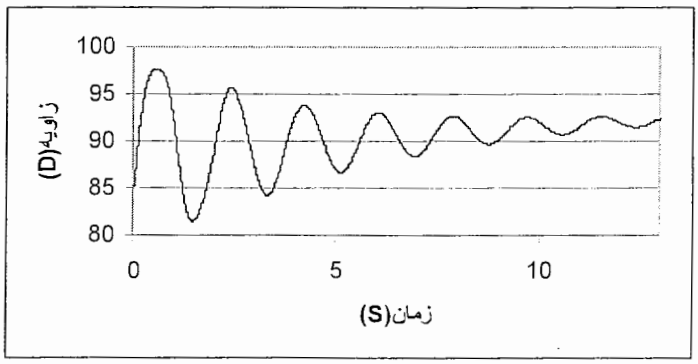
باید ابتدا در سال اول رشد مصرف و افزایش تولید به شبکه اعمال شود. افزایش تولید با افزایش واحدهای نیروگاهی نیروگاه توس و شیروان صورت می گیرد. در این نیروگاه ها در شبکه واحدهای جدید در سال ۸۵، با مشخصات و داده های کامل که از بخش تولید توانیر دریافت می گردد، وارد نرم افزار می شود. جهت اعمال رشد مصرف، تمام بارهای کشور ۸/۵ درصد اضافه می شوند و تولید به میزان ۶۳۶ مگاوات برای نیروگاه توس و ۲۶۰ مگاوات برای نیروگاه شیروان که مطابق با اضافه تولید خراسان تا پایان سال ۸۵ است، اضافه می شود. ابتدا نکته مهمی باید عنوان شود و آن اینست که هدف در این بحث تقویت شبکه انتقال است نه توسعهٔ آن به پستهای جدید یعنی پست جدیدی اضافه نمی شود و فقط بخش تقویت شبکه موجود که بخش اعظم توسعهٔ سیستم انتقال است، مد نظر واقع شده است. در این مرحله پخش بار در شبکه خراسان توسط نرم افزار صورت می گیرد. بر طبق انتظار، یک سری افت ولتاژ در پستها بوجود می آید. نرم افزار افت ولتاژها را دقیقاً لیست می کند و گزارش افت ولتاژ را نشان می دهد. باید اضافه بار خطوط هم بررسی شود. در این مورد نرم افزار تمام خطوط را از لحاظ اضافه بار بررسی می کند و خطوط دارای اضافه بار را به همراه بار آنها نشان می دهد.

از آنجا که نیروگاه شیروان توان زیادی تولید می کند که بخش زیادی از آن باید به سمت شبکه سراسری رود، اضافه بار خطوط و افت ولتاژ شدید در شبکهٔ ۱۳۲ کیلوولت ایجاد می شود. بنابراین مسلم است که نیروگاه شیروان به رینگ ۴۰۰ کیلوولت باید متصل شود. این اتصال با احداث پست ۴۰۰ کیلوولت شیروان و خط ۴۰۰ کیلوولت شیروان – توس برقرار می گردد. با احداث این خط وضع بحرانی شدید در شبکه ۱۳۲ کیلوولت برطرف می گردد. با مشاهده گزارش خروجی نرم افزار براساس تجهیزات دارای اضافه بار مشخص می شود که خط دارای اضافه بار در شبکه موجود نمی باشد. (مشکل اضافه بار ترانسها باید توسط تقویت ترانسها صورت پذیرد). ولی با مشاهدهٔ لیست پستهای دارای افت ولتاژ پی برده می شود که ۲۵ پست دارای افت ولتاژ زیر ۹۵٪ پریونیت می شود. این ولتاژها تا ۰/۸ پریونیت هم رسیده است. اولین اقدامی که باید صورت گیرد اینست که در پستهای فوق توزیعی که نیاز به توان راکتیو کمتر از ۳۰ مگاوار دارند تا ولتاژ آنها به محدودهٔ مناسب برسد، خازن نصب شود. به این منظور به ترتیب در پستهای دارای افت ولتاژ خازن نصب می شود. هر کجا که خازن نصب شده ولتاژ را تنظیم کند و توان راکتیو کمتر از ۴۰ مگاوار تولید کند، خازن نصب می شود با انجام این عمل در شبکه ۶۳ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت و خازن گذاری در سمت ۲۰ کیلوولت ترانسها، مشکل افت ولتاژ برطرف شد. در نهایت با نصب ۲۰۰ مگاوار خازن و احداث ۳ خط ۱۳۲ کیلوولت مشکل افت ولتاژ در کل شبکه حل می شود.

حال باید شبکه از لحاظ پایداری بررسی شود. برای بررسی شبکه از لحاظ پایداری باید به نقاط ضعف شبکه از لحاظ پایداری توجه شود. به این منظور خطاهای شدید معمول تک حادثه در شبکه ایجاد می شود و پایداری ژنراتورها چک می شود. با انجام این عمل تنها یک مورد بسیار بحرانی مشاهده می شود. این مورد از قبل هم مشکل ساز بود. اما با شرایط سال ۸۵، شبکه اصلاً قابل استفاده نمی باشد. زیرا با یک خطای معمولی در شبکه مثلاً اتصال کوتاه تکفاز در خط توس – نیشابور که معمول هم هست، سریعاً اتصال بین شبکهٔ خراسان و سراسری قطع می شود. حتی اگر هیچ خطایی در شبکه رخ ندهد، اتصال بین شبکه سراسری و خراسان بعد از حدود ۱۰ دقیقه قطع می شود. قطع دو شبکه در اثر نوسانات شدید بین ناحیه ای انجام می شود. در شبکه سال ۸۴ در اثر عبور توان بیشتر از ۳۰۰ مگاوات مشکل قطع دو شبکه وجود داشت. ولی در شبکهٔ سال ۸۵ در حالت عادی توان عبوری به سمت شبکه سراسری ۸۵۰ مگاوات است. بنابراین با اجرای دستور شبیه سازی حتی بدون ایجاد خطا مشکل نوسان سریعا رخ می دهد. بنابراین یک خط دیگر ۴۰۰ کیلوولت به سمت شبکهٔ سراسری کشیده می شود. این خط می تواند به موازات خط موجود احداث شود یا به نقطه دیگری از شبکه سراسری کشیده شود. در این شبیه سازی خط دیگر بموازات خط موجود احداث می گردد و مجدداً شبیه سازی صورت می گیرد. همچنان مشکل نوسان توان وجود دارد. نمودارهای (۳-۱)و (۳-۲) مشکل نوسان توان با احداث خط و بدون احداث خط با یک خطای اتصال کوتاه در شبکهٔ ۴۰۰ کیلوولت را نشان می دهد.



شکل(۳-۱) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر احداث یک خط جدید در سال ۸۵

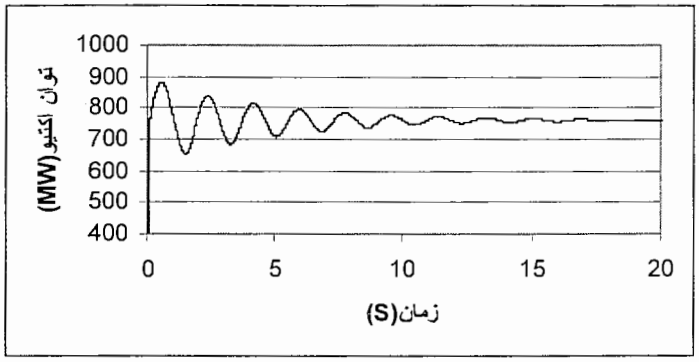


شکل(۳-۲) زاویه ژنراتور نیشابور در اثر احداث دو خط جدید در سال ۸۵

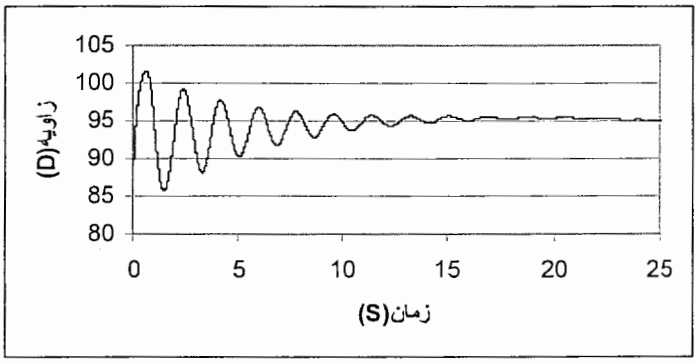
با احداث خط جدید به سمت شبکه سراسری مشکل حل نشد و هنوز باید یک خط جدید دیگر احداث شود. این بار باید خط ۴۰۰ کیلوولت از پست نیشابور به پست جدید ۴۰۰ کیلوولت سبزوار کشیده شود و از پست ۴۰۰ کیلوولت سبزوار، خطی به سمت شاهرود کشیده شود. با احداث این خط ها در نرم افزار و انجام شبیه سازی مطابق شکل (۳-۴) و (۳-۳) مشکل کاملاً برطرف می گردد. بنابراین حل مشکل نوسان توان در سال ۸۵ به ایجاد پست ۴۰۰ کیلوولت سبزوار و احداث (۱۰۰+۲۵۰+۲۷۰) کیلومتر خط ۴۰۰ کیلوولت منجر شد که هزینه بسیار هنگفتی بجا می گذارد. بنابراین مشکل سال ۸۵ با ۲۰۰ مگاوار خازن و سه خط ۱۰۰ و ۲۵۰ و ۲۷۰ کیلومتری ۴۰۰ کیلوولت حل شد.

حال به برنامهٔ سال ۸۶ رسیدگی می شود تولید تا پایان سال ۸۶ قرار است ۳۱۸ مگاوات در نیروگاه توس و ۲۶۰ مگاوات در نیروگاه شیروان و ۲۶۰ مگاوات به تولید در نیروگاه قائن اضافه شود و رشد مصرف هم طبق روش تقریبی، ۸/۵ درصد میزان مصرف سال ۸۵ در نظر گرفته می شود. حال باید مجدداً پخش بار صورت گیرد که خطوط دارای اضافه بار و پستهای دارای افت ولتاژ مشخص گردد. با مشاهدهٔ نتایج پخش بار مشخص می شود که سه خط شبکه ۶۳ کیلوولت و دو خط در شبکه ۱۳۲ کیلولت دارای اضافه بار شده اند و ۱۱ پست دارای افت ولتاژ شده اند. مجددا عملیات نصب خازن تا حد ۴۰ مگاوار برای هر پست فوق توزیع صورت می گیرد و اضافه بار در خطوط ۱۳۲ کیلوولت و ۶۳ کیلوولت برطرف می شود اما یک خط ۶۳ کیلوولت دارای اضافه بار می ماند. احداث یک خط ۶۳ کیلوولت بطول ۶۰ کیلومتر کفایت می کند و با نصب ۱۰۰ مگاوار خازن در ۲۴ پست مشکل افت ولتاژ حل می شود و ولی باید یک خط ۶۳ کیلوولت جدبد برای تقویت خطوط جدید احداث شود. نکته قابل توجه این است که در سال ۸۶ با نصب مجدد خازنها، در برخی از پستها از جمله پست ۱۳۲ کیلوولت سبزوار توان راکتیو تزریقی خازنی به بیش از ۴۵ مگاوار می رسد. و این مساله از حاشیه پایداری سیستم می کاهد و این یک نکته منفی در این طراحی خواهد بود. این مشکل با نصب خطوط جدید قابل حل است ولی از آنجا که شبیه سازیها برای این وضعیت، مشکل پایداری در کشور بطور شدید نشان نمی دهد، از احداث خط صرفنظر می شود. بنابراین حل مشکل حالت ماندگار در سال ۸۶ توسط احداث یک خط ۶۳ کیلوولت بطول ۶۰ کیلومتر و ۱۰۰ مگاوار خازن می شود. حال به بحث پایداری سیستم پرداخته می شود. در بحث پایداری سیستم باید توجه شود که تا پایان سال ۸۶ توان ارسالی به شبکه سراسری حدود ۱۴۰۰ مگاوات می باشد. این توان، از جمع توان نامی واحدهای تولیدی و اختلاف آنها با مقدار مصرف در سال ۸۶ بدست آمده است. اگر توان هر خط به سمت شبکه سراسری حدود ۳۰۰ مگاوات در نظر گرفته شود (که تاکنون همین طور بوده است زیرا یک خط، تا ۳۰۰ مگاوات توان به سمت شبکه ایران می توانست انتقال دهد و با دو خط تا ۶۰۰ مگاوات به آن شبکه می تواند انتقال دهد.) اکنون برای عبور ۱۴۰۰ مگاوات احداث یک خط دیگر نیز ضروری است این خط موازی با خط از نیشابور به سبزوار و از سبزوار به شاهرود می تواند احداث شود.

توجه شود که از ۴ خط هر کدام با ظرفیت ۱۵۰۰ مگاوات استفاده می شود تا ظرفیت ۱۴۰۰ مگاوات به شبکه سراسری انتقال یابد. با ایجاد همان خطای اتصال کوتاه سه فاز در خط ۴۰۰ کیلوولت توس– نیشابور و برقرار ساختن توان ۱۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری، مشاهده می شود اتصال دو شبکه حفظ می گردد.



شکل(۳-۳) توان اکتیو عبوری گذرنده از یک خط دو مداره از سه خط جدید به شبکه سراسری



شکل(۳-۴) زاویه ژنراتور نیشابور با احداث سه خط جدید به شبکه سراسری

بنابراین در سال ۸۶ برای حفظ پایداری شبکه نیاز به احداث خط ۴۰۰ کیلوولت بطول (۳۵۰=۱۰۰+۲۴۰) کیلومتر می باشد. احداث این خطوط به یکی شدن دو شبکه یعنی خارج شدن از حالت دو شبکه مستقل بیشتر می شود و توان ارسالی بیشتر می تواند باشد. احداث خطوط ۴۰۰ کیلوولت ۱۴۰ (نیشابور-اسفراین) ، ۲۷۰ (اسفراین- علی آباد)، ۱۰۰ (نیشابور سبزوار)(دو مداره)،۲۴۰ (سبزوار شاهرود)(دومداره) کیلومتری حداقل خطوطی است که باید احداث شود تا توان ۱۴۰۰ مگاوات بتواند به سمت شبکه ایران انتقال یابد. اما توسط ادوات FACTS و احداث یک خط همانطور که بیان خواهد شد می توان تا توان حدود ۲۰۰۰ مگاوات را با وجود پایداری کامل به سمت شبکه ایران انتقال داد. کلاً تا پایان سال۱۳۸۶، یک خط ۶۳ کیلوولت بطول ۶۰ کیلومتر و خط ۴۰۰ کیلوولت بطول ۳۵۰ کیلومتر احداث شد و ۱۵۰ مگا وار خازن در پستهای فوق توزیع نصب گردید.

اکنون توسط ادوات FACTS در این دو سال تقویت خطوط انتقال برنامه ریزی می شود و نتایج این روش با نتایج روش قبلی مقایسه می شود و قدرت صرفه جویی اقتصادی و فواید فراوان فنی این ادوات در شبکه نمایان می گردد.

۳-۲ تقویت شبکهٔ خراسان توسط ادوات FACTS

در این قسمت تمام مراحل قبلی طی می شود اما در هر مورد مشکل توسط ادوات FACTS حل می شود. ابتدا تقویت شبکه در سال ۸۵ انجام می گیرد. همانطور که گفته شد با شبیه سازی شبکه در سال ۸۵، ۲۵ پست دارای افت ولتاژ می شود. مشکل توسط نصب خازن برطرف می شود. برای بررسی پایداری، در خط توس– نیشابور اتصال کوتاه سه فاز ایجاد می شود و زمان رفع خطا زون یک رله های دیستانس قرار داده می شود. در قسمت قبلی مشاهده شد که بدون خطا هم سریعا نوسان رخ می دهد. علت نوسان توان در این خط افزایش توان خط به بیش از ۳۰۰ مگاوات است. راه حل این مشکل توسط ادوات FACTS نیز بیان شد.

حال که کارایی تمام ادوات مورد نظر مشخص شد، باید دید که کدام از لحاظ اقتصادی و فنی به صرفه ترین است.

حد انتقال توان هر کدام از ادوات مطابق بحث بالا بقرار زیر است:

تجهیز	حد انتقال توان (مگاوات)
خط	۳۰۰
PSS	۵۵۰
SVC	۷۵۰
FC-TCR	۷۸۰
STATCOM	۸۰۰
TCSC	۹۵۰
UPFC	۸۰۰

جدول (۳-۱)

در سال ۱۳۸۵ مطابق برنامه ریزی تولید، انتقال ۸۵۰ مگاوات به شبکه سراسری الزامی است. از میان ادوات فوق فقط TCSC، این قابلیت را دارد. تا پایان سال ۸۵، مقایسه زیر نشان می دهد که TCSC از لحاظ اقتصادی به صرفه ترین ادوات است.

از آنجا که در سال ۸۵ نیروگاه شیروان توسعه زیادی دارد، و پست ۴۰۰ کیلوولت دارد. جهت انتقال توان این نیروگاه باید پست ۴۰۰ کیلوولت شیروان و خط ۴۰۰ کیلوولت شیروان- توس احداث گردد. طول این خط، ۱۰۰ کیلومتر است. از آنجا که هر خط ۴۰۰ کیلوولت، ۳۰۰ مگاوات توان اکتیو به سمت شبکه ایران می تواند انتقال دهد، برای انتقال ۸۵۰ مگاوات نیاز به وجود (۸۵۰/۳=۳۰۰) سه

خط به سمت شبکه سراسری می باشد. از آنجا که در سال ۸۴ یک خط ۴۰۰ کیلوولت به سمت شبکه سراسری موجود است، نیاز به احداث دو خط دیگر به سمت سراسری خواهد بود. یک خط از پست ۴۰۰ کیلوولت سبزوار به پست ۴۰۰ کیلوولت شاهرود کشیده می شود که طول آن ۲۴۰ کیلومتر است. خط دیکری نیز بین نیشابور و سبزوار احتیاج است. که توان تولیدی توس را به شبکه سراسری انتقال دهد. با کشیدن خط فوق به صورت دو مداره، انتقال توان ۸۵۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری ممکن خواهد بود.

احداث هر کیلومتر خط ۴۰۰ کیلوولت هزینه ای معادل ۱۲۰ میلیون تومان دارد، هزینه احداث این دو خط عبارت است از:

۲*(۱۰۰+۲۴۰)*۱۲۰۰۰۰۰۰۰=۸۱۶۰۰۰۰۰۰۰

پس برای احداث دوخط فوق نیاز به هزینه فوق و گذشت زمان زیادی جهت بهره برداری از این خطوط می باشد.

روش دوم استفاده از ادوات FACTS است. اگر قرار باشد که هیچ خطی احداث نشود، تنها نوعی از ادوات FACTS که می تواند توان ۸۵۰ مگاوات را عبور دهد، TCSC می باشد. جهت انتقال چنین توانی بدون احداث خط، مطابق نتایج فصل ۲، استفاده از یک TCSC ی ۲۴۰ مگاوار احتیاج است. با توجه به اینکه قیمت هر مگاوار TCSC ۶۰۰۰۰ دلار است، هزینه مورد نظر عبارت است از:

۸۵۰*۷۰۰۰۰*۲۴۰=۱۴۲۸۰۰۰۰۰۰

اگر از ادوات دیگر استفاده شود، نیاز به احداث یک خط ۴۰۰ کیلوولت بطول حدود ۴۰۰ کیلومتر احتیاج است. محاسبات سرانگشتی نشان می دهد که احداث این خط ۴۰۰ کیلوولت از قیمت TCSC ی ۲۴۰ مگاوار بیشتر است. بنابراین با توجه به افزایش تولید و مصرف در سال ۸۵، استفاده از یک TCSC در سال ۸۵ در خط علی آباد- اسفراین به صرفه ترین راه اقتصادی است. در سال ۸۶، مطابق برنامه ریزی تولید ارائه شده توسط توانیر و رشد مصرف ۸,۵ درصدی، انتقال توان به شبکه سراسری حدود ۱۴۰۰ مگاوات خواهد بود. در نتیجه روشهای زیر را برای انتقال این توان می توان اتخاذ کرد:

۱- وجود ۴ خط: به شبکه سراسری: با توجه به مطالب فوق، هر خط تا حدود ۳۰۰ مگاوات به سمت شبکه ایران می تواند انتقال دهد و با احداث سه خط جدید توان ۱۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری قابل انتقال است. این سه خط به صورتهای زیر باید احداث شوند.

الف) دو مداره کردن خط نیشابور اسفراین و اسفراین علی آباد مجموع طول این خطوط ۳۸۰= ۱۱۰+۲۷۰ کیلومتر می باشد.

ب) احداث خطی دو مداره از پست ۴۰۰ کیلوولت نیشابور به سبزوار و احداث خطی دو مداره از پست ۴۰۰ کیلوولت سبزوار به پست ۴۰۰ کیلوولت شاهرود. مجموع طول این خطوط ۷۲۰=۲*(۲۴۰+۱۲۰) می باشد.

هزینه احداث این سه خط، عبارت است از: (طول متوسط این خطوط ۳۷۰ کیلومتر است.)

۱۲۰۰۰۰۰۰۰*۳*۳۷۰=۱۳۳۲۰۰۰۰۰۰۰

۲- برای حل مشکل توسط ادوات FACTS، لزوما یک خط دیگر باید احداث شود. و از هر خط باید توان ۷۰۰ مگاوات عبور نماید. با توجه نهایت عبور توان به سمت شبکه سراسری توسط هر یک از ادوات FACTS، استفاده از دو SVC، به صرفه ترین حالت است. زیرا SVC ارزانترین ادوات FACTS است. اما در سال ۸۵ استفاده از TCSC به صرفه ترین حالت بود. به این منظور ابتدا باید همه هزینه ها به سال ۸۶ برده شود. ابتدا هزینه در سال ۸۵ برای استفاده از یک TCSC و حالت دیگر یعنی احداث یک خط و استفاده از SVC.

هزینه استفاده از یک خط و یک SVC ی ۱۰۰ مگاواری: (خطوط سبزوار-نیشابور و سبزوار-شاهرود)

(۲۴۰+۱۱۰)*۱۲۰۰۰۰۰۰۰+۸۵۰*۱۰۰۰*۴۰*۱۰۰=۴۵۴۰۰۰۰۰۰۰

حال هر دو این هزینه ها به سال ۸۶ برده می شود. (نرخ تورم ۱۲ درصد در نظر گرفته شده است.)

۱,۱۲*۱۴۲۸۰۰۰۰۰۰۰=۱۵۹۹۳۶۰۰۰۰۰

هزینه استفاده از یک خط و یک SVC ی ۱۰۰ مگاواری در سال ۸۶:

۱,۱۲*۴۵۴۰۰۰۰۰۰۰=۵۰۸۴۸۰۰۰۰۰

اما در سال ۸۶ باید از دو TCSC استفاده نمود و نمی توان از یک TCSC و یک SVC استفاده کرد. زیرا خطی که TCSC دارد، توان ۹۰۰ مگاوات به شبکه سراسری انتقال می دهد و SVC توان ۵۰۰ مگاوات. این امر به دلیل امپدانس نابرابر خط و TCSC و خط بدون TCSC است.

واین مورد از لحاظ تلفات بهینه نیست و ظرف چند سال هزینه انرژی تلفاتی چند برابر اختلاف قیمت دو TCSC و یک SVC بهمراه یک TCSC خواهد بود. دلیل این امر عبارتست از:

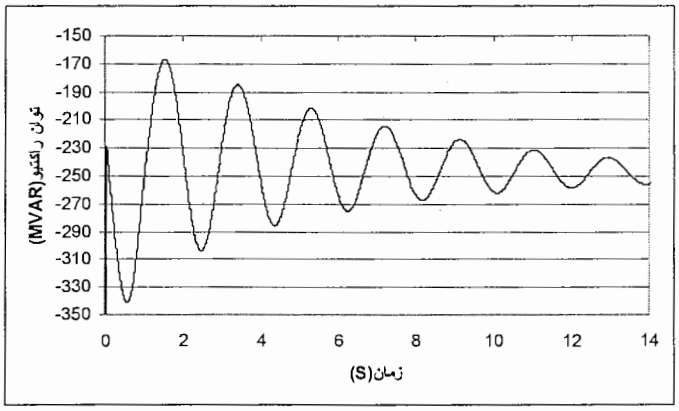
$$I_1 + I_2 = I$$

$$Loss = R(I_1)^2 + R(I_2)^2$$

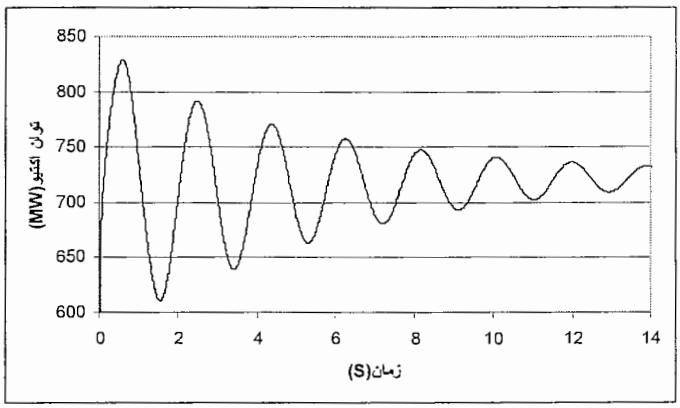
$$\frac{dLoss}{dI_1} = 0 \Rightarrow R(4I_1 - 2I) = 0 \Rightarrow I_1 = I_2 = I/2$$

(I_1 و I_2 جریانهای هر کدام از خطوط به سمت شبکه سراسری و I مجموع آنهاست که ثابت است و به مجموع توان عبوری به سمت شبکه سراسری بستگی دارد.)

بنابراین استفاده از دو TCSC در سال ۸۶ لازم است که هر کدام مطابق شکل های (۳-۵) و(۳-۶)، ظرفیتی معادل ۱۸۰ مگاوار باید داشته باشد. ولی در صورت استفاده از دو SVC در مکانهای بهینه، شبیه سازی در شکل (۳-۷) نشان می دهد که هر SVC توان ۲۵۰ مگاوار ظرفیت لازم دارد. بنابراین مقایسه قیمت در سال ۸۶ عبارت خواهد بود از: (نرخ تورم در سال ۸۶، برابر ۱۲ درصد در نظر گرفته شده است که میانگین تورم در ۵ سال اخیر می باشد.)



شکل(۲-۵) توان راکتیو عبوری یکی از TCSC ها با عبور توان ۷۰۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری



شکل(۳-۶) توان اکتیو عبوری یکی از TCSC ها با عبور توان ۷۰۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری

قیمت روش استفاده از SVC:

۵۰۸۴۸۰۰۰۰۰۰۰ + (۱۸۰+۲۵۰)*۴۰۰۰۰*۸۵۰=۶۲۰۶۸۰۰۰۰۰۰

عدد ۸۰+۲۵۰، افزایش ظرفیت SVC های مورد نیاز (دو SVC ی ۲۵۰ مگاواری) است.

قیمت روش استفاده از TCSC:

۶۴۵۳۸۶۰۰۰۰۰=۱۶۹۹۳۶۰۰۰۰۰*۱۱۰+۸۵۰*۷۰۰۰۰*۱۱۰+۱۲۰۰۰۰۰۰۰(۱۱۰+۲۴۰)*

علت قرار دادن توان ۱۱۰ برای TCSC این است که فرض می شود از TCSC استفاده شده در سال ۸۵، ۷۰ مگاوار اضافه ظرفیت، قابل انتقال به خط جدید احداث شده در سال ۸۶ به سمت شبکه سراسری می باشد. خطوط ۱۱۰ و ۲۴۰ کیلومتری بترتیب خطوط سبزوار- نیشابور و سبزوار- شاهرود می باشند.

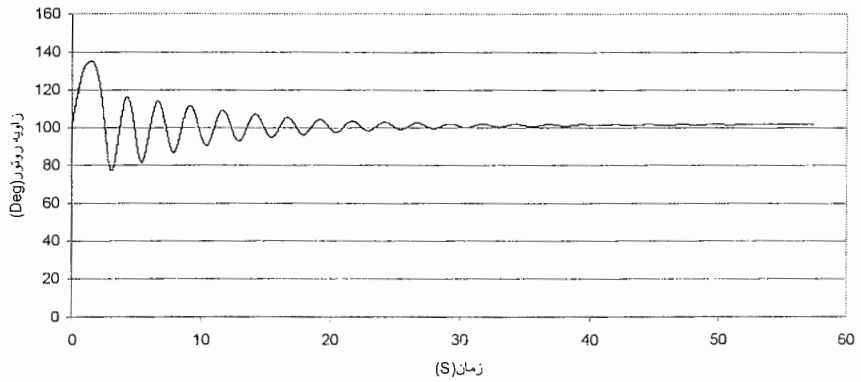
بنابراین نتیجه می شود که استفاده از دو SVC بهترین حالت استفاده از ادوات FACTS برای انتقال توان تا پایان سال ۸۶ ست. به همین ترتیب برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال را برای هر چند سال مورد نظر می توان انجام داد. و با استفاده بجا و مناسب از ادوات FACTS هزینه فراوان توسعه شبکه را کاهش داد و بهره برداری از شبکه را با قابلیت امنیت و قابلیت اطمینان بیشتر انجام داد.

۳-۳ طراحی کامل دو SVC برای شبکه تا پایان سال ۸۶

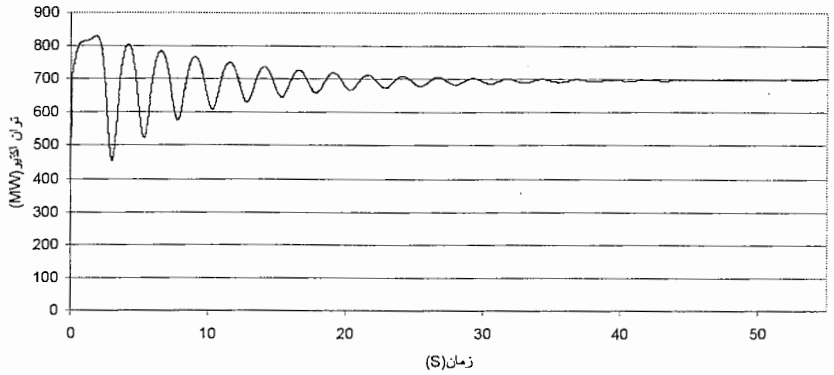
پس از انتخاب نوع ادوات، مرحله دوم طراحی ادوات FACTS، جایابی است. در مورد جایابی قبلا بحث شد. همانطور که در مورد طراحی یک SVC بیان شد، به منظور جبران پایداری، SVC در محلی قرار داده می شود که تغییرات ولتاژ در اثر نوسانات توان بیشترین مقدار را دارد و بدترین حالت گذرا برای ولتاژ وجود دارد. از آنجا که شبیه سازی نشان می دهد که در اثر ایجاد نوسانات، بیشترین تغییرات در ولتاژ نیروگاه نیشابور و شیروان وجود دارد، دو SVC در این دو مکان قرار داده می شود. بنابراین یک SVC در نیروگاه نیشابور و یکی در نیروگاه شیروان قرار داده می شوند.

مرحله سوم در طراحی ادوات FACTS، طراحی کنترلر می باشد. ساختار کنترلر همان ساختار کنترلر SVC در طراحی قبلی است. ولی در این ساختار، پارامترهای کنترلر فرق می کند. یکی از راههای تعیین پارامترها، تنظیم پارامترهای کنترلر PI است، که هسته اصلی کنترل کننده است. این روش، در طراحی های قبلی هم استفاده شده است. ولی از آنجا که دو SVC استفاده شده، ابتدا باید مراحل طراحی کنترلر همزمان برای هر دو کنترلر انجام گردد یعنی دو کنترل کننده PI همزمان طراحی شود.

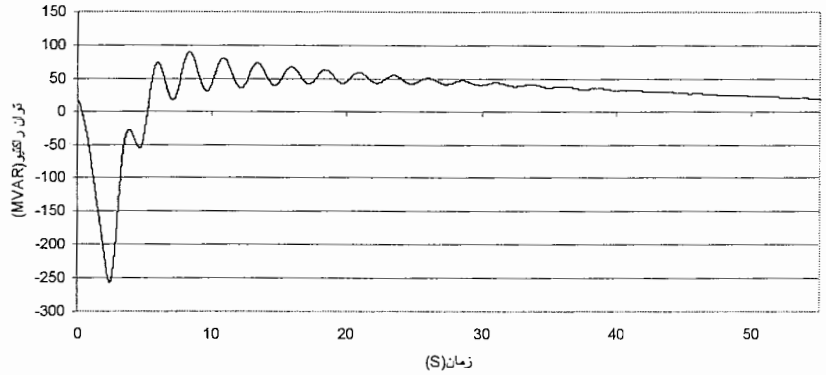
قسمت چهارم در طراحی، مربوط به مربوط به تعیین رنج و برآورد عملکرد در شبکه است. به این منظور توان ۱۴۰۰ مگاوات به سمت شبکه سراسری روانه می شود و خطای قبلی در شبکه ایجاد می شود. ابتدا رنج SVC، زیاد مثلا ± 800 مگاوار در نظر گرفته می شود. پس از انجام شبیه سازی نمودار توان راکتیو SVC، رنج مورد نیاز آن را نشان می دهد. به این ترتیب SVC، قادر به عبور توان دلخواه با حاشیه پایداری بسیار مناسب دلخواه به سمت شبکه سراسری است. نمودارهای (۳-۵)، (۳-۶) و (۳-۷) توانایی عالی SVC ها را در عبور مطمئن توان نشان می دهد.



شکل(۳-۷) زاویه روتور ژنراتور نیشابور با توان عبوری از خط علی آباد-اسفزاین به میزان ۱۴۰۰ مگاوات توسط دو SVC



شکل(۳-۸) توان اکتیو عبوری از علی آباد-اسفراین به میزان ۷۰۰ مگاوات با وجود SVC



شکل(۳-۹) توان راکتیو SVC در نیروگاه نیشابور به ازای توان ارسالی به سمت شبکه ایران به میزان ۱۴۰۰ مگاوات

همانطور که توضیح داده شد، بهترین انتخاب برای شبکه با در نظر گرفتن برنامه تولید تا سال ۱۳۹۰، کاربرد دو SVC بطور توضیح داده شده می باشد. بررسی اقتصادی، کارایی فراوان این انتخاب را نشان داد.

همانطور که مشاهده می شود، هزینه روش استفاده از ادوات FACTS برای طراحی و تقویت شبکه، ۴۰ درصد هزینه روش احداث خطوط برای طراحی شبکه خراسان است. همچنین مدت زمان، از امضای قرارداد تا بهره برداری از ادوات FACTS بین ۱۲ تا ۱۵ ماه است. در صورتیکه احداث خطوط مدت خیلی بیشتری بر حسب طول خط (که در اینجا خطوط بلند مطرح بود،) بطول می انجامد. علاوه بر این، احداث خطوط مشکلات زیست محیطی بسیار زیادی ایجاد می کند که در بعضی موارد احداث خط را مختل می کند. بنابراین استفاده از این ادوات صرفه اقتصادی بسیار زیادی ایجاد می کند و استفاده از آنها برای شبکه قدرت خراسان واجب و اساسی بشمار می رود.[۵۸]

نتایج و پیشنهادات

از آنجا که ادوات FACTS در بسیاری از کشورها مشکلات شبکه های قدرت را حل نموده است و بهینه سازی زیادی را در شبکه های قدرت باعث شده است، در هر شبکه قدرتی لازم است تا در این زمینه بررسی صورت گیرد و ادوات FACTS در شبکه نیاز سنجی شود. در شبکه خراسان نیز این بررسیها صورت گرفت و ادوات FACTS برای حل مشکل پایداری بکار گرفته شد و بهره های اقتصادی فراوان بدنبال داشت. علاوه بر این در زمینه ادوات FACTS هم مطالعه کامل صورت گرفت که کدامیک از ادوات FACTS و با چه مشخصاتی استفاده شود تا این ادوات در حالت بهینه بکار گرفته شود.

در ادامه این پروژه، می توان به ترکیب PSS و ادوات FACTS اشاره کرد که در بسیاری از مقالات بطور تئوری بحث شده است [۱،۲،۵۷] و در اینجا بطور عملی در شبکه خراسان شبیه سازی شود و نتایج مشابه حالت استفاده از ادوات FACTS به تنهایی که در این پروژه انجام شد، بررسی گردد. این روش ممکن است بعنوان مثال به کاهش رنج ادوات بکار برده شده در این پروژه بینجامد که از لحاظ اقتصادی بسیار مهم است.

ممکن است با تغییر کنترلر ادوات FACTS و استفاده از کنترلرهای تکمیلی[۱،۲]، رنج این ادوات در مورد کاربرد در شبکه خراسان کاهش یابد. بررسی در ان زمینه نیز می تواند به نتایج مناسبی منجر شود.

در این پروژه از روش کنترل خاص میرایی نوسانات که از زاویه روتور فیدبک گرفته می شود و در فصول قبلی توضیح داده شد، استفاده نشده بود. استفاده از این کنترلر برای SVC های شبکه خراسان بهره اقتصادی فراوان خواهد داشت که در ادامه می تواند بررسی گردد.

در این پروژه شبکه سراسری بررسی نشد و مدار معادل تونن این شبکه قرار داده شد. با توجه به اهمیت ادوات FACTS در شبکه انتقال، نیازسنجی این ادوات در کل شبکه ایران به همین ترتیب و توسط همین نرم افزار می تواند صورت گیرد. در کل شبکه ایران مطمئنا فواید اقتصادی این ادوات بهتر نمایان خواهد شد.

اگر از روشهای جدید کنترل چند متغیره مانند H_2 یا H_∞ یا LQG استفاده شود شاید به نتایج بهتری منجر شود. اما برای استفاده از این روشها به مدل کاملتری از ادوات احتیاج است که می توان از خود DIgSILENT و از قابلیت Parameter Identification آن استفاده کرد. این موارد می تواند به نتایج بهتر اقتصادی و فنی منجر شود.

مراجع

[١] N.G. Hingorani and LGyugyi , Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System, IEEE Press, New York, ٢٠٠٠

[٢] Y.H.song and A, T.John (eds), Flexible AC Transmission System (FACTS)", Institute of Electrical Engineering, London, ٢٠٠١

[٣] Gyugyi, L, "Power electronics in electric utilities: static var compensators", Proceeding of the IEEE, ٧٦, (٤), April ١٩٨٨

[٤] Hingorani, N.G, "High power electronics and flexible AC transmission systems", IEEE Power Engineer Review, pp ٣-٤, July ١٩٨٨

[٥] Gyugyi, L., " A unified power flow control concept for flexible AC transmission systems", IEE Fifth International Conference on AC and DC power transmission, London, Conference Publication, No ٣٤٨, pp ١٩-٢٠, ١٩٩٤

[٦] Gyugyi, L., et al., " The interline power flow controller concept: a new approach to power flow management in transmission systems", IEEE Transactions on Power Delivery, ١٤, (٣), ١٩٩٩

[٧] Gyugyi, L., Static frequency changers, John Wiley, New York, ١٩٧٩

[٨] Larsen, E., Miller N., Nilsson, S., and Lindgren, S., "benefit of GTO based compensation systems for electric utility applications", IEE Trans. Power Delivery, ٧, (٤), pp ٢٠٥٤, ٢٠٦٢, ١٩٩٢

[٩] Edris, A-A, Chair of task force, et al., "Proposed terms and definition for flexible AC tansmission system ", IEEE Trans. Power Delivery, ١٢, (٤), pp ١٨٤٨٤-١٨٥٣, ١٩٩٧

[١٠] Gyugyi, L., Schauder C.D., Sen, K-K, "Static synchronous series compensator: a solid state approach to series compensation of transmission lines", IEEE Trans. Power Delivery, ١٢, ١, pp ٤٠٦-٤١٣

[١١] Gyugyi, L., Schauder C.D., William S. L., Rietman, T, R, Togerson, and DR Edris, A., "the unified power flow controller: a new approach to power transmission control", IEEE Trans. Power Delivery, ١٠, ٢, pp ١٠٨٥-١٠٩, ١٩٩٥

[١٢] Iravani, M.R., and Maratukulam, D., "Review of semiconductor-controlled (static phase shifter for power system applications)", IEEE Trans. Power Delivery, ٩, (٤), pp ١٨٣٣-١٨٣٩, ١٩٩٤

[١٣] Erinmez, I. A., ed., "Static Var compensator", Working Group ٣٨-٠١, Task Force No. ٢ on SVC, CIGRE, ١٩٨٩

[١٤] Erinmez, I. A., and Foss, A. M., eds., "static synchronous Compensator", Working Group ١٤-١٩, CIGRE Study Committee ١٤, Document No.١٤٤, August ١٩٩٩

[١٥] Gyugyi, L., et al., "Advanced Static Var Compensator using gate turn off thyristors for Applications", CIGRE Paper ٢٣-٢٠٣, ١٩٩٠

[١٦] Gyugyi, L., and Taylor, E. R., Characteristic of static thyristor. Controlled shunt compensator for power transmission applications", IEEE Trans. PAS, vol. PAS-٩٩, No ٥, pp ١٧٩٥-١٨٠٤, September/ October ١٩٨٠

[١٧] Gyugyi, L., et al., "Principles and applications of static thyristor shunt compensators", IEEE Trans. PAS, vol. PAS-٩٧, No ٥, pp ١٧٩٥-١٨٠٤, September/ October ١٩٧٨

[١٨] Mathur, R. m., ed., "Static compensator for reactive power control", The committee of static compensation, Canadian Electrical Association, ١٩٨٤

[١٩] Christ, N., et al., "Advanced series compensation with variable impedance", EPRI Conference on flexible AC Transmission systems: The future of high voltage transmission, Cincinnati, OH, November, ١٤-١٦, ١٩٩٠

[٢٠] Christ, N., et al., "Advanced series compensation with thyristor controlled impedance", CIGRE Paper ١٤/٣٧/٣٨-٠٥, ١٩٩٢.

[٢١] Gyugyi, L., "solid state control of AC power transmission systems", international symposium on Electric Energy Conversion in Power Systems, Paper No. T-IP. ٤, Capri, Italy, ١٩٨٩

[٢٢] Gyugyi, L., "Solid state control of AC power transmission", EPRI Conference on flexible AC Transmission systems: The future of high voltage transmission, Cincinnati, OH, November, ١٤-١٦, and ١٩٩٠

[٢٣] Hingorani, N. G., "A new scheme for sub synchronous resonance damping of torsional oscillations and transient torque", Part ١ IEEE Transaction Pas ١٠٠, No ٤, ١٩٨١

[٢٤] Brandes, W., Haubrich, H.G., " Benefits of phase shifter transformers to power flow in meshed high voltage power systems", Proceeding of Fourth International Conference on AC and DC Power Transmission, London, pp ٤٤٧-٤٥٢, ١٩٨٢.

[٢٥] Wood, P., Bapt, V., and Putkovich, R.P., "Study of improved load tap changing for transformers and phase-angle regulators", EPRI Report EL-٦٠٧٩, ١٩٨٨.

[٢٦] Nyati, S., Eitzmann , M., Kappenman, J., Van House, D., Mohan, N., and Edris, A., "Design issue for single phase transformers and phase-angle regulator", IEEE Trans. Power Delivery ١٠, (٤), pp.٢٠١٣-٢٠١٩, ١٩٩٥

[٢٧] Arrilaga, J., and Duke, R.M., Arnold, C.P., "Thyristor Controlled ٤ quadrant voltage injection", IEE AC and DC Conference Record, London, pp ٦٥-٦٨, ١٩٨٥

[٢٨] Johnson B.K., Venkataramanan, G., "A hybrid solid state phase shifter using PWM AC controller", IEEE Power Engineering Society, Winner Meeting, Tampa, PE-١٣٤-PWrd-٠-١٢-١٩٩٧, ١٩٨٨

[٢٩] Mohan, N., Continuous alternative voltage regulation using a thyristor bridge", Proceeding of IEE, ١٢٦, (١٠), ١٩٧٩.

[٣٠] Guth, G., Baker R., and Eglin, P., "Static thyristor controller regulating transformer for AC transmission", AC and DC Transmission Conference Record, London, pp ٦٩-٧٢, ١٩٨٢

[٣١] Jager, J., Herold, G., Hosemann, G., "Current source control phase shifting transformer as a new FACTS equipment for High Dynamic Power flow control", Record of CIGRE Symposium, on Power Electronics in Electric Power system, Tokyo, pp ٥٢٠-٠٣, ١٩٩٥.

[٣٢] Larson, T., Innanen, R., Norstorm, G., "Static electric tap changer for fast voltage control", Record of European Power Electronics Conference, Trondheim, pp ٣,٩٥٦-٣,٩٥٨, ١٩٩٧

[٣٣] Edris, A.A., Enhancement of first swing stability using a high speed phase shifter", IEEE Trans. on Power Systems, ١١, ٤, pp ١١١٣-١١١٨, ١٩٩١

[٣٤] Gyugyi, L., "A unified power flow control concept for FACTS", IEE Proceeding-c, ١٣٩, (٤), ١٩٩٢.

[٣٥] Gyugyi, l., et al., The unified power flow controller: A new approach to power transmission control", IEEE Transactions in power Delivery, ١٠, (٢), ١٩٩٥.

[٣٦] Edris, A., et al., "Controlling the flow of real and reactive power", IEEE Computer Applications in Power, ١١, (١), ١٩٩٨.

[٣٧] Thanawala, H.L., Young, D.J., "Saturated reactors some recent applications in power systems", Energy International, ٧, (١١), ١٩٧٠.

[٣٨] Thanawala, H.L., Ainsworth, J.D, Williams, W.P., "The operating characteristic of static compensators using saturated and thyristor controlled reactor", GEC journal of Science and Technology, ٤٧ ,(٣), pp ١٤٢-١٤٨, ١٩٨١.

[٣٩] Lowe, S.K, "Static var compensators and their applications in Australia", IEE Power Engineering Journal, p ٢٤٧, ١٩٨٩.

[٤٠] Grawshaw, A.M., Thanawala, H.L., and Mukhohadpay, S.B, "Design and application of TCR static var compensator for Paraguay", IEE Pub No. ٢٥٥, p ٩٨, ١٩٨٦.

[٤١] Muttick, P.K., Taylor, P.L., Thanawala, H.L., Sadolah, S., "Planning and design studies for the Far North Queensland Georgetown and Normanton, ac transmission scheme", IEE Conference on AC and DC Transmission, Pub No ٣٤٥, pp ٤٤-٤٩, London, Uk.

[٤٢] Knight, R.C., Young, D.J., Horwill, C., "Relocatable static var compensator help control unbundled power flows", Modern Power Systems, p ٤٩, ١٩٩٦.

[٤٣] Knight, R.C., Young, D.J., Trainer, D.R, "Relocatable GTO based static var compensator for NGC substations", CIGRE Paper ١٤,٠٦, ١٩٩٨.

[٤٤] Noroozian, M., Halvarsoon, P., Othman, H., "Application of controllable series capacitors for damping of power swing", Proceeding of V Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, vol ١, pp ٢٢١-٢٢٥, RecifilęBrazil , ١٩٩٦.

[۴۵] Noroozian, M., Andersson, G., "Damping of power system oscillations by controllable components", IEEE Transactions on Power Delivery, ۹, (۴), pp ۲۰۴۶-۲۰۵۴, ۱۹۹۴.

[۴۶] Kimpark, E.W., "Improvement of system stability by switched series capacitors", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS ۸۵, pp ۱۸۰-۱۸۸, ۱۹۹۶.

[۴۷] Anquist L, Lundin B and Samuelsson J, "Power Oscillation Damping Using Controlled Reactive Power Compensation", IEEE Transactions on Power Systems, PP ۶۸۷ -۷۰۰, may ۱۹۹۳.

[۴۸] P.S.Kundur, "Power System Stability and Control", Mc Graw-Hill, New York, ۱۹۹۱.

[۴۹] Andersson, P.M., Agrawal, B.L., Van Ness J.E., "Sub synchronous Resonance in power systems", IEEE Press, New York, ۱۹۹۰.

[۵۰] Gyugyi, I., "Dynamic compensation in AC transmission lines by solid states sub synchronous voltage source", IEEE Transactions on Power Delivery, ۹, (۲), pp ۹۰۴-۹۱۱, ۱۹۹۴.

[۵۱] Mihalic, R., et al., "Improvement of transient stability using unified power flow controller", IEEE Transactions on Power Systems, ۱۱, (۱), ۱۹۹۷.

[۵۲] Schauder, C.D, et al., "Operation of unified power flow controller under practical constraints". IEEE Transactions on Power Delivery, ۱۳, (۲), ۱۹۹۸.

[۵۳] Schauder, C.D., et al, "AEP unified project: installation, commissioning and operation of ۱۶۰ MVAR STATCOM", PE-۵۱۵-PWRD-۰-۱۲-۱۹۹۷

[۵۴] Fardanesh. B. et al. Convertible Static compensator Application to the New York Transmission System." CIGRE Paper ۱۴-۱۰۳, ۱۹۹۸.

[۵۵] Gyugyi, L., "Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. ۹. No. ۲. April, ۱۹۹۴.

[۵۶] Papie. I., et al. "Basic Control of Unified Power Flow Controller." IEEE Trans. on Poker Systems, vol. ۱۲, no. ۴. November ۱۹۹۷.

[۵۷] N.Mithulananthan, A. canizares, John Reve, Graham J. Rogres, "comparison of PSS, SVC and STATCOM Controllers for Damping Power System Oscillations ", IEEE Transaction on Control System Technology, New York, ۲۰۰۰.

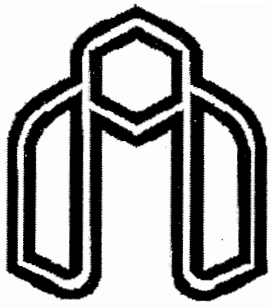
[۵۸] Karlus Habur, Donal Oleary, Flexible Alternating Current Transmission System, Siemens Power Generation Group (KWU), Germany,۲۰۰۳

Abstract

A large amount of investment contributes to power system in any country. Improper operation of power system leads to many wasted investments and power system optimal operation is very important.

Using FACTS devices has been resulted optimal operation of power system in many countries for example USA, Japan, China, Indonesia, Brazil, etc. In this project, the main concepts and principles of FACTS devices is indicated then their design and their controllers explained. The applications of these devices in the word are described. All possible FACTS devices applications in Khorasan network, has been investigated. First application related to problem of large power swings in the line connected Khorasan to Iran network with using greater than 20% of line thermal capacity. Other problem is large investments in Khorasan power transmission system development. FACTS devices solve these two problems correctly and effectively.

Final economic research shows that how much optimization has been got and technical simulations and studies conclude many improvements in system security and reliability.



Shahrood University of Technology
Department of Electrical and Robotic Engineering

Master Thesis in Control engineering

Khorasan Power System Optimization with FACTS Devices

By: **Mehdi Najjar**
Supervisor:
Dr. Mohammad Ali Sadrnia
Dr. Ali Akbar Gharaveici