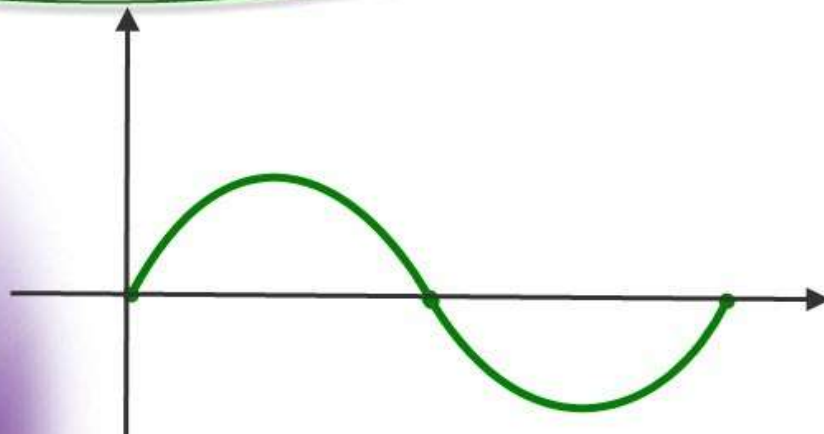


برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



برای دریافت فایل word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

موضوع پروژه:

بررسی قابلیت اطمینان در سیستم های قدرت و تاثیرات ادوات facts بر آن



برای خرید فایل word این پروژه [اینجا کلیک کنید](#).

(شماره پروژه = ۲۱۰)

پشتیبانی : ۰۹۳۵۵۴۰۵۹۸۶

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل اول

قسمت اول

تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستمهای قدرت ۱

چکیده

در این فصل تاثیرات TCSC بر قابلیت اطمینان سیستمهای قدرت بررسی می شود. در اینجا TCSC به منظور تنظیم تقسیم بار بین دو خط انتقال موازی به کار می رود. از این رو حداکثر توان قابل انتقال از خطوط انتقال عبور می کند. بدین منظور مدل قابلیت اطمینان TCSC در سیستم انتقال توسعه داده می شود. نتایج بررسی ها نشان می دهد که استفاده از TCSC بهبود قابل ملاحظه ای در پایداری سیستم به وجود می آورد. این بهبود با استفاده از دو شاخص قابلیت اطمینان به نامهای انتظار دست دادن بار (LOLE) و انتظار از دست دادن انرژی (LOEE) اندازه گیری می شود.

۱- مقدمه

رشد تسهیلات انتقال قدرت با وجود این واقعیت که حجم انتقال قدرت و استفاده از سیستم های قدرت در سه بخش کریدرهای انتقال، استفاده غیر یکنواخت از امکانات و مسیرها یا حلقه های نا خواسته در حال افزایش است، محدود شده است، از این رو توسعه خطوط انتقال لازم ولی به آسانی قابل اجرا نیست. فاکتورهای تاثیر گذار بر این شرایط نیز عبارتند از تنوع محیطی، استفاده از اراضی، مقررات تنظیمی.

تکنولوژی ادوات FACTS یک ابزار مهم برای استفاده کامل از امکانات انتقال موجود در شرایط اضطراری و بدون کاهش امنیت سیستم می باشد. ویژگی جالب این تجهیزات ایجاد امکان کنترل مستقیم توان عبوری از خطوط انتقال به وسیله تغییر پارامترهای ساختار شبکه با استفاده از کنترل کننده های گین بالا بر مبنای کلید زنی سریع می باشد. TCSC یکی از اجزای ادوات FACTS مهم است که امکان تغییر امپدانس مشخصه ظاهری خطوط انتقال را به گونه ای به وجود می آورد که فلو

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

توان از مسیر قراردادی عبور نماید. این امپدانس کنترل شده می تواند بگونه ای برنامه ریزی گردد که در شرایط اضطراری به روش مشخصی واکنش نشان دهد و امنیت سیستم قدرت را افزایش دهد. با این رویکرد امکان بهره برداری پایدار در سطوح توان بالاتر از آنچه که سیستم اساساً به آن تمایل دارد امکانپذیر است. اگر چه با کلیدهای مکانیکی قاعدتاً می توان به این منافع رسید، اما سرعت و قابلیت اطمینان ثابت شده تریستورها نکاتی است که باعث بهره برداری از ظرفیت نهایی سیستم انتقال می شود. این فصل اثر TCSC را بر قابلیت اطمینان سیستم بررسی می نماید. TCSC در سیستم انتقال به منظور تنظیم تقسیم بار طبیعی دو خط انتقال موازی به کار می رود و ما را قادر می نماید که از حداکثر ظرفیت انتقال بهره گیری نماییم.

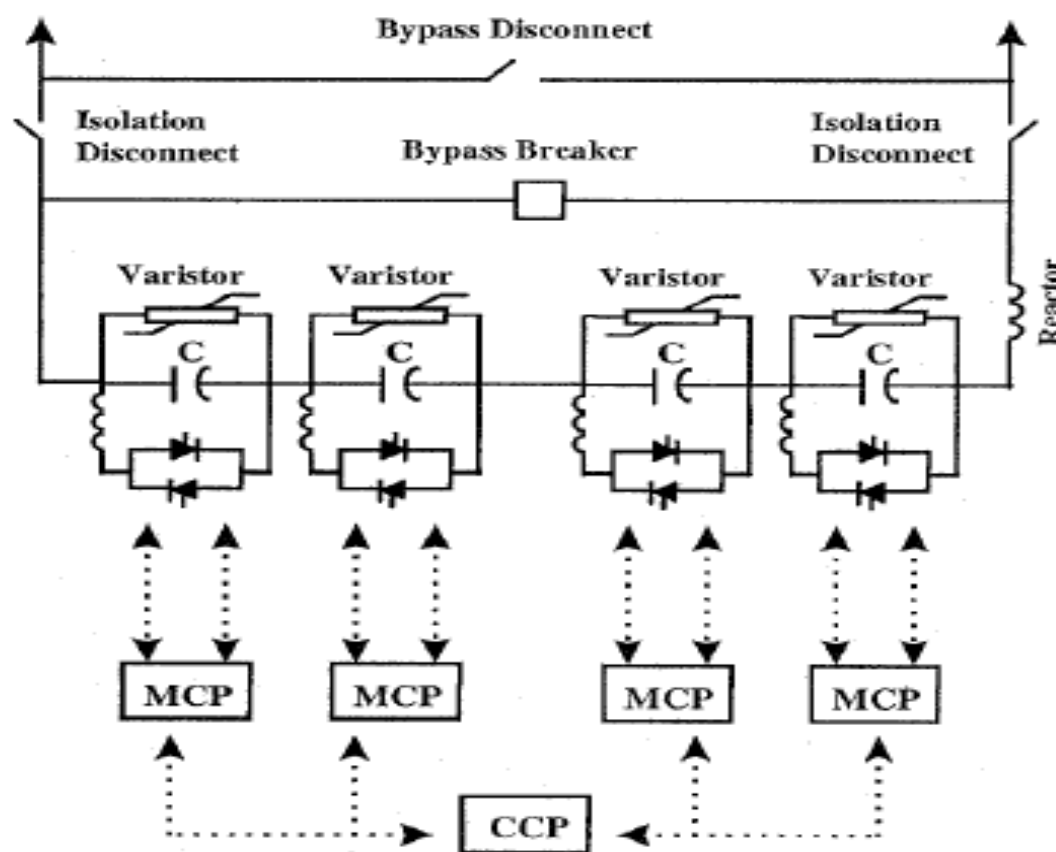
۲- خازن سری کنترل شده با تریستور (TCSC)

TCSC نشان داده شده در شکل ۱ از ماژول های خازن سری تشکیل شده است. در هر ماژول بانک خازنی با یک مجموعه سری تریستور کنترل کننده و سلف پارالل شده است. این کار ولتاژ خازن را فراتر از سطحی که توسط جریان خط ایجاد می شود تقویت می کند. هر تریستور در هر سیکل یک بار آتش می شود و زمان هدایت کمتر از نیم سیکل در فرکانس نامی دارد. در صورتی که اضافه ولتاژ ناشی از پالسهای جریان گردشی به نسبت جریان خط کنترل شود سیستم انتقال TCSC را بگونه ای می بیند که راکتانس مجازی بالاتری از راکتانس فیزیکی خازن دارد. این ویژگی که کنترل فرعی نام دارد به منظور کنترل گذراههای کوتاه مدت استفاده می شود. حد بالای عملکرد کنترل فرعی تابعی از اندازه جریان خط و زمان صرف شده در نقطه عملکرد است. بعلاوه این طرح می تواند تنظیم دقیقی از درجه جبران سازی با دقت بالا همانند یک جبران ساز سری رزونانس زیر سنکرون، فراهم کند.

کنترل و حفاظت TCSC به دو سطح مشترک و ماژول تقسیم شده است. برای عملکردهای کنترل و حفاظت فرامین از سطح مشترک به سطح ماژول تبعیت می کند، اطلاعات وضعیت از هر سطح ماژول برگشت داده می شود. طراحی بگونه ای است که هر ماژول یا ترکیبی از ماژول ها می تواند از مدار خارج

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شود ، در حالی که ماژول های باقی مانده به سیستم سرویس می دهند . سطح حفاظت مشترک، مشکلات بوجود آمده در همه ماژول ها و همچنین نیاز به بای پس نمودن همه ماژول ها توسط بریکر بای پس را ، آشکار می سازد . حفاظت سطح ماژول مشکلات بوجود آمده در هر ماژول و همچنین تنها عملیات حفاظت اولیه در ماژول دچار مشکل را آشکار می سازد . کلیدهای تریستوری به منظور بای پس نمودن انفرادی ماژول ها به کار می روند ، این کار نیز یک حفاظت موثر در مقابل شکست های پتانسیلی داخلی می باشد(برای مثال خرابی در خازن) . به هر حال برای برخی مشکلات جدی به وجود آمده در یک ماژول (برای مثال خرابی واریستور) ، عملیات حفاظتی ممکن است شامل بای پس نمودن همه ماژول ها توسط بریکر بای پس باشد.



MCP = Module control and protection
CCP = Common control and protection

Figure 1: Thyristor controlled series capacitor model.

۳- کاربرد TCSC در خطوط انتقال پارالل با مشخصات غیر یکسان

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

هر گاه دو خط انتقال با یکدیگر به صورت پارالل قرار گیرند قدرت انتقال به نسبت امپدانس بین آنها تقسیم خواهد شد. در صورتی که دو خط، ساختار مختلفی داشته باشند، مقادیر حرارتی مختلفی نیز خواهند داشت، ولی امپدانس آنها می تواند نزدیک به هم نیز باشد. از این رو قدرت منتقل شده از آنها می تواند نزدیک به هم باشد. افت ولتاژ در دو مدار نیز یکسان خواهد بود. رابطه بین I_{L1} و I_{L2} عبارتست از:

$$I_{L1} \times Z_{L1} = I_{L2} \times Z_{L2} \quad (1)$$

اگر بخواهیم خط L_2 که ظرفیت حرارتی کمتری دارد اضافه بار نشود توان انتقالی از خط L_1 به مقدار حداکثر نخواهد رسید. با نصب یک TCSC بر روی خطی که ظرفیت حرارتی بالاتری دارد با جبران سازی مناسب، هر دو خط می توانند تا حد ظرفیت حرارتی خود توان انتقال دهند.

با استفاده از تکنیکهای احتمالی تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم با در نظر گرفتن سیستم شکل ۲، بررسی می شود. این سیستم از دو ژنراتور که یکی در محل قرار گیری بار و دیگری در فاصله ای دورتر قرار گرفته و دو خط انتقال که توان تولیدی ژنراتور G_R را به بار منتقل می کنند، تشکیل شده است. ژنراتور G_R به میزان ۴۱.۶٪ از توان تولیدی سیستم را تولید می کند، و مابقی توان مورد نیاز یعنی ۵۸/۴٪ توان تولیدی توسط ژنراتور محلی تولید می شود. خطوط انتقال L_1 ، به ظرفیت MVA ۳۰۰۰ با هادی ۴ باندل و L_2 به ظرفیت MVA ۱۵۰۰ با هادی ۲ باندل هستند.

خط L_1 با چهار ماژول TCSC سری شده است. درجه جبران سازی به گونه ای است که راکتانس معادل خط L_1 نصف راکتانس معادل خط L_2 باشد. راکتانس هر ماژول با کنترل وارنیر تا ۱۵۰٪ بالاتر از مقدار نامی در مدت ۳۰ دقیقه افزایش می یابد.

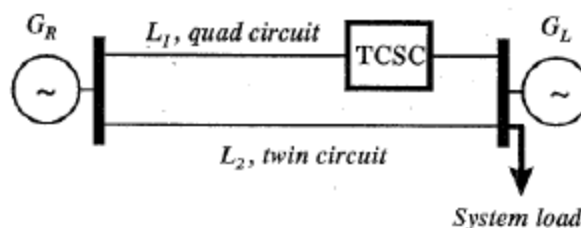


Figure 2: System under study.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

اطلاعات سیستم در مطابق زیر است.

Generation	No. of units	Capacity [MVA]	Failure rate [f/yr]	Repair time [hrs]
Remote Generation	4	750	5.8	80
	3	350	7.62	100
	2	225	8.5	78
Local Generation	12	375	7.62	100
	4	180	10	98
	5	220	7.5	74

Transmission	Capacity	Line impedance, p.u./km (100 MVA, 500 kV Base)	Failure rate [f/yr]	Repair time [hrs]
	MVA			
L ₁	3000	0.0012 + j 0.016	1.5	15
L ₂	1500	0.0024 + j 0.019	0.7	10

۴- مدل سازی TCSC از لحاظ قابلیت اطمینان

در دسترس بودن و قابلیت اطمینان TCSC به کارآیی عناصر آن بستگی دارد. اولین قدم در تشخیص مدل قابلیت اطمینان هر سیستم درک نحوه کار کردن سیستم، محدودیت های بهره برداری و ریشه علل بروز خطاها می باشد. برای تعداد M ماژول TCSC دو حالت مختلف خطا می توان در نظر گرفت:

الف - خطاهایی که تنها باعث خروج همان ماژول می شوند (مثلاً "خرابی خازن).

ب - خطاهای داخل ماژول که باعث خروج تمام ماژول ها می گردد (مانند خطا در واریستور یک ماژول).

شکل a ۳ مدل دو حالت ماژول تکی TCSC را نمایش می دهد که در آن ماژول در حالت کارکرد یا خروج قرار دارد. در مدل فضای حالت تنها خرابی نوع اول که یک ماژول را در حالت خروج قرار می دهد در نظر گرفته شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

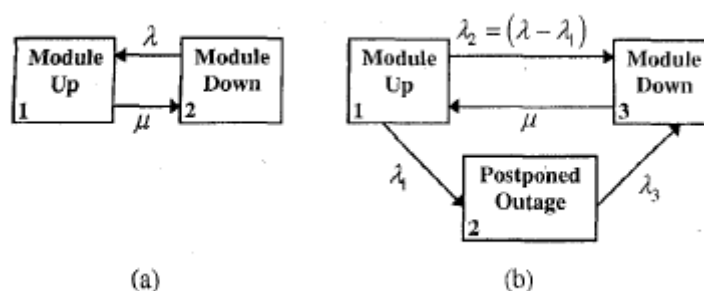


Figure 3: State-space model of a capacitor module.

احتمالهای P_1 و P_2 را به ترتیب برای حالت های کار و خروج در نظر می گیریم و داریم:

$$P_1 = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2)$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3)$$

بر مبنای مدل دو حالت ماژولی که از مدار خارج است قادر به جبران سازی خط نیست. بعنوان مثال برای یک مدل با تعداد M ماژول برای حالتی که تعداد K ($K = 1, 2, 3, \dots, M/2$) ماژول دچار خرابی شده است در مدت زمان کوتاهی $M-K$ ماژول باقی مانده قادر به جبران سازی کامل خط هستند و این به این معناست که خروج این ماژولها را برای مدت زمان کوتاهی به تاخیر انداخته ایم. با این شرایط مدل دو حالت به شکل ۳a به صورت شکل ۳b تغییر می نماید. در این حالت احتمال این که یک ماژول در حالت خرابی قرار گیرد از روابط زیر بدست می آید.

$$P_3 = \frac{\lambda_2 \lambda_3 + \lambda_4 \lambda_3}{\alpha \gamma} = \frac{\lambda_3 \lambda}{\alpha \gamma}$$

$$P_3 = \frac{\lambda_4 \lambda}{\lambda_4 \lambda + \mu(\lambda_3 + \lambda)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu \left(1 + \frac{\lambda}{\lambda_3}\right)}$$

$$P_3 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu \left(1 + \frac{1}{\beta}\right)}, \quad \beta > 0 \quad (4)$$

که β درجه تاخیر اندازی می باشد. احتمال خروج بدست آمده از رابطه (4) که از مدل اصلاح شده بدست آمده است از احتمال بدست آمده برای مدل دو حالت از رابطه (3) کمتر است. همانطور که از

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

این دو مدل مشخص است برای مقادیر بزرگ λ_3 این دو احتمال مساوی می شوند. شکل شماره ۴ مدل

چهار ماژول TCSC را نمایش می دهد که در آن:

$$\lambda_{ij} = \frac{N_{ij}}{T_i}$$

λ_{ij} = نرخ گذر از حالت i به حالت j

N_{ij} = تعداد گذر ها از حالت i به حالت j در طی دوره مراقبت

T_i = کل زمانیکه در دوره مراقبت در حالت i سپری شده است

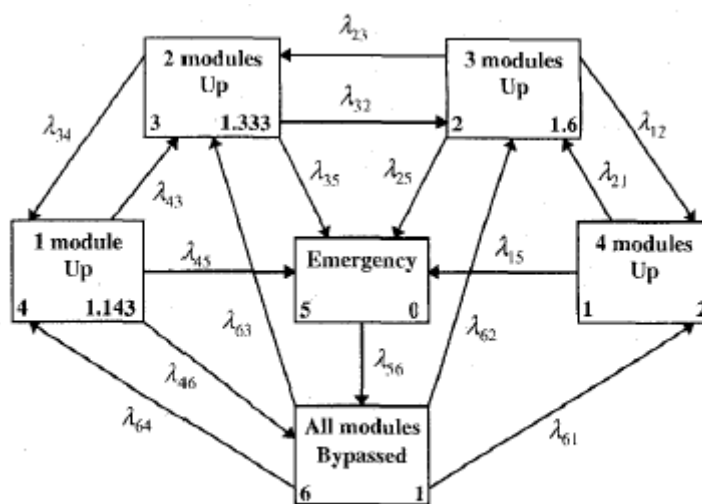


Figure 4: State-space model of a four-module TCSC.

در این مدل هر حالت با مربعی نمایش داده شده است که دو عدد در سمت چپ و راست آن در داخل مربع نوشته شده است که به ترتیب شماره حالت و ظرفیت حالت بر حسب پریونیت می باشد. به عنوان مثال در حالت یک همه ماژولها در حال کار هستند و سطح جبران سازی نامی را ارائه می دهند و ظرفیت خط L_1 در مبنای ظرفیت جبران نشده خط L_2 برابر 2 PU می باشد. ظرفیت مرتبط با هر حالت در مربع مربوطه نوشته شده است. حالت اضطراری شماره ۵ یک حالت گذر بین حالت های ۳، ۲، ۱، ۴ با حالت ۶ می باشد. این حالت در زمان روی دادن خطای نوع دوم یا خطا در قسمت کنترل مشترک رخ می دهد. در چنین مرحله ای کل TCSC توسط بریکر بای پس از مدار خارج می شود و زمان گذر نیز بسیار کوتاه می باشد (زمان بسته شدن بریکر بای پس). ممکن است مجموعه سوئیچگیر که شامل بریکر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بای پس و سکسیونر های جدا کننده و بای پس می باشد نیز در اثر خرابی در خود تجهیزات یا سیستم رله گذاری دچار خطا شود. در این شرایط در حالت ۵ قرار داریم که خط از مدار خارج شده است و تا زمانی که قسمت معیوب تعمیر شود در این حالت قرار داریم. در این فصل جهت منظور نمودن پاسخ سوئیچگیر نیز یک احتمال برای آن در نظر می گیریم.

۵- نتایج مطالعات قابلیت اطمینان

در ادامه تمام واحد های تولیدی و خطوط انتقال با مدل دو حالتی نشان داده شده در شکل ۳a در نظر گرفته می شوند. در دسترس بودن خط انتقال L_1 و ظرفیت انتقال آن با استفاده از مدل های قابلیت اطمینان بخش ۳ و زمانی که TCSC در مدار است اصلاح شده است. نرخ خرابی و زمان تعمیر بانک خازنی در هر ماژول به ترتیب f/yr ۰.۷ و ۱۵۰ ساعت می باشد. برای β مقدار یک در نظر گرفته شده است. احتمال خرابی در واریستور یا قسمت کنترل مشترک ۰.۰۰۵ فرض می شود. احتمال موفقیت آمیز بودن عملکرد سوئیچگیر در زمانهای مورد نیاز ۰.۹۸ می باشد.

با استفاده از اطلاعات فوق مطالعات مقایسه ای زیادی به منظور نشان دادن تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم انتقال انجام شده است. شاخص های اصلی جهت نمایش قابلیت اطمینان سیستم عبارتند از احتمال از دست دادن بار (Loss Of Load Probability (LOLP)، انتظار از دست دادن بار (Loss Of Load Expectation (LOLE) و انتظار از دست دادن انرژی (Loss Of Energy Expectation (LOEE). شاخص (LOLE) عبارت است از میانگین ساعات در دوره که بار توانی بیشتر از ظرفیت تولید در دسترس نیاز دارد. شاخص (LOEE) عبارت است از مقدار انرژی تغذیه نشده در مدت زمانی که بار بیشتر از میزان ظرفیت قابل انتقال نیاز دارد. مقادیر نرم شده LOEE مانند System Minutes (SM) و Unit Per Million (UPM) توسط اکثر شرکتهای برق مورد استفاده قرار گرفته و مطابق زیر محاسبه می شوند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

$$UPM = \frac{LOEE}{Total\ Energy} \times 10^6$$

$$SM = \frac{LOEE}{Peak\ Load} \times 60$$

شکل ۵ تغییرات LOLE و LOEE را با تغییر پیک سیستم نمایش می دهد. ضریب بار سالانه سیستم ۷۰٪ فرض شده است. به وضوح می توان دید در یک پیک بار مشخص با ورود TCSC شاخصهای LOLE و LOEE کاهش می یابند.

ورود TCSC باعث بارگیری خط L₁ تا حد نامی آن می شود و به همین دلیل ظرفیت انتقال توان بیشتری از سمت ژنراتوری که از محل بار دور است در دسترس می باشد. اختلاف این شاخصها برای زمانهایی که پیک بار سیستم پایین است و ظرفیت تولید محلی جهت تامین بار کفایت ، کم می باشد. اهمیت تاثیر TCSC با افزایش پیک بار سیستم مشخص می شود.

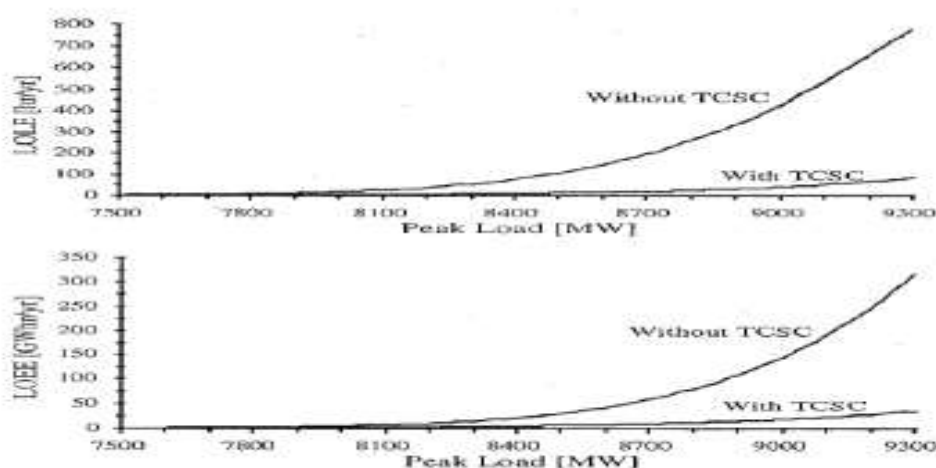


Figure 5: Variation of LOLE and LOEE versus system peak load.

شکل ۶ اثر TCSC را بر شاخصهای LOLE و LOEE هنگامی که پیک بار سالانه ۸۵۰۰ مگاوات می باشد نشان می دهد. ضریب بار سیستم از ۵۰ تا ۱۰۰٪ با پله های ۵ درصدی افزایش می یابد. می توان دید که با افزایش ضریب بار سیستم شاخص های مذکور افزایش می یابند. نتایج در جدول شماره ۱ برای ضریب بارهای ۷۰ و ۹۰ درصد آمده است. با مشاهده این جدول می توان دید که در ضریب بار مشخص قابلیت اطمینان سیستم به مقدار قابل ملاحظه ای با ورود TCSC افزایش می یابد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

Table 1: Reliability indices for the different cases.

Case study	Peak load [MW]	LF [%]	LOLP	EIR	LOLE [hr/yr]	LOEE [MWhr/yr]	UPM	SM
without TCSC	8500	70	0.0116012	0.9994618	101	27974	538.17	197.46
	8500	90	0.0347458	0.9987459	303	83809	1254.08	591.59
with TCSC	8500	70	0.0014979	0.9998872	13	5860	112.77	41.37
	8500	90	0.0044442	0.9997385	38	17480	261.55	123.39

از شاخصهای قابلیت اطمینان نیز می توان برای اندازه گیری قابلیت تحمل پیک بار سیستم Peak Load Carrying Capability (PLCC) استفاده کرد. شکل های ۷ و ۸ شاخص PLCC را برای سیستمی که شاخص LOLE در آن 50hr/yr یا SM = 25 یا UPM=200 است را نشان می دهند. با مشاهده این شکلها می توان دید که PLCC سیستم با افزایش ضریب بار در یک سطح ریسک خاص کاهش می یابد. با مقایسه نتایج شکل های ۷ و ۸ می توان دید که برای یک ضریب بار خاص و سطح ریسک خاص ورود TCSC شاخص PLCC سیستم را افزایش می دهد.

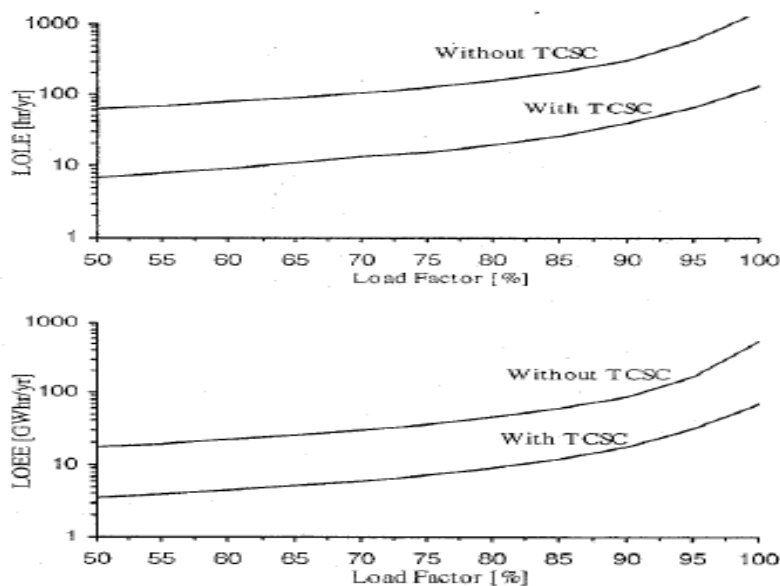


Figure 6: Variation of LOLE and LOEE versus load factor.

شکل ۹ شاخص افزایشی PLCC را به صورت درصدی از قابلیت تحمل بار بدون TCSC نمایش می دهد. برای یک ضریب بار خاص اثر استفاده از TCSC بر شاخص LOLE بیشتر از UPM و SM می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

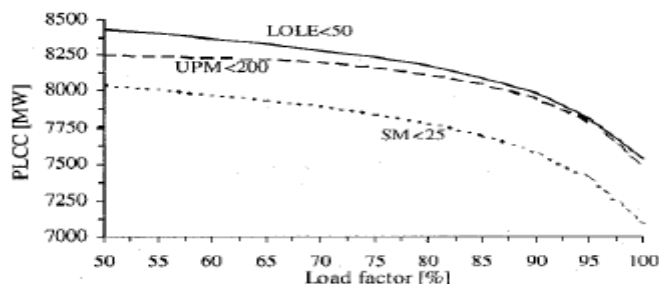


Figure 7: System PLCC versus load factor before employing TCSC.

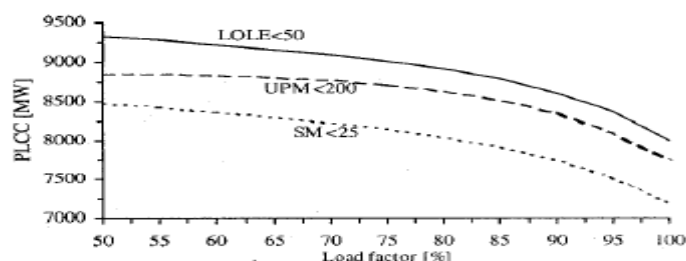


Figure 8: System PLCC versus load factor after employing TCSC.

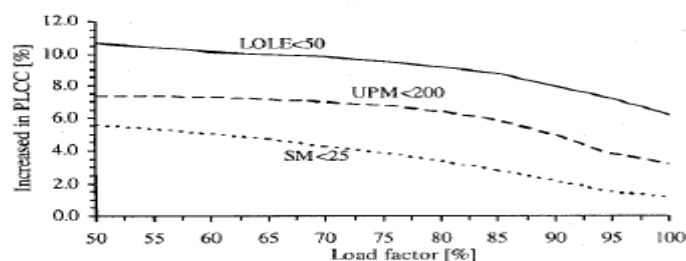


Figure 9: Incremental peak load carrying capability versus load factor.

۵-۱ مطالعات حساسیت

در قسمت قبل $\beta = 1$ انتخاب شده بود که احتمال خروج اجباری یک بانک خازنی را برای هر ماژول به ۵۰ درصد کاهش می دهد. جدول شماره ۲ اثر تغییرات β را بر LOEE نشان می دهد. از نتایج می توان دید که تغییر در β تاثیر قابل ملاحظه ای بر LOEE ندارد دلیل این امر آن است که نرخ خروج اجباری بانک خازنی بسیار کوچک است حتی برای $\beta = \infty$ که از مدل دو حالت سیستم منتج می شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

Table 2: Impact on the LOEE of variation in β' .

Load factor [%]	LOEE [MWhr/yr]			
	$\beta'=\infty$	$\beta'=2$	$\beta'=1$	$\beta'=0.5$
50	3520	3517	3516	3515
60	4400	4396	4395	4393
70	5866	5862	5860	5858
80	8800	8793	8790	8787
90	17499	17486	17480	17474
100	66885	66784	66736	66690

۲-۵ آنالیز هزینه

با توجه به این نکته که محدودیت های اقتصادی نقش مهمی را برای طرفین تامین کننده و مدیریت سمت تقاضا (DSM) ایفا می کند. باید برای اظهار نظر کلی در این زمینه مطالعات کافی انجام داد. بیان هزینه قابلیت اطمینان بدیهی، معقولانه و مشخص است ولی بیان ارزش قابلیت اطمینان مشکل، نسبی و محاسبه مستقیم آن بسیار مشکل است. محاسبه ضرر ناشی از فروش نرفتن برق در اثر خرابی منبع تغذیه جایگزین مناسبی جهت بیان هزینه قابلیت اطمینان سیستم می باشد و این روش کار برد وسیعی نیز دارد. هزینه قطعی مصرف کننده جانشین مناسبی برای محاسبه ارزش قابلیت اطمینان سیستم تغذیه می باشد. رایج ترین شاخص که هزینه قطعی مصرف کننده را با یک رویکرد احتمالی ارتباط می دهد (Expected Energy Not Supplied (EENS or LOEE) می باشد. هزینه قطعی مصرف کننده به صورت بخشهای ارزش واحد انرژی استفاده نشده و نرخ ارزیابی انرژی قطع شده [Interrupted Energy Assessment Rate (IEAR)] یا ارزش از دست دادن بار [Value Of Lost Load (VOLL)] بیان می شود. حاصلضرب EENS و IEAR یک ارزش پولی ساده را می دهد که مرتبط با شرایط سیستم تحت مطالعه است. پس ارزش بکار گیری TCSC به هزینه افزایشی مصرف کننده (ICIC) مرتبط می شود و مطابق زیر بیان می شود:

$$ICIC=(EENS_b-EENS_a)*IEAR$$

که در آن $EENS_a$ و $EENS_b$ به ترتیب مربوط به حالات بدون بکارگیری TCSC و بعد از بکار گیری TCSC می باشد. مقدار IEAR را برابر $12\$/kwh$ در نظر گرفته. در شکل ۱۰ مقدار ICIC را برای سطوح بار مختلف با ضریب بار مشخص ۷۰ درصد بیان می کند. تغییرات ICIC با ضریب بار در

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شکل ۱۱ نمایش داده شده است. پیک بار سیستم ۸۵۰۰ مگاوات می باشد. نتایج ارائه شده در این شکل را با هزینه های بهره برداری و نگهداری بکارگیری TCSC مقایسه کرده و در تصمیم گیریها جهت استفاده از TCSC استفاده می شود.

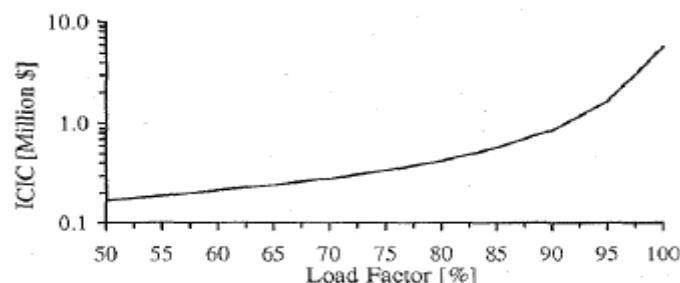


Figure 10: Variation of ICIC versus system peak load.

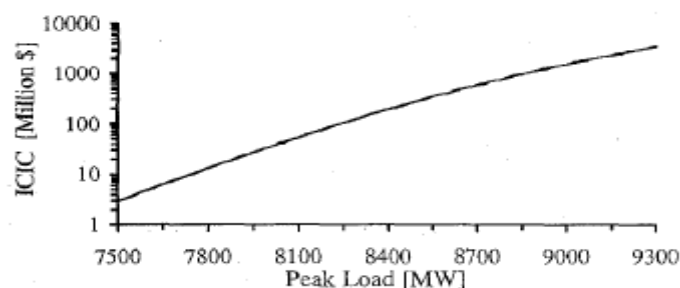


Figure 11: Variation of ICIC versus system load factor.

۶- نتیجه گیری

در این فصل نتایج نتایج مطالعات بر روی مدل دو حالتی سیستم قدرت به منظور بررسی اثر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم ارائه شد. از TCSC به منظور تقسیم بار بین دو خط انتقال با پارامترهای مختلف که با هم پارالل شده اند استفاده شد و دیدیم که حداکثر ظرفیت قابل انتقال بدست آمد. سپس مدل قابلیت اطمینان TCSC با چند ماژول ارائه شد. مطالعات مقایسه ای بهبود نسبی در قابلیت اطمینان سیستم را با ورود TCSC نشان داد. از شاخصهای LOLE, LOEE, SM و UPM جهت اندازه گیری تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم استفاده شد. نتایج نشان داد که با حضور TCSC بهبود قابل ملاحظه ای در قابلیت اطمینان سیستم به وجود می آید. ارزش TCSC نیز به عنوان یک ICIC ارائه شد و این ارزش قابلیت اطمینان سیستم را باید با هزینه نهایی، بهره برداری و نگهداری از سیستم با وجود TCSC مقایسه گردد و در اهداف تصمیم گیری از آن استفاده گردد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل اول

قسمت دوم

تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستمهای قدرت

چکیده

انتظار می رود که وجود TCSC در سیستم قدرت تاثیرات مثبتی داشته باشد در اینجا تاثیر این تجهیز را بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت بررسی می نماییم . در ابتدا مدل قابلیت اطمینان یک خط انتقال به همراه TCSC را ارائه و با رویکرد فضای حالت آن را ساده می نمائیم . سپس انجام پخش بار بهینه را با حضور TCSC به منظور تصمیم گیری برای قطع بار معرفی می نمائیم . به منظور بررسی تاثیر TCSC ، قابلیت اطمینان سیستم در شرایط مختلف بهره برداری مانند قرارگیری TCSC در مکانهای مختلف و محدودیت های حرارتی مختلف خط محاسبه می شود . سرانجام با فرض اینکه TCSC به طور پیوسته در مدار است قابلیت اطمینان را محاسبه و نتایج را با حالتی که TCSC دچار خرابی شده است مقایسه می کنیم . اختلاف ناچیز در این مقایسه نشان می دهد که در صورتی که TCSC از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار باشد می توان از مدل ایده آل TCSC برای آنالیز قابلیت اطمینان سیستم قدرت استفاده نمود .

۱- مقدمه

TCSC تا کنون منافع متنوعی در سیستم قدرت داشته است . این تجهیز می تواند به سرعت یا به آرامی راکتانس خود را متناظر با امپدانس خط انتقال تغییر دهد. TCSC می تواند فلوی توان عبوری از خط انتقال را تغییر دهد . در صورت تنظیم مناسب پارامتر های این تجهیز می توان قدرت را در

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مسیر دلخواه جاری نمود. این بدان معناست که با به کار گیری TCSC از سیستم می توان در شرایط مناسب تری بهره برداری نمود.

مدل قابلیت اطمینان یک TCSC در فصل یک ارائه شد. با دقت در این نکته که دو روش دستی و اتوماتیک جهت کنترل این تجهیز وجود دارد، این مدل در اینجا اصلاح می گردد. با توجه به آنالیز فضای حالت، این مدل را با مدل فضای حالت خط انتقال به منظور بدست آوردن یک مدل جامع قابلیت اطمینان که اثر TCSC و خط انتقال مرتبط را تواما" داراست ترکیب می کنیم.

در این مطالعه TCSC به منظور جداسازی بار در شرایط اضطراری در سیستم نصب می شود. پس با این وجود قابلیت اطمینان سیستم بهبود می یابد. عوامل بسیاری در تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم تاثیر گذارند. برای مثال وضعیت سیستم ممکن است در اثر وقوع خطا در TCSC بدتر شود، مکان نصب TCSC می تواند تاثیر متفاوتی از لحاظ جداسازی بار و متعاقبا" بر قابلیت اطمینان داشته باشد. پارامترهای شبکه مانند محدودیت های حرارتی نیز بر کارایی TCSC اثر گذارند. در این فصل سعی بر این است تا قواعدی برای ارتباط بین TCSC و قابلیت اطمینان سیستم بدست آوریم.

مدل تشریح شده فوق برای TCSC کامل، اما بسیار پیچیده می باشد و به محاسبات زیاد نیاز دارد. اگر TCSC را ایده ال فرض کنیم، قابلیت اطمینان آن بالا و همیشه بدون خطا کار می کند. بعلاوه محاسبات قابلیت اطمینان از سرعت بالایی برخوردار خواهد شد و نتایج رضایت بخش خواهد بود. برای اثبات این ادعا قابلیت اطمینان یک سیستم ۹ شین را با دو مدل مختلف TCSC بدست آورده و مقایسه نتایج قابل قبول بودن این فرض را اثبات می کند.

۲- مدل قابلیت اطمینان TCSC

عموما" یک TCSC از تعدادی ماژول مطابق شکل ۱ ساخته شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

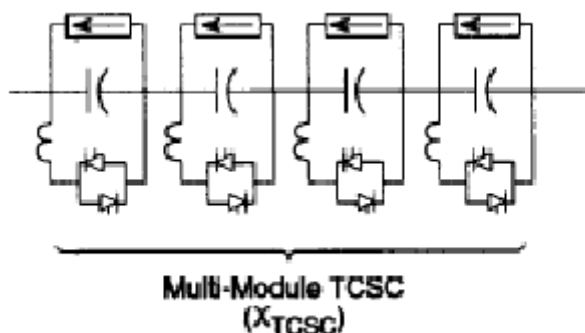


Fig. 1. Configuration of a 4-module TCSC

با توجه به شکل فوق می توان دید که یک ماژول TCSC شامل یک خازن سری که با شاخه ای متشکل از کلید تریستوری و سلف، پارالل شده است. بعلاوه یک واریستور اکسید فلز (MOV) به منظور حفاظت در مقابل اضافه ولتاژ با مجموعه پارالل شده است.

همانطور که در فصل قبل اشاره شد دو سطح کنترل و حفاظت TCSC با در نظر گرفتن ماژول های تکی و کل مجموعه بنام های کنترل و حفاظت ماژول (MCP) و کنترل و حفاظت مشترک (CCP) وجود دارد. برای هر ماژول و نیز برای کل مجموعه بریکرهای بای پس در نظر گرفته شده است. هر گاه مشکلی در ماژول به وجود آید MCP و بریکر بای پس مر بوطه عمل خواهند کرد و به طور مشابه CCP و بریکر بای پس TCSC به هنگام بروز مشکل در مجموعه عمل خواهند کرد. با توجه به این توضیحات می توان مدل قابلیت اطمینان یک TCSC با چهار ماژول را مطابق شکل ۲ در نظر گرفت.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

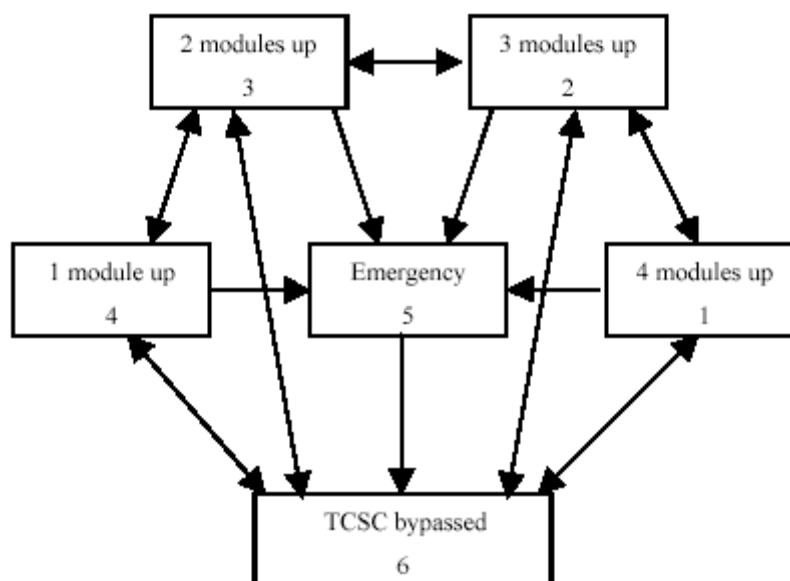


Fig. 2. State-space model of a 4-module TCSC

در پایین هر بلوک شماره حالت آن نوشته شده است، برای مثال، حالت ۵ یک حالت اضطراری است در این حالت TCSC دچار مشکل شده و خطی که TCSC در آن واقع شده برای مدتی نمی تواند قدرت را انتقال دهد. در حالت ۶ TCSC توسط بریکر بای پس از مدار خارج شده است درواقع TCSC اتصال کوتاه شده و هیچ اشتراکی با خط انتقال مربوطه ندارد.

این مدل بر اساس فرضیات زیر بنا نهاده شده است :

- برای هر ماژول تنها دو حالت ورود و خروج در نظر گرفته شده است .
- در هر زمان تنها یک ماژول از مدار خارج می شود .
- هر گاه یک ماژول دچار خطا شود امکان بروز سه حالت زیر وجود دارد :

۱- بریکر بای پس مربوط به آن ماژول به طور اتوماتیک عمل می کند و آن را از مدار خارج می کند .

سایر ماژول ها به کار خود ادامه می دهند .

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۲- بریکر بای پس مربوطه دچار خطا می شود : در اینجا بریکر بای پس مربوط به کل مجموعه عمل

کرده و سیستم به وضعیت ۶ می رود .

۳- هر دو بریکر های بای پس دچار خطا می شود در این حالت سیستم به وضعیت اضطراری

(حالت ۵) می رود و در صورتی که کنترل دستی بریکر بای پس با موفقیت انجام شود سیستم به

حالت ۶ می رود .

اختلاف عمده ای که این مدل با مدل ارائه شده در فصل یک دارد این است که در اینجا هر دو

حالت کنترل دستی و اتوماتیک مد نظر قرار داده شده اند ، بخصوص اثر کنترل اتوماتیک بریکر بای

پس کل مجموعه . این اثر گذر از حالت های مختلف به حالت ۶ را منعکس نمود.

۳- مدل قابلیت اطمینان یک خط انتقال به همراه TCSC

الف: مشخصات TCSC

در مطالعات قابلیت اطمینان بر نتیجه منطقی بدست آمده از بروز خطا در تجهیزات سیستم تمرکز می

شود. متعاقباً هرگاه TCSC وارد سیستم شود ، تجزیه و تحلیل حالات خطا و کار TCSC ضروری

به نظر می رسد.

اساساً یک TCSC می تواند در سه حالت زیر کار کند:

• بلوکه شدن تریستور : در این حالت تریستور آتش نمی شود و مجموعه مانند یک خازن معمولی عمل

می کند.

• بای پس شدن تریستور: در این حالت مجموعه مانند یک سلف کوچک عمل می کند که تریستور در

شرایط هدایت کامل قرار دارد.

• فازکنترل تریستور یا حالت عملکرد عادی : این حالت مجموعه شرایطی بین دو حالت فوق را دارد و

خصوصیت آن بین خازن کامل تا سلف کامل تغییر می کند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

منحنی جریان-راکتانس یک ماژول TCSC در شرایط مختلف مطابق شکل ۳ است.

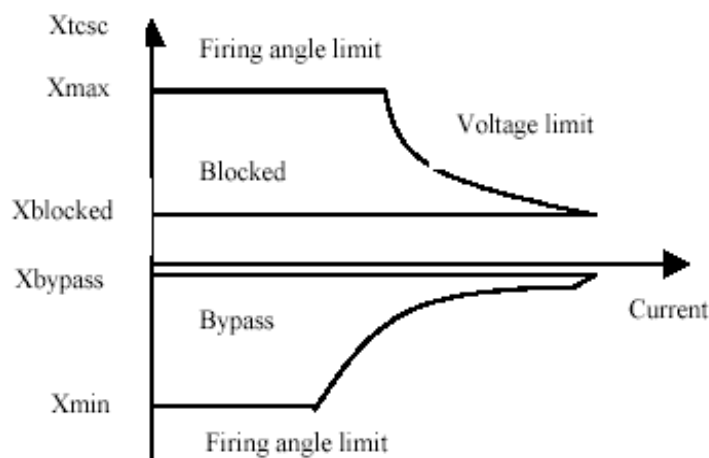


Fig. 3. Capability curves of a single module

برای یک TCSC که از چند ماژول مختلف تشکیل شده است مشخصه جریان _ راکتانس نه تنها به منحنی یک ماژول بلکه به تعداد ماژول های استفاده شده نیز بستگی دارد. شکل ۴ منحنی مشخصه جریان _ راکتانس یک TCSC متشکل از ۴ ماژول را در چهار حالت مختلف کاری نشان می دهد.

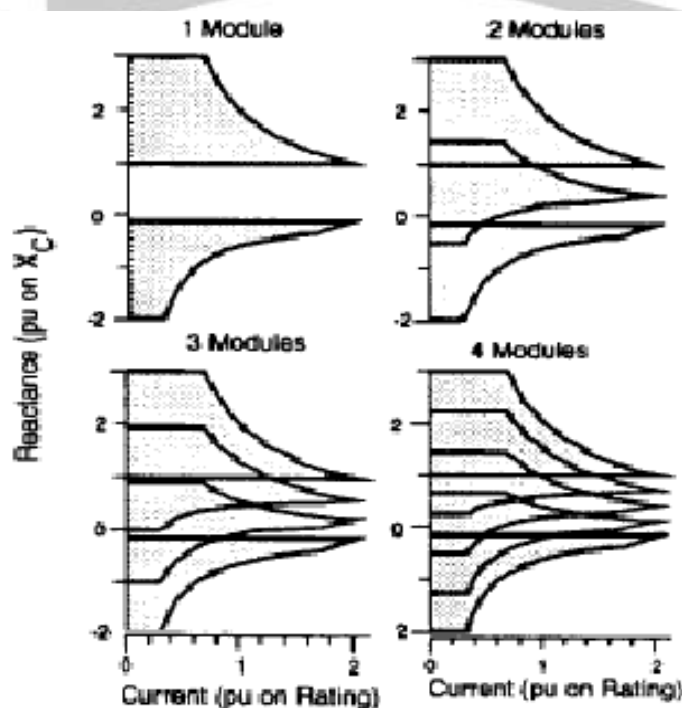


Fig. 4. Capability curves of a 4-module TCSC with different numbers of modules at work

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

با اندکی دقت در شکل‌های ۳ و ۴ می توان دریافت که امپدانس ظاهری یک TCSC به عواملی مانند زاویه آتش تریستور ها، محدودیت ولتاژ و ... بستگی دارد.

به منظور تشریح دقیق رفتار TCSC محدودیتهایی مانند زاویه آتش و محدودیت ولتاژ باید در نظر گرفته شوند. برای آنالیز قابلیت اطمینان در حالت ماندگار برای ساده نمودن مساله می توان فرض نمود زاویه آتش تریستور ظرفیت TCSC را مشخص می نماید و ولتاژ مدار به گونه ای است که می توان از این محدودیت نیز چشم پوشی کرد.

با توجه به فرضیات فوق می توان راکتانس TCSC را بین X_1 و X_2 در نظر گرفت. در شکل ۴ دیده می شود که راکتانس متناسب با تعداد ماژولهای در حال کار تغییر می کند. در حالتی که یک ماژول داریم یک گپ راکتانس وجود دارد در صورتی که تعداد ماژولها از یک بیشتر شود این گپ از بین می رود و محدوده راکتانس پیوسته می شود.

ب: مدل قابلیت اطمینان خط انتقال به همراه TCSC

برای توسعه مدل قابلیت اطمینان یک خط به همراه TCSC، فرض می کنیم خط انتقال تنها دو حالت در مدار بودن و خارج از مدار بودن را داراست. در اینجافرض شده TCSC از چهار ماژول تشکیل شده است. تعداد حالات این سیستم ۱۲ حالت می باشد. که تعداد حالات TCS برابر ۶ (شکل ۲) و دو حالت نیز برای خط انتقال در نظر گرفته شده است. در جدول زیر لیست همه حالات آورده شده است.

TABLE I
STATES OF A LINE WITH A 4-MODULE TCSC

State No.	TCSC & Line states	State No.	TCSC & Line states
(1)	4 modules up & line up	(7)	4 modules up & line down
(2)	3 modules up & line up	(8)	3 modules up & line down
(3)	2 modules up & line up	(9)	2 modules up & line down
(4)	1 module up & line up	(10)	1 module up & line down
(5)	Emergency & line up	(11)	Emergency & line down
(6)	TCSC bypassed & line up	(12)	TCSC bypassed & line down

اثر این حالات بر ظرفیت انتقال که پارامتر اصلی آنالیز قابلیت اطمینان می باشند به روشهای زیر قابل ملاحظه می باشد:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

• اگر خط در مدار باشد تعدادی از ماژولها در حال کار می باشند و TCSC با توجه به مشخصات آن که به زودی در مورد آنها بحث خواهد شد راکتانس خود را به مقدار مورد انتظار تنظیم می کند . متعاقبا" سیستم می تواند در حالتی کار کند که از دست دادن بار کمتر از حالتی است که TCSC در مدار نیست و ظرفیت انتقال خط نیز بهبود می یابد. البته اثرات آن با توجه به تعداد ماژولهای در مدار TCSC متفاوت خواهد بود . بطور کلی حالت یک در جدول فوق دارای بیشترین تاثیر و بعد از آن حالت ۲ و سپس حالت ۳ و... می باشند.

• در حالت های ۶ و ۱۲ TCSC در شرایط بای پس قرار دارد بگونه ای که دو سر TCSC اتصال کوتاه شده است و وضعیت توسط حالت خط مشخص می شود.

• TCSC به صورت سری در خط قرار گرفته است در این شرایط در صورت خروج خط یا TCSC هیچ توانی توسط خط منتقل نمی شود . بر این مبنا می توانیم حالات ۷ و ۱۲ را با هم مشترک دانسته و حالت خروج بنامیم.

با این شرایط تعداد حالات را می توان به ۶ حالت مطابق زیر تقلیل داد.

- هر چهار ماژول و خط در مدار باشند.
- تعداد سه ماژول و خط در مدار باشند.
- تعداد دو ماژول و خط در مدار باشند.
- یک ماژول و خط در مدار باشند.
- حالت خروج کلی.
- TCSC بای پس شده و خط در مدار باشد.

اگر TCSC خصوصیات نشان داده شده در شکل ۴ را داشته باشد هرگاه تعداد ۲ ماژول یا بیشتر در مدار باشند رنج کنترل راکتانس آنها یکسان می باشد. از این رو می توان این حالات را به صورت یک حالت و با نام ((چند ماژول و خط در مدار باشند)) نامید . حالت های خط به همراه TCSC بعد از ساده سازی مطابق زیر خواهد بود:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

i - چند ماژول و خط در مدار باشند.

ii - یک ماژول و خط در مدار باشند.

iii - حالت خروج کلی.

iv - TCSC بای پس شده و خط در مدار باشد.

آشکار است که هر سه مدل قابلیت اطمینان فوق ، مدل های ۱۲، ۶ و ۴ حالت ، از لحاظ ارزیابی قابلیت اطمینان نتایج یکسان دارند. به همین دلیل ساده ترین مدل ، مدل چهار حالت ، در ادامه این مقاله استفاده خواهد شد بجز در بخش D قسمت پنجم که از مدل ایده ال استفاده خواهد شد.

۴ - محاسبات قابلیت اطمینان

الف - رویکرد آشکار سازی به روش نمونه برداری

خط به همراه TCSC را با مدل چند حالت نشانی می دهیم . هنگامی که مولفه های چند حالت مطرح می شوند، روش شمارشی افزایش قابل ملاحظه ای در تعداد حالات ممکن ایجاد می کند. به همین دلیل در اینجا روش Monte Carlo پیشنهاد می گردد. در بین روشهای Monte Carlo ساده ترین روش ، روش نمونه برداری حالت می باشد. این روش قادر است بدون افزایش در زمان محاسبات مولفه های چند حالت را جهت آنالیز ترکیب کند . به همین دلیل از این تکنیک به منظور ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم قدرت که در آن TCSC چند حالت نصب شده است ، استفاده می کنیم.

ب - فرمولبندی OPF

در اینجا از پخش بار بهینه (OPF) به منظور تشخیص میزان بار قطع شده در سیستم در شرایط اضطراری و میزان تولیدی که نمی تواند مصرف شود استفاده می شود. فرمولهای OPF بیان شده در زیر به دلیل وجود TCSC چهار حالت با حالت عادی اندکی تفاوت دارند .

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

$$\text{Objective: } f = \min \left(\sum_{i=1}^{n_d} (P_{di} - P_{li}) \right) \quad (1)$$

Subject to:

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{gi} - Q_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$(i = 1, \dots, n)$$

$$\begin{cases} P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \\ Q_{gi \min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi \max} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (3)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{li} \leq P_{di} \\ 0 \leq Q_{li} \leq Q_{di} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n_d \quad (4)$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \quad i = 1, \dots, n \quad (5)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij \max}^2 \quad ij \in [1, \dots, n_b] \quad (6)$$

$$\frac{P_{di}}{Q_{di}} = \frac{P_{li}}{Q_{li}} \quad i = 1, \dots, n_d \quad (7)$$

$$X_{TCSC} \in [X_{\max}, X_{\min}] \quad (8)$$

$$X_{TCSC} \in ([X_{\max}, X_{blocked}] \cup [X_{bypass}, X_{\min}]) \quad (9)$$

که در این فرمولها:

n ، n_g ، n_d ، n_b به ترتیب عبارتند از تعداد انشعاب ها ، تعداد گره های بار ، تعداد گره های تولید و

تعداد کل گره ها

P_{gi} ، Q_{gi} عبارتند از توانهای ر اکتیو و اکتیو خروجی واحد ها

$P_{gi \min}$ ، $P_{gi \max}$ عبارتند از حدود قدرت اکتیو تولیدی واحد ها

$Q_{gi \min}$ ، $Q_{gi \max}$ عبارتند از حدود قدرت راکتیو تولیدی واحد ها

P_{li} ، Q_{li} عبارتند از مقدار بار بعد از برنامه ریزی مجدد تولید

P_{di} ، Q_{di} عبارتند از تقاضای واقعی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

Q_{ij} ، P_{ij} عبارتند از فلوی توان عبوری از خطوط

$S_{ij \max}$ عبارت است از حد توان عبوری از خطوط

U_i عبارت است از اندازه ولتاژ

$U_{i \max}$ و $U_{i \min}$ عبارتند از محدودیت های اندازه ولتاژ

معادلات (۸) و (۹) با استفاده از شکل های ۳ و ۴ بدست آمده اند. معادله (۸) حالتی را توصیف می کند که تعداد ماژولها ی در حال کار ۲ یا بیشتر از ۲ می باشد و معادله (۹) برای زمانی است که تنها یک ماژول در حال کار می باشد. (X_{\max} , X_{blocked} حدود رنج کاپاسیتانس می باشند و X_{\min} , X_{bypass} حدود اندوکتانس می باشند) از مدل ۴ حالتی برای نمایش خط دارای TCSC چهار ماژول استفاده می شود. از معادله (۸) زمانی که خط در حالت i قرار دارد استفاده می شود. اگر در حالت ii باشیم رابطه (۹) اعمال خواهد شد. برای حالت iii و iv مسئله OPF همانند حالت بدون TCSC قابل حل خواهد بود.

۵- مثال

الف - بیان اطلاعات سیستم
یک سیستم ۹ شین WSCC (شکل ۵) به منظور بیان تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم مورد بررسی قرار گرفته است. اطلاعات مورد نیاز سیستم مطابق جدول ۲ می باشد.

TABLE II
BRANCH DATA OF WSCC 9-BUS SYSTEM

Branch	Resistance	Reactance	Susceptance	Limits (MVA)
1-4	0.0000	0.0576	0.0000	300
4-6	0.0170	0.0920	0.1580	300
6-9	0.0390	0.1700	0.3580	300
3-9	0.0000	0.0586	0.0000	300
8-9	0.0119	0.1008	0.2090	300
7-8	0.0085	0.0720	0.1490	300
2-7	0.0000	0.0625	0.0000	300
5-7	0.0320	0.1610	0.3060	300
4-5	0.0100	0.0850	0.1760	300

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

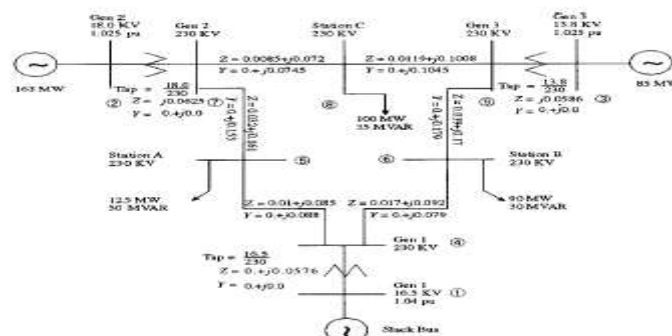


Fig. 5. WSCC 9-bus system

شین های ۵، ۶ و ۸ شین بار می باشند توان اکتیو مصرفی این شین ها به ترتیب ۲۰۰، ۱۲۰ و ۱۳۰ مگاوات می باشد. TCSC مورد استفاده از چهار ماژول تشکیل شده است. پارامترهای TCSC مربوط به معادلات (۸) و (۹) مطابق زیر می باشند.

- $[-0.5X, 0.5X]$ (2 or more modules up)
- $[-0.5X, -0.15X] \cup [0.1X, 0.5X]$ (one module up)

X راکتانس خطی است که TCSC در آن نصب شده است. در ادامه چندین حالت جهت بررسی تاثیر TCSC بر قابلیت سیستم ارائه می شود.

ب - انتخاب محل

در اینجا TCSC به منظور کاهش قطعی بار برای زمانی که شرایط اضطراری روی می دهد یا تولید قادر به پاسخگویی بار نیست، بکار می رود. مقدار بار، توزیع بار و محل نصب TCSC عواملی هستند که قابلیت کاهش حذف بار توسط TCSC را محدود می کنند. در ادامه به منظور مشاهده تاثیر محل نصب TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم، آن را در خطوط مختلف نصب می کنیم. شاخص قابلیت اطمینان سیستم EENS می باشد.

TABLE III
EFFECTS OF TCSC SITES ON RELIABILITY IMPROVEMENT

TCSC status	EENS (MWh/year)	Reliability Improvement (%)
No TCSC	17524.8390	-----
Line 3 (6-9)	9002.0219	48.63
Line 6 (7-8)	17278.9508	1.40
Line 8 (5-7)	12209.4087	30.33
Line 9 (4-5)	15692.5075	10.46

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۳ نشان می دهد که محل نصب TCSC از لحاظ قابلیت اطمینان بسیار مهم است. برای مثال وقتی که TCSC در خط ۶ نصب شده است میزان بهبود در EENS تنها ۱.۴٪ می باشد. با در نظر گرفتن این واقعیت که TCSC تجهیز گران قیمتی می باشد نصب آن در این خط کار خوبی نیست. حال اگر TCSC را در خط ۳ نصب نماییم بهبود در EENS به ۴۸.۶۳٪ می رسد. واضح است که نصب TCSC در این خط مطلوب می باشد. دلیل این اختلاف بزرگ فاکتور های زیادی می باشد. اولین فاکتور مقدار بار و توزیع آن می باشد. بار موجود در شین ۵ بزرگترین بار می باشد (۲۰۰ مگاوات). وقتی TCSC به در باس با بار سنگین نصب شود، خط مربوطه نسبت به حالت بدون TCSC وحالتی که TCSC در خط دیگری نصب شده است قدرت بیشتری انتقال می دهد و در شرایط اضطراری کمبود تغذیه را جبران می کند. متعاقباً بهبود در قابلیت اطمینان مشاهده می شود. به این دلیل نصب TCSC در خطوط ۸ یا ۹ نتایج را بهبود می بخشد. اما نصب آن در خط ۳ افزایش بیشتری در قابلیت اطمینان را موجب می شود. این تغییر به امیدانس خط مرتبط است. خط ۳ و بعد از آن خط ۸ بیشترین راکتانس را دارند. در مقایسه با اینها خط ۹ کمترین راکتانس را دارد. این شواهد بیان می کنند که در صورتی که TCSC در خطی نصب شود که بیشترین راکتانس را دارد ظرفیت انتقال بیشترین افزایش را خواهد داشت. در این مثال نصب TCSC در خطوط ۳ یا ۸ بیشترین بهبود را در قابلیت اطمینان سیستم ایجاد خواهد نمود. البته نصب TCSC در خط ۹ نیز قابلیت اطمینان را افزایش می دهد. اما راه چاره نصب TCSC در خط با بیشترین راکتانس می باشد که نمی تواند قدرت زیادی را انتقال دهد. به همین دلیل نصب آن در خط ۹ تاثیر کمی بر قابلیت اطمینان سیستم دارد.

با توجه به آنالیز فوق می توان دریافت که یافتن بهترین محل نصب TCSC بسیار مشکل می باشد. عموماً بهترین محل نصب TCSC، خط با بیشترین راکتانس و نزدیک بزرگترین بار می باشد.

پ - محدودیت های حرارتی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

در این حالت محدودیت های حرارتی تمام خطوط را از ۳۰۰ MVA به ۲۰۰ MVA کاهش می دهیم .
انتظار داریم که بهبود در EENS کاهش می یابد.

TABLE IV
SOLUTIONS FOR ANOTHER SET OF THERMAL LIMITS

TCSC status	EENS (MWh/year)	Reliability Improvement (%)
No TCSC	25832.2272	-----
Line 3 (6-9)	16586.5314	35.79
Line 6 (7-8)	25603.6706	0.88
Line 8 (5-7)	24097.1527	6.72
Line 9 (4-5)	25277.2764	2.15

اولین پدیده مشاهده شده در این حالت افزایش در EENS می باشد. این امر به دلیل کاهش حد حرارتی معقول به نظر می رسد. در مقایسه با جدول شماره سه می توان گفت که بهبود EENS در جدول شماره ۴ کم می باشد. اگر چه TCSC باعث افزایش قدرت انتقالی شده است اما قدرت انتقالی واقعی با محدودیت حد حرارتی روبرو شده است. به این دلیل هرگاه حد حرارتی کاهش یابد اثر نصب TCSC بر بهبود قابلیت اطمینان کم می باشد. این عمل به این معناست که هرگاه ظرفیت حرارتی خط پایین باشد نصب TCSC لازم نیست. جدول فوق این را نیز به ما می گوید که هرگاه TCSC نزدیک بار سنگین نصب شود تاثیر حد حرارتی بسیار مهم می باشد.

ت- مدل ایده آل TCSC

در تحلیل فوق خطای TCSC را ملاحظه نمودیم. در یک روش عملکرد واقعی TCSC و سیستم قدرت انعکاس داده شد. به عبارت دیگر، حتی با ساده سازی مدل خط به همراه TCSC محاسبات پیچیده خواهد بود. با مد نظر قرار دادن این واقعیت که TCSC ها بسیار قابل اطمینان هستند، می توان از مدل ایده آل TCSC استفاده نمود یعنی فرض می شود TCSC در تمامی شرایط و بدون خطا کار می کند و انتظار داریم که نتایج بدست آمده در این مدل نیز معتبر باشند. مجدداً با شرایط پست B در بخش ۴ EENS را با بکار گیری مدل ایده آل TCSC محاسبه می نماییم. در جدول شماره ۵ نتایج مربوط به محاسبات مدل های واقعی و ایده آل TCSC جهت مقایسه آورده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

TABLE V
SOLUTIONS FOR DIFFERENT TCSC MODELS

TCSC Status	Actual TCSC model		Ideal TCSC model	
	EENS (MWh/year)	Improve (%)	EENS (MWh/year)	Improve (%)
Line 3 (6-9)	9002.0219	48.63	8944.7692	48.96
Line 6 (7-8)	17278.9508	1.40	17271.2400	1.45
Line 8 (5-7)	12209.4087	30.33	12176.8243	30.52
Line 9 (4-5)	15692.5075	10.46	15680.6095	10.52

در جدول مشاهده می شود که نتایج این محاسبات بسیار به هم نزدیک است. به این دلیل در محاسبات قابلیت اطمینان برای TCSC های با قابلیت اطمینان بالا در صورتی که زمان انجام محاسبات از دقت محاسبات مهمتر باشد استفاده از مدل ایده آل رضایت بخش است. در مواردی که از تعداد زیادی TCSC استفاده شده است نیز استفاده از مدل ایده آل مفید می باشد.

۶- نتیجه گیری

در این فصل مدل یک خط انتقال به همراه TCSC توسط آنالیز فضای حالت تشریح شد. از پخش بار بهینه OPF به منظور بررسی اثرات TCSC در شرایط اضطراری همراه با قطع بار استفاده شد. به منظور بررسی اثر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم، برخی پارامترها مانند محل نصب TCSC و حدود حرارتی خطوط تغییر داده شدند و نتایج بدست آمده مقایسه شدند. در نهایت قابلیت اطمینان سیستم بر مبنای مدل ایده آل محاسبه شد و این محاسبه نشان داد در صورتی که TCSC از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار باشد این مدل می تواند در محاسبات مورد استفاده قرار گیرد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل اول

قسمت سوم

افزایش قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع با استفاده از TCSC



WikiPower.ir

چکیده

در این فصل تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان پست های توزیع بررسی می شود. در این مورد ، TCSC به منظور تنظیم امپدانس تزریقی و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال سیستم بدون افزایش سطح جریان خطای سیستم بکار می رود. در این زمینه مدل قابلیت اطمینان یک TCSC با چند ماژول بسط و به مدل سیستم انتقال ارتباط داده می شود. دو نوع شاخص در سمت سیستم و سمت بار به منظور بررسی اثر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع ، معرفی می گردد. نتایج بررسی ها نشان می دهد که استفاده از TCSC بهبود قابل ملاحظه ای در قابلیت اطمینان سیستم در هردو سمت به وجود می آورد. تکنیک ارائه شده به چند طرح سیستم فوق توزیع اعمال می شود.

۱- مقدمه

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

وجود رقابت در صنعت برق در کنار وجود محدودیت های محیطی، توجه شرکتهای برق را به سمت گزینه های افزایش ظرفیت سیستم انتقال بدون نیاز به توسعه شبکه، سوق داده است. تکنولوژی ادوات FACTS، فرصتهای متنوعی برای ایجاد پیشرفت در انتقال توان و انعطاف پذیری کنترل سیستم قدرت به وجود آورده است. افزایش ظرفیت سیستم توزیع مورد نیاز به منظور پاسخ گویی به رشد بار به یکی از این دو روش انجام می شود:

- افزایش فیدرها در پست موجود (در صورتی که ظرفیت اضافی در پست وجود داشته باشد)
- انتقال بار به پست جدید

اگر چه افزایش ظرفیت پست گزینه ارجح است، در برخی موارد، محدودیت های سختی در مورد قابلیت قطع مدار شکنها وجود دارد. از این رو نیاز است افزایشهای غیر معمول برای پیروی از اهداف متضاد زیر انجام گیرد.

- فراهم نمودن ظرفیت تغذیه انتقال اضافی برای پستهای فوق توزیع
- جلوگیری از افزایش ظرفیت به منظور جلوگیری از افزایش سطح جریان خطا (در حالت عادی افزایش خطوط انتقال ارتباطی با یک پست، امپدانس معادل را کاهش می دهد و موجب افزایش سطح جریان خطا می شود)

TCSC یکی از ادوات FACTS مهم می باشد که تغییر امپدانس ظاهری یک خط انتقال را بگونه ای امکان پذیر می سازد که توان در مسیر دلخواه جاری شود. این امپدانس کنترل شده می تواند بگونه ای برنامه ریزی شود که در شرایط اضطراری بگونه ای که امنیت سیستم را افزایش دهد، واکنش نشان دهد. در این فصل تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع بررسی می شود. TCSC به منظور تنظیم امپدانس های تزریقی انتقال و افزایش ظرفیت سیستم انتقال بدون افزایش در سطوح جریان خطای سیستم بکار می رود. دو نوع شاخص در سمت سیستم و سمت بار به منظور بررسی اثر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع، معرفی می گردد. تکنیک ارائه شده با اعمال به چند طرح سیستم فوق توزیع تشریح می شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۲- خازن سری کنترل شده با تریستور TCSC

TCSC نشان داده شده در شکل ۱ از تعدادی ماژول که با هم سری شده اند، تشکیل شده است. در هر ماژول بانک خازنی با یک سلف کنترل شده با تریستور به منظور ایجاد مسیر جهت عبور جریان گردشی، پارالل شده است. این کار ولتاژ خازنی را فراتر از ولتاژ خازنی ایجاد شده در اثر عبور جریان خط تقویت می کند. هر تریستور در هر سیکل یک بار آتش می شود و در مدت زمانی کمتر از نیم سیکل در حالت هدایت باقی می ماند. در صورتی که ولتاژ اضافی ایجاد شده توسط پالسهای جریان گردشی کنترل شود تا با جریان خط متناسب گردد، سیستم انتقال TCSC را به صورت افزایش راکتانس فراتر از راکتانس خازن می بیند. این ویژگی که به واسطه وجود کنترل با درجات مختلف می باشد، برای کنترل کوتاه مدت در زمان وقوع اتصال کوتاه استفاده می شود. حد بالای این کنترل به اندازه جریان اتصال کوتاه و زمان از بین رفتن آن بستگی دارد.

کنترل و حفاظت TCSC به دو سطح مشترک و ماژول تقسیم بندی شده است. فرامین برای هر دو بخش کنترل و حفاظت، ابتدا از سطح مشترک و سپس از سطح ماژول تبعیت می کنند. اطلاعات مربوط به وضعیت از سطح ماژول ارسال می شود. طراحی بگونه ای است که هر ماژول یا ترکیبی از ماژولها می توانند از مدار خارج شوند در صورتی که سایر ماژولها در مدار باقی می مانند. در سطح حفاظت مشترک مشکلات مرتبط با تمام ماژولها و همچنین نیاز کلی به بای پس نمودن تمام ماژولها توسط بریکر بای پس، آشکار می شود. سطح حفاظت ماژول مشکلات تاثیر گذار بر هر ماژول تکی و همچنین اعمال حفاظتی اولیه را در ماژول دارای مشکل آشکار می کند. کلید های تریستوری با آتش پیوسته موجب بای پس نمودن تکی ماژولها می شوند و این کار یک عمل بسیار موثر در بسیاری از خطاهای داخلی می باشد. برای برخی خطاهای جدی مثلاً "خطای واریستور"، عملیات حفاظتی ممکن است شامل بای پس نمودن تمام ماژولها توسط بریکر بای پس باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

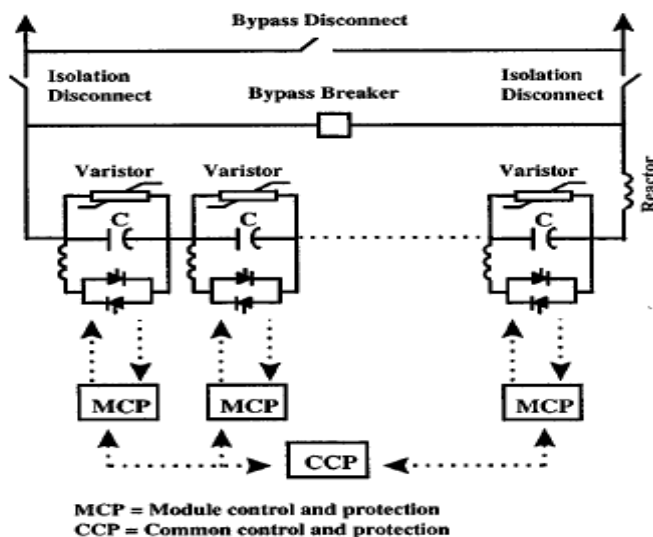


Fig. 1. Thyristor controlled series capacitor model.

۳- کاربرد TCSC به منظور افزایش ظرفیت پست های توزیع

کاربرد تکنیکهای احتمالی برای ارزیابی تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم انتقال و با استفاده از مطالعات انجام شده بر روی سیستم نمایش داده شده در شکل ۲، تشریح می شود. این شبکه یک ساختار شعاعی از سیستم انتقال ۳۴۵KV به پست توزیع ۱۳۸/۱۳.۸ KV از طریق خطوط فوق توزیع ۱۳۸KV می باشد. در سطح ولتاژ ۱۳.۸ KV نیز فیدر های شعاعی به ثانویه ترانسفورماتور ها متصل شده اند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

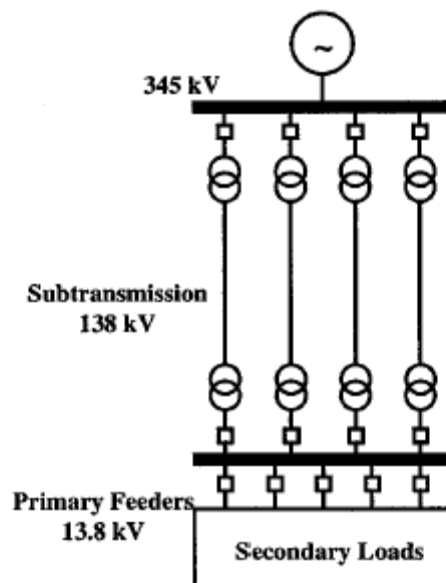


Fig. 2. System under study (original scheme).

به منظور افزایش ظرفیت پست ، با حفظ محدودیت های جریان خطا، فرض می شود که خطوط ۱۳۸ کیلو ولت موجود با استفاده از TCSC به صورت سری جبران سازی شده اند (شکل ۳). برای بیشتر منفعت گرفتن از این سیستم ۱۳۸ کیلوولت جبران سازی شده، این امکان وجود دارد که به منظور افزایش ظرفیت بدون کاهش در قابلیت اطمینان تغذیه شونده های بیشتری به آن اضافه کرد.

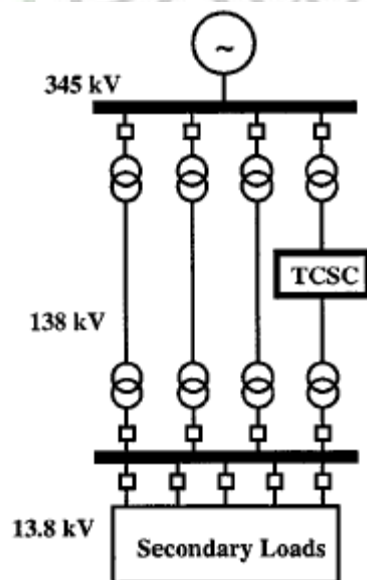


Fig. 3. Scheme A: compensating an existing transmission line.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

دو پیکر بندی مختلف که در شکل های ۴ و ۵ با B و C نشان داده شده اند ارائه شده است. در طرح B یک TCSC وظیفه جبران سازی خط ۱۳۸KV ارتباطی بین پست فوق توزیع و انتقال را به عهده دارد. در طرح C پست فوق توزیع از طریق یک اتصال ۱۳.۸KV و TCSC به پست فوق توزیع دیگری متصل شده است.

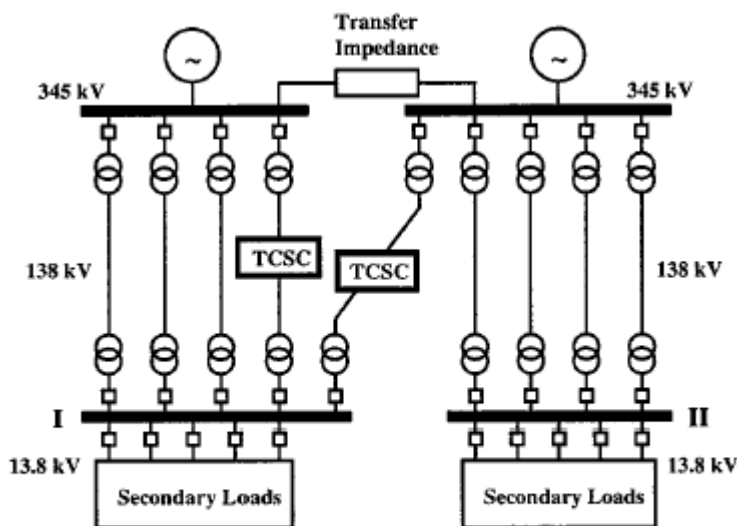


Fig. 4. Scheme B: substation interconnection to the bulk system through a 138 kV TCSC.

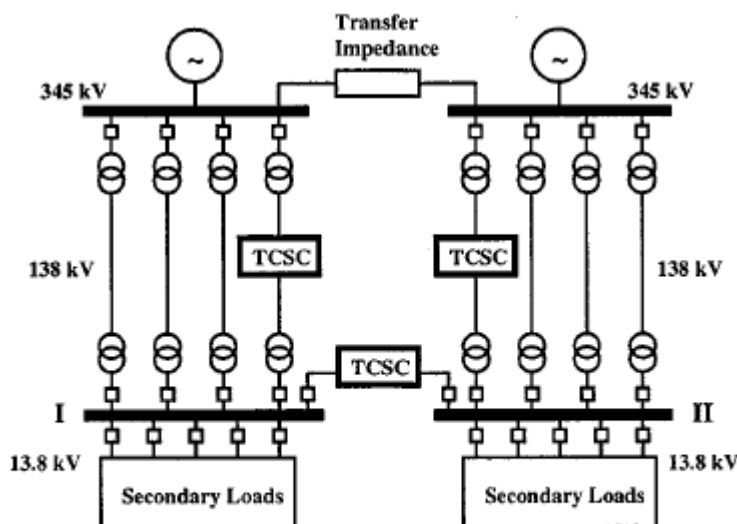


Fig. 5. Scheme C: substation interconnection at the 13.8 kV using a TCSC link.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

طرح نشان داده شده در شکل ۲ پایه مطالعه می باشد و مطالعات انجام شده، شاخصهای قابلیت اطمینان در این طرح را با سایر پیکر بندی ها مقایسه می کند.

۴- بدست آوردن مدل قابلیت اطمینان TCSC

برای یک TCSC به تعداد M ماژول، دو مد خطای مختلف برای هر ماژول می توان در نظر گرفت. نخست، خطاهایی که موجب خروج ماژول می شود (مثلاً خطا در خازن). دوم خطاهایی که در یک ماژول رخ می دهد و باعث خروج M ماژول می شود (مثلاً خطای واریستور در یک ماژول). شکل ۶(a) مدل دو حالتی یک TCSC را نشان می دهد که در آن هر ماژول در حالت کارکرد یا خروج قرار دارد. در این مدل فضای حالت تنها اولین حالت که باعث می شود ماژول به حالت خروج برود، مورد توجه است. احتمالاتی حالت ماندگار P_1 و P_2 برای حالات کارکرد و خروج مطابق زیر بدست می آیند:

$$P_1 = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (1)$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2)$$

بر مبنای مدل دو حالتی، هرگاه یک ماژول در حالت خطا باشد کار جبران سازی خط را انجام نخواهد داد. در عمل، در یک TCSC با تعداد M ماژول، اگر تعداد K ماژول دچار خطا شده باشند ($M/2 < K < M$)، تعداد $M-K$ ماژول باقی مانده برای مدت کوتاهی قادر به ارائه سطح نامی جبران سازی TCSC خواهند بود. مدل دو حالتی نشان داده شده در شکل ۶(a) به منظور در نظر گرفتن این موضوع به صورت شکل ۶(b) اصلاح شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

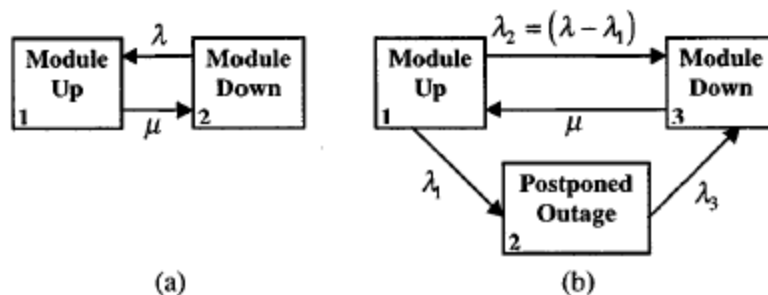


Fig. 6. State-space model of a capacitor module.

احتمال حالت مانای یک ماژول که در حالت خطا قرار دارد (حالت ۳) توسط روابط زیر بدست می آید:

$$P_3 = \frac{\lambda_3 \lambda}{\lambda_3 \lambda + \mu(\lambda_3 + \lambda)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu \left(1 + \frac{\lambda}{\lambda_3}\right)} \quad (3)$$

$$P_3 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu \left(1 + \frac{1}{\beta'}\right)} \quad \beta' > 0. \quad (4)$$

این معادل است با کاهش نرخ خطای اصلی λ در شکل (a) به $\lambda / (1 + 1/\beta')$ که β' به درجه تاخیر اندازی اشاره دارد. β' بین بینهایت و صفر به ترتیب برای حالت بدون تاخیراندازی و تاخیراندازی کامل تغییر می کند. احتمال بدست آمده از مدل اصلاح شده با رابطه (۴) برای ماژولی که در حالت خطا قرار دارد کمتر است از مقدار بدست آمده از رابطه ۲ برای حالت اصلاح نشده. در این فصل، مقدار یک برای β' در نظر گرفته می شود که نرخ خطای ماژول به میزان ۵۰٪ کاهش می یابد. با توجه به این عوامل و درک حالت خطای یک ماژول، مدل قابلیت اطمینان یک TCSC شامل چند ماژول می تواند مشخص شود.

شکل ۷ مدل فضای حالت یک TCSC با ۶ ماژول را نشان می دهد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

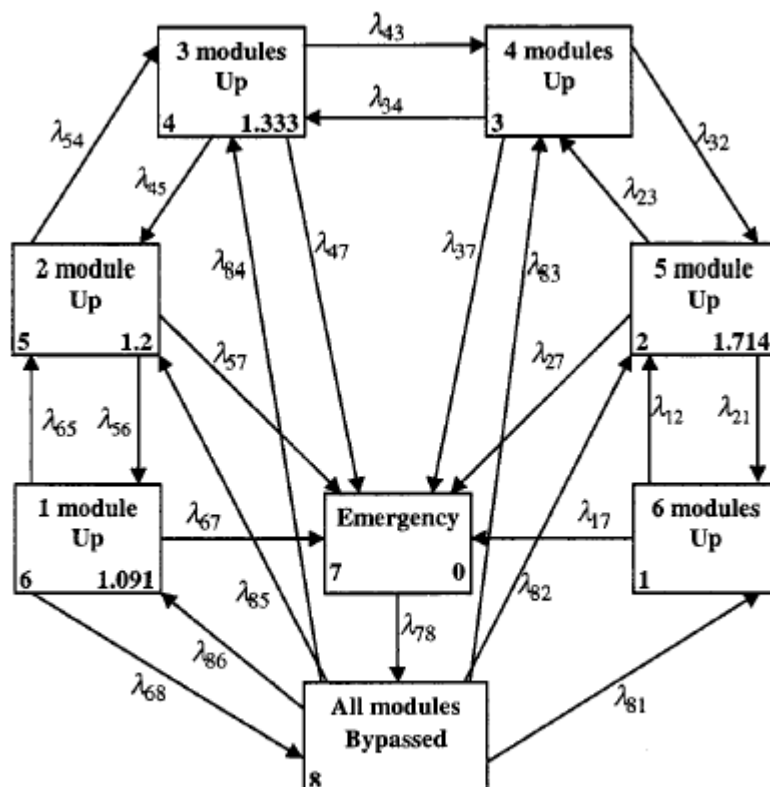


Fig. 7. State-space model of a six-module TCSC.

هر حالت با یک چهار ضلعی نشان داده شده است که شامل اعدادی در سمت چپ و راست آن است که این عداد به ترتیب عبارتند از شماره و ظرفیت حالت بر حسب پریونیت. بطور مثال در حالت ۱ همه ماژولها در حالت کار هستند و سطح نامی جبران سازی را ارائه می دهند. از این رو ظرفیت انتقال خطوط ۲ PU در مبنای ظرفیت جبران نشده خطوط می باشد. ظرفیتهای مرتبط با حالات ۲ تا ۶ متناسب با تعداد ماژولهای در حال کار می باشد. حالت اضطراری ۷، حالت انتقال بین حالات ۱ تا ۶ و ۸ می باشد. آخرین حالت در اثر بروز هر حادثه ای در ماژول که منجر به خطای نوع دوم گردد یا خطا در قسمت کنترل مشترک به وجود می آید. در چنین حالتی کل TCSC توسط بریکر بای پس، بای پس می شود و این عمل در مدت زمان کوتاهی انجام می شود (زمان عملکرد بریکر بای پس). نرخ گذر از حالت ۷ به ۸ برابر PCB/S می باشد که عبارت است از احتمال موفقیت آمیز بودن کلید زنی و S زمان کلید زنی می باشد. اگر سوئیچگیر (مجموعه بریکر بای پس، سکسیونر بای پس و سکسیونر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

ایزوله کننده در شکل ۱) در اثر بد کار کردن سیستم رله گذاری یا سیستم داخلی خودش دچار خطا شود خط از مدار خارج می شود و سیستم در حالت ۷ باقی می ماند تا جزء معیوب تعمیر شود. در این حالت نرخ خطای خط جبران شده توسط نرخ خطای خط جبران نشده بعضافه نرخ خطای مربوط به قسمت کنترل مشترک اصلاح می شود و مطابق زیر بیان می شود:

$$\lambda_{mt} = \lambda_{ot} + \lambda_{cc}(1 - P_{CB}) \quad (5)$$

که در رابطه فوق

λ_{ml} = نرخ خطای اصلاح شده مربوط به خط جبران شده

λ_{ol} = نرخ خطای خط در حالت جبران نشده

λ_{cc} = نرخ خطای قسمت کنترل مشترک

با داشتن نرخ های گذر، احتمال حالت ماندگار حالت های مختلف می تواند مشخص شود. نرخ گذر حالت برای یک TCSC با شش ماژول در زیر آورده شده است.

TABLE I

TRANSITION RATES OF THE STATE SPACE MODEL OF A TCSC

$\lambda_{12}=0.0042$	$\lambda_{21}=0.0154$	$\lambda_{17} \text{ to } \lambda_{67}=0.0005$
$\lambda_{23}=0.0035$	$\lambda_{32}=0.0308$	$\lambda_{81} \text{ to } \lambda_{86}=0.0333$
$\lambda_{34}=0.0028$	$\lambda_{43}=0.0462$	
$\lambda_{45}=0.0021$	$\lambda_{54}=0.0616$	
$\lambda_{56}=0.0014$	$\lambda_{65}=0.0770$	
$\lambda_{68}=0.0007$	$\lambda_{86}=0.1257$	

در جدول فوق فرض شده است نرخ خطا و نرخ تعمیر یک به ترتیب 0.0007 و 0.0154 باشد.

نرخ خطا و تعمیر قسمت کنترل مشترک نیز به ترتیب 0.0005 و 0.0333 فرض شده است.

ظرفیت مورد انتظار مرتبط با خط جبران شده از رابطه زیر بدست می آید.

$$ELCC = \sum_{i=1}^8 P_i * C_i \quad (6)$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در رابطه فوق داریم:

ELCC = ظرفیت مورد انتظار خط جبران شده

P_i = احتمال وقوع حالت i ام

C_i = ظرفیت حالت i ام

تمام خطوط انتقال توسط مدل دو حالتی نشان داده شده در شکل ۶ نمایش داده می شوند. نرخ خطا و ظرفیت خط جبران شده توسط روابط (۵) و (۶) اصلاح می شود. برای پاسخ صحیح سوئیچگیر احتمال ۰.۹۸ را در نظر می گیریم. زمان کلیدزنی نیز یک ساعت در نظر گرفته می شود.

۵- شاخصهای عملکرد

چندین شاخص اساسی به منظور نشان دادن تاثیر ورود TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم پستهای فوق توزیع پیشنهاد شده است. این شاخصها برای نقاط ارسال و کل سیستم محاسبه می شوند. طرح سیستم اصلی و طرح A (شکلهای ۲ و ۳) یک نقطه ارسال در شین ۱۳.۸KV دارند و از این رو شاخصهای سیستم و نقطه ارسال یکی می باشند. این شاخصها برای طرح های B و C باید جداگانه محاسبه شوند. برای هر نقطه ارسال شاخص های زیر می توانند محاسبه شوند:

λ = فرکانس تکرار قطعی ها (yr/قطعی)

U = مدت زمان قطعی در سال (h/yr)

τ = میانگین مدت زمان هر قطعی

ALI = قطعی بار سالیانه (MW/yr)

AUE = انرژی تغذیه نشده سالیانه (MWH/hr)

DPIS = شدت قطعی در نقطه ارسال

شاخصهای سیستم عبارتند از :

میانگین کثرت وقفه در سیستم (SAFI) = تعداد وقفه ها تقسیم بر نقاط ارسال

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

میانگین مدت زمان وقفه در سیستم (SAIDI) = مجموع مدت زمان وقفه ها تقسیم بر نقاط ارسال

میانگین مدت زمان باز یابی سیستم (SARI) = (SAIDI/SAIFI)

میانگین انرژی تغذیه نشده در سیستم (SAUE) = مجموع انرژی تغذیه نشده تقسیم بر نقاط ارسال

میانگین بارهای قطع شده در سیستم (SALI) = مجموع مگا وات قطع شده تقسیم بر نقاط ارسال

شدت قطعی در سیستم (SIS) = مجموع انرژی تغذیه نشده در یک سال در سیستم بر حسب مگاوات

در دقیقه تقسیم بر پیک بار سیستم بر حسب مگاوات

شاخصهای نقاط ارسال در شینههای KV ۱۳.۸ محاسبه شده اند. در طرح های A, B و C احتمال خرابی

بریکر ۰.۰۶ فرض شده است.

۶- نتایج مطالعات

مطالعات مقایسه ای با استفاده از طرح های مختلف به منظور بررسی تاثیر وجود TCSC بر قابلیت

اطمینان سیستم های فوق توزیع انجام شده است. ظرفیت تولید در شین ۳۴۵KV به مقدار

۵۰۰MW و با قابلیت اطمینان ۱۰۰٪ در نظر گرفته شده است. پیک بار سیستم در شین KV ۱۳.۸

برابر ۴۰۰MW می باشد. برخی اطلاعات سیستم مطابق جدول ۲ می باشد.

TABLE II

COMPONENT RELIABILITY DATA

component	failure		repair time [hr]	switching time [hr]
	total	active		
Line	0.080	0.060	20	1
h.v. Trans.	0.015	0.015	80	1
l.v. Trans.	0.020	0.015	50	1
h.v. breaker	0.006	0.004	15	1
l.v. breaker	0.008	0.006	15	1
h.v. bus	0.005	0.005	5	1
l.v. bus	0.003	0.003	5	1

نتایج بدست آمده برای شاخصهای نقطه ارسال و سیستم مطابق زیر است.

- شاخصهای نقطه ارسال

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

این شاخصه ابتدا برای طرح اصلی و طرح A در شین ۱۳.۸KV ، محاسبه شده اند. در طرح A ظرفیت انتقال خط ۴ MW ۱۰۰ می باشد و با نصب TCSC این مقدار به ۱۹۰.۴MW افزایش می یابد. ظرفیت خط با استفاده از رابطه (۶) و اطلاعات سیستم محاسبه شده است. نرخ خطای این خط با نصب TCSC و با استفاده از رابطه (۵) از ۰.۰۰۰۸ به ۰.۰۰۰۸۰۱ خطا در سال افزایش می یابد. شاخصهای اندازه گیری شده برای دو سیستم طرح اصلی و A و در سه ضریب بار مختلف ، در جدول ۳ آورده شده است. از نتایج می توان دریافت که وجود TCSC باعث بهبود در شاخصهای نقطه ارسال می گردد.

TABLE III
DELIVERY-POINT INDICES FOR THE
ORIGINAL AND SCHEME A

LF [%]	Original scheme			Scheme A		
	λ	r	U	λ	r	U
100	0.6459	25.96	16.77	0.597	24.22	14.46
85	0.6079	26.60	16.17	0.2209	18.76	4.144
75	0.1299	5.637	0.7322	0.0919	1.460	0.1342

در شکل ۸ تغییرات در شاخصهای ALI,AUE و DPIS بر حسب ضریب بار برای این دو سیستم آورده شده است. با مشاهده این شکل می توان دریافت که در ضریب بار کم تاثیر وجود TCSC بسیار کم می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

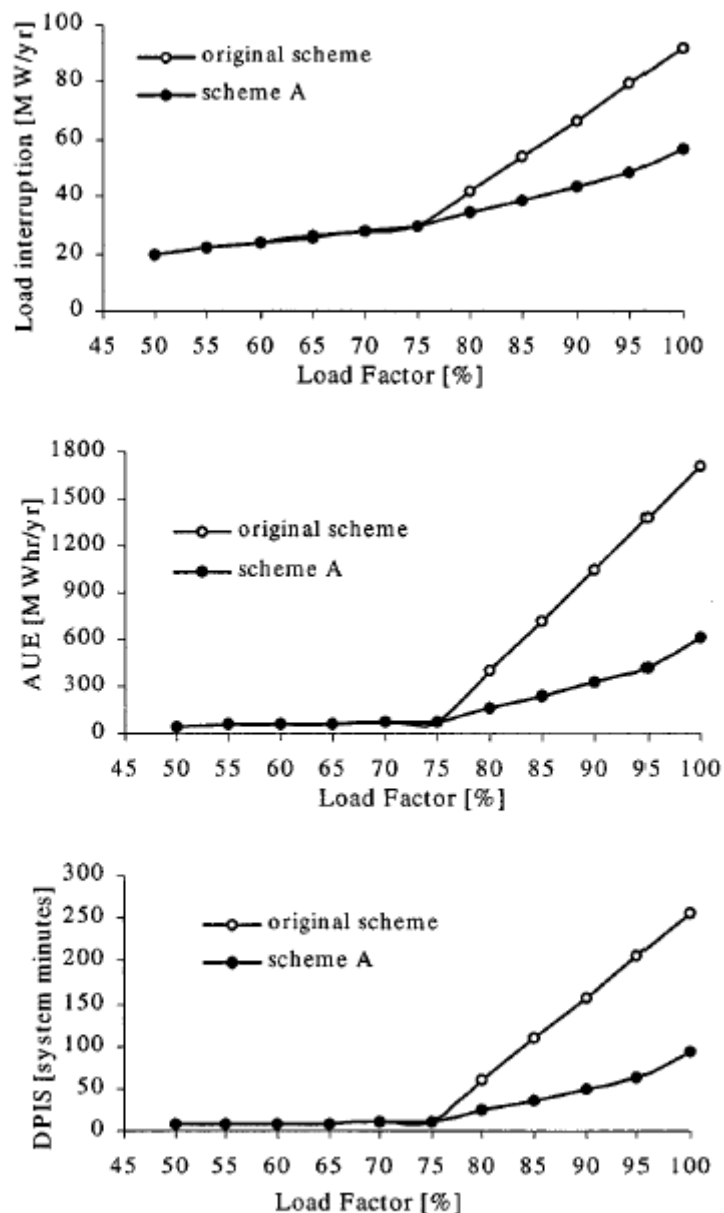


Fig. 8. Variation of delivery-point indices versus load factor.

وجود TCSC قابلیت اطمینان نقطه ارسال را برای ضریب بارهای بالاتر از ۷۵٪ بهبود می بخشد. دلیل این امر آن است که وجود TCSC باعث افزایش قابلیت تحمل بار سیستم فوق توزیع می شود و وقوع برخی خطاها منجر به قطع بار نمی شود یا حداقل تاثیر خطاها در سیستم کمتر می شود. در ضریب بار ۹۰٪، شاخصهای ALI، AUE و DPIS به ترتیب از مقادیر ۶۶.۷۸ MWh/yr، ۱۰۵۱.۷۲ و ۱۵۷.۷۵ دقیقه سیستم به ۴۳.۵۱ MWh/yr، ۳۲۸.۹۸ و ۴۹.۳۴ دقیقه سیستم برای زمانی که TCSC در سیستم نصب است (طرح A)، کاهش می یابند. نتایج ارائه شده در

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۳ و شکل ۸ بر مبنای نرخ انتقال مدل فضای حالت سیستم می باشند و نرخ انتقال مدل سیستم نیز توسط نرخ خطا و نرخ تعمیر در هر ماژول تکی و سیستم کنترل مشترک مشخص می شود. ظرفیت جبران شده خط انتقال نیز 190.4MW می باشد. نرخ خطا در ماژول تاثیر قابل توجهی در شاخصهای نقطه ارسال دارد. در شکل ۹ تاثیر تغییر نرخ خطا در ماژول بر قطعی سالیانه بار، انرژی تغذیه نشده، و شدت قطعی در نقطه ارسال نشان داده شده است. نرخ خطا در هر ماژول از 0.0007 تا 0.01 تغییر می کند.

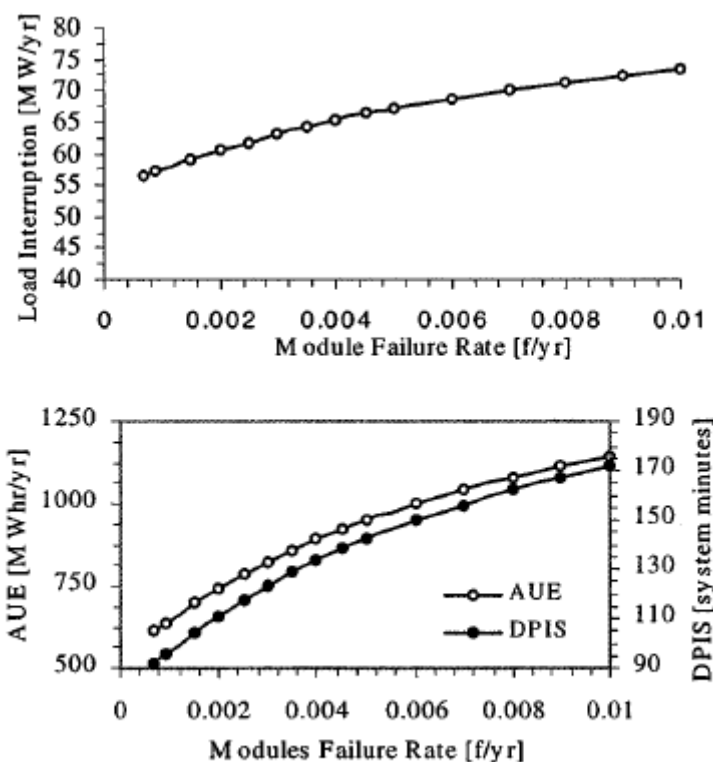


Fig. 9. Variation of delivery-point indices versus modules failure rate.

از نتایج می توان دریافت که شاخصهای نقطه ارسال افزایش می یابند، یعنی با افزایش نرخ خطا در ماژول قابلیت اطمینان کاهش می یابد. دلیل این امر این است که با افزایش نرخ خطا در TCSC از 190.4MW به 146.5MW کاهش می یابد. برای سیستم طرح های

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

B و C نیز این شاخصها مشابه طرح A محاسبه شده اند. ظرفیت تولید در شین KV ۳۴۵ برابر MW ۳۴۵ و ۵۰۰ و پیک بار در شین KV ۱۳.۸ شماره یک برابر MW ۴۰۰ در نظر گرفته شده است. از نتایج می توان دریافت که از بین این چهار طرح ، طرح B از قابلیت اطمینان بالاتری برخوردار است. دلیل این امر نیز این است که شین یک در طرح B مستقیماً به منبع ۳۴۵KV متصل شده است و نسبت به طرح C خروجی های کمتر و قطع بار کمتری دارد. نتایج بدست آمده برای شین ۲ در این جا آورده نشده است . بر مبنای شاخصهای نقطه ارسال در شین ۲ ، طرح C شاخصهای قابلیت اطمینان بالاتری نسبت به سایر طرح ها از خود ارائه داده است و لی تصمیم نهایی به حساسیت بارها در شین های یک و دو و جنبه های اقتصادی بستگی دارد.

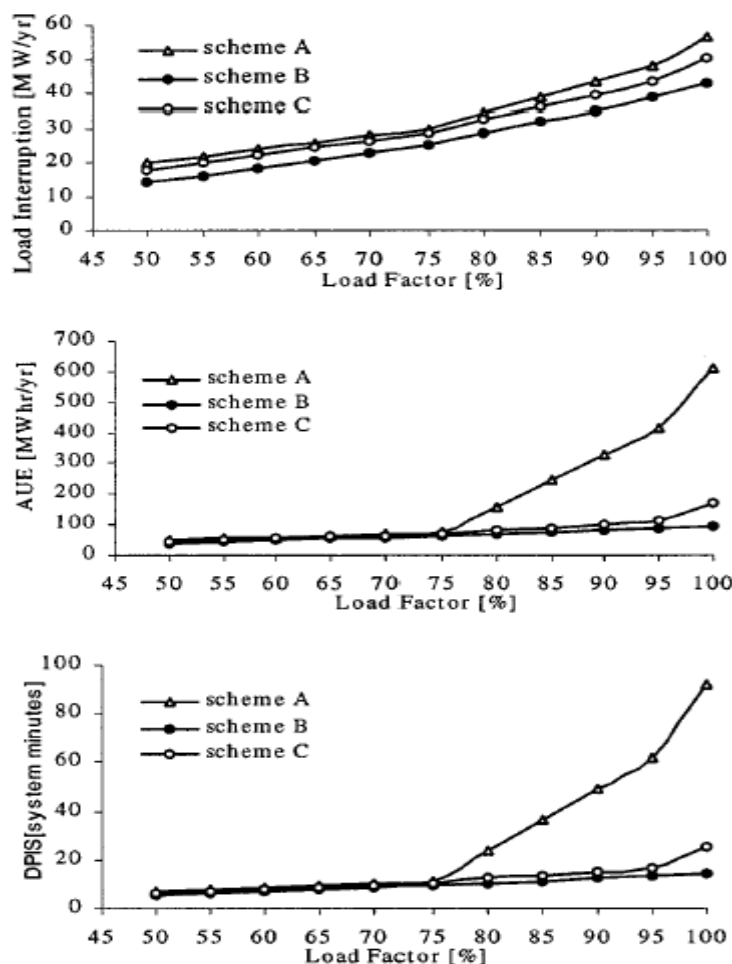


Fig. 10. Delivery-point indices for the three schemes A, B, and C.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

- شاخصهای سیستم

در جداول ۴ و ۵ شاخصهای سیستم برای طرح های A، B، C و طرح اصلی، در دو ضریب بار ۱۰۰٪ و ۸۵٪، آورده شده است.

TABLE IV
SYSTEM INDICES FOR 100% LOAD FACTOR

scheme	SAIFI	SAIDI	SARI	SALI	SAUE	SIS
original	0.6459	16.77	25.96	88.22	1655	248.3
A	0.5970	14.46	24.22	53.21	567.5	85.12
B	0.3645	8.230	22.57	66.01	877.8	131.7
C	0.2427	4.312	17.77	41.81	137.5	20.63

TABLE V
SYSTEM INDICES FOR 85% LOAD FACTOR

scheme	SAIFI	SAIDI	SARI	SALI	SAUE	SIS
original	0.6079	16.17	26.6	51.75	685.0	102.8
A	0.2209	4.144	18.75	36.23	203.3	30.50
B	0.3640	8.220	22.58	42.87	382.4	57.36
C	0.1112	0.2638	2.373	33.43	80.84	12.13

ظرفیت انتقال جبران شده خط بین شین ۳۴۵ KV و ۱۳.۸ KV برابر ۱۹۰.۴ MW و برای خط بین دو شین ۱۳.۸ KV برابر ۹۸.۶ MW می باشد. همانطور که قبلاً متذکر شدیم شاخصهای نقطه ارسال و سیستم برای طرح اصلی و طرح A یکسان می باشند. از نتایج می تان دریافت که در یک ضریب بار مشخص شاخصهای سیستم در طرح C کمتر می باشند از طرح B. این امر بیان می کند که با در نظر گرفتن شاخصهای سیستم، طرح C از قابلیت اطمینان بالاتری نسبت به طرح B برخوردار است. همانطور که متذکر شدیم، نتایج ارائه شده برای شاخصهای نقطه ارسال و سیستم باید با هزینه های نهایی، بهره برداری و تعمیر و نگهداری TCSC مقایسه شوند و با در نظر گرفتن گزینه های مختلف تصمیم گیری نمود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۷- نتیجه گیری

در این فصل تاثیر وجود TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع بررسی شد. TCSC به منظور تنظیم امپدانسهای انتقال دیده شده توسط شین و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال سیستم بدون افزایش سطح جریان خطای سیستم، در سیستم بکار برده شد. مدل فضای حالت برای درک حالت های مختلف خطا در یک TCSC با ۶ ماژول ارائه شد. برای بدست آوردن تاثیر TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم فوق توزیع دو نوع شاخص با نامهای شاخصهای نقطه ارسال و شاخصهای سیستم معرفی شدند. مطالعات مقایسه ای با طرح های مختلف انجام شد. نتایج ارائه شده نشان داد که قابلیت اطمینان سیستم و نقطه ارسال در صورت وجود TCSC بهبود می یابند نتایج همچنین نشان دادند که تاثیر TCSC بر شاخصهای قابلیت اطمینان سیستم و نقطه ارسال با توجه به پیکربندی سیستم، متفاوت می باشد.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل دوم

تاثیر UPFC بر قابلیت اطمینان سیستم های قدرت

چکیده

در این فصل تاثیر کنترل کننده های یکپارچه فلوی توان (UPFC) بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت مورد بررسی قرار می گیرد. UPFC به منظور تنظیم سهم توان دو خط انتقال مختلف که با یکدیگر پارالل می باشند بکار گرفته می شود و نیز باعث می شود حداکثر ظرفیت انتقال توان مورد استفاده قرار گیرد. نتایج تحقیقات نشان می دهد که استفاده از UPFC بهبود قابل توجهی در قابلیت اطمینان سیستم به وجود می آورد. این بهبود با سه شاخص ریسک قابلیت اطمینان به نامهای انتظار از دست دادن بار (LOLE)، انتظار از دست دادن انرژی (LOEE) و شاخص سیستم (SM) محاسبه می شود. در این فصل نیز مقایسه ای بین تاثیر UPFC و TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم انجام می شود.

۱- مقدمه

توانایی کنترل فلوی توان در سیستم قدرت بدون ایجاد تغییر در زمانبندی یا توپولوژی شبکه می تواند کارایی سیستم را بهبود بخشد. با استفاده از تجهیزات کنترل پذیر، می توان فلوی توان را در مسیری که توان عبوری آن از حد حرارتی تجاوز نموده جاری نمود، تلفات را حداقل نمود، حاشیه پایداری سیستم را افزایش داد و نیازمندیهای قراردادی را بدون تجاوز از قیود اقتصادی تولید برآورده ساخت.

تکنولوژی سیستم های انتقال AC انعطاف پذیر (FACTS) آخرین ابزار به منظور استفاده از تجهیزات موجود از طریق عملکردهای کنترلی سریع و قابلیت های جدید می باشد. ویژگی برجسته این تکنولوژی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

قابلیت کنترل مستقیم فلوی توان عبوری از خطوط انتقال به وسیله تغییر در پارامترهای ساختار شبکه و جایگزینی کنترل کننده های با بهره بالا بر اساس کلیدزنی سریع می باشد. کاربرد ادوات FACTS برای امنیت سیستم قدرت بخش جذاب و در حال پیشرفت تحقیقات در صنعت برق می باشد. در اکثر مطالعات گزارش شده ، بیشتر تمرکز بر روی قابلیت این ادوات در بهبود امنیت سیستم قدرت با میرا نمودن نوسانات سیستم بوده و تاثیر این ادوات بر قابلیت اطمینان سیستم کمتر تحقیق شده است . یکی از پر کاربرد ترین این ادوات، UPFC می باشد که به منظور کنترل و بهبود پخش توان در سیستم قدرت الکتریکی پدیدار شده است. این تجهیز منافع عمده ای برای عملکردهای حالت استاتیک و دینامیک خطوط انتقال که ترکیبی از ویژگی های جبران کننده های سنکرون (STATCOM) و جبران کننده های استاتیک سنکرون سری (SSSC) را دارا می باشد.

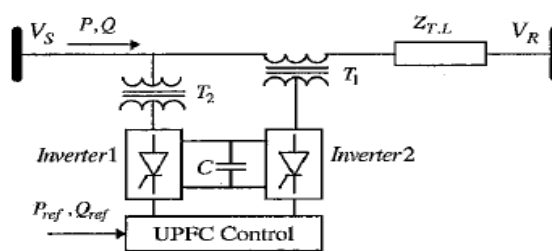


Fig. 1. Simplified transmission system and UPFC model.

در این فصل تاثیر UPFC بر قابلیت اطمینان سیستم بررسی می شود. UPFC به منظور تنظیم توان طبیعی تقسیم شده بین دو خط انتقال موازی و متعاقب آن استفاده از حداکثر ظرفیت انتقال بکار می رود. اثر این کنترل کننده بر قابلیت اطمینان سیستم با استفاده از سه شاخص ریسک به نامهای انتظار از دست دادن بار (LOLE)، انتظار از دست دادن انرژی (LOEE) و شاخص سیستم (SM) محاسبه می شود.

۲- کنترل کننده یکپارچه پخش توان (UPFC)

UPFC نشان داده شده در شکل ۱ از دو سوئیچ کانورتوری تشکیل شده است که هر کانورتور عبارت است از اینور تور منبع جریان که از سوئیچ ترایستوری GTO استفاده می کند. اینور تور ها که با شماره

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

های ۲ و ۱ در شکل نشان داده شده اند توسط یک لینک مشترک DC با یک خازن ذخیره کننده کار می کنند. این ترکیب یک عملکرد ایده آل مبدل قدرت ac به ac می باشد که در آن توان اکتیو می تواند آزادانه در هر دو جهت منتقل شود و همچنین هر اینورتر مستقل می تواند توان راکتیو در پایانه های ac خود تولید یا جذب نماید. اینورتر شماره ۲ با تزریق ولتاژ ac که اندازه و زاویه فاز آن قابل کنترل می باشد و از طریق ترانسفورماتور T_1 با خط سری شده است، نقش اصلی را ایفا می کند. این ولتاژ تزریقی می تواند به عنوان منبع ولتاژ ac سنکرون دیده شود. جریان خط انتقال از طریق این منبع ولتاژ جاری می شود و تبادل در قدرت اکتیو و راکتیو بین منبع و سیستم ac ایجاد می کند. قدرت اکتیو تبدلی در پایانه ac (در پایانه ترانسفورماتور T_1) توسط اینورتر به dc تبدیل می شود و در قسمت لینک dc به صورت مثبت یا منفی ظاهر می شود. قدرت راکتیو تبدلی در پایانه توسط اینورتر تولید می شود. کار اصلی اینورتر ۱ تغذیه یا پاسخگویی به تقاضای توان اکتیو اینورتر ۲ از طریق لینک مشترک dc می باشد. این قدرت از طریق ترانسفورماتور شنت T_2 به خط انتقال منتقل می شود.

- حالت کنترل اتوماتیک فلوی توان در UPFC

UPFC توانایی منحصر به فردی در کنترل توان اکتیو (P) در خط انتقال و کنترل توان راکتیو (Q) در نقطه خاصی را دارد. این توانایی با تفسیر ولتاژ تزریقی V_{inj} به عنوان یک کمیت برداری دو بعدی کنترل پذیر احساس می شود. این بردار ولتاژ تزریقی می تواند به بردار نیروی جریان مورد نیاز که در خط جاری می شود تعبیر شود، و به دنبال آن فلوی توان مربوطه را ایجاد کند. در حالت کنترل توان اتوماتیک، ولتاژ سری تزریق شده به صورت اتوماتیک و پیوسته توسط بردار کنترل سیستم برای اطمینان از اینکه P و Q مورد نیاز با وجود اینکه سیستم تغییر کرده است ثابت مانده، مشخص می شود. خط انتقالی که شامل UPFC است به عنوان منبع توان امیدانس بالا آشکار می شود. این حالت عملکرد در تجهیزات جبران کننده خط معمولی قابل دسترس نیست.

۳- کاربرد UPFC در خطوط انتقال پارالل با پارامتر های مختلف

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

هرگاه دو خط انتقال به صورت موازی با یکدیگر قرار گیرند توان انتقالی به نسبت امپدانس هر خط بین آنها تقسیم می گردد. اگر دو خط دارای پیکربندی مختلف باشند (مقادیر حرارتی آنها نیز مختلف باشد) ، برای اینکه توان انتقالی از آنها یکسان باشد ، امپدانس آنها باید بسیار به هم نزدیک باشد. افت ولتاژ در هر دو خط نیز یکسان است و رابطه بین جریان آنها مطابق زیر بیان می شود:

$$I_{L1}Z_{L1} = I_{L2}Z_{L2} \quad (1)$$

اگر بخواهیم از اضافه بار شدن خطی که دارای ظرفیت حرارتی کمتری است (L_2) جلوگیری کنیم

$$(I_{L2} \leq I_{L2max})$$

، هرگز خط L_1 به ظرفیت حرارتی نامی خود نمی رسد ($I_{L1} < I_{L1max}$). اگر به این سیستم UPFC اضافه نماییم هر گاه ولتاژ V_i به سیستم تزریق شود هر دو خط انتقال در ظرفیت حرارتی نامی خود کار خواهند کرد.

۴- مدل قابلیت اطمینان



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

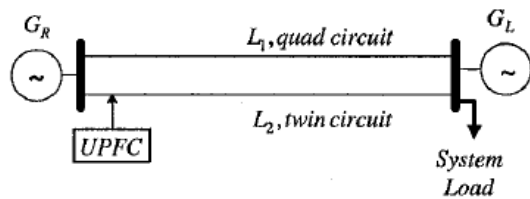


Fig. 2. System under study.

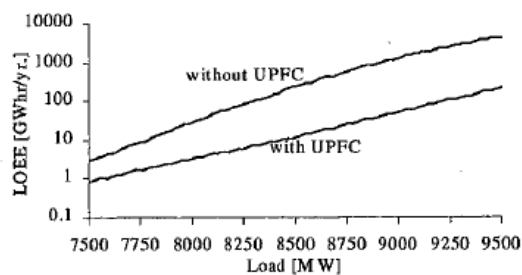
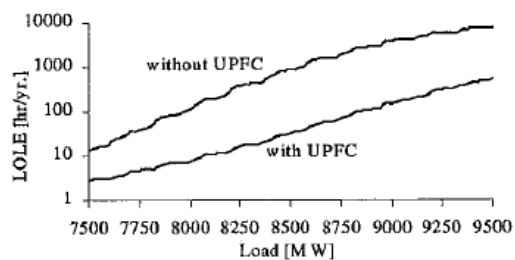


Fig. 3. Effect of employing UPFC on the annualized LOLE and LOEE indices.

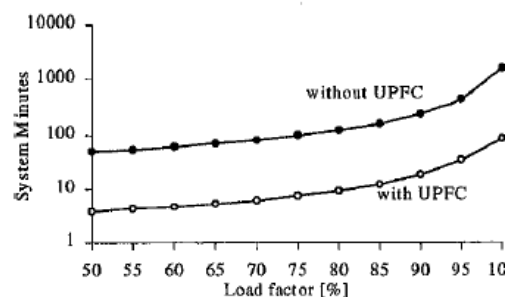
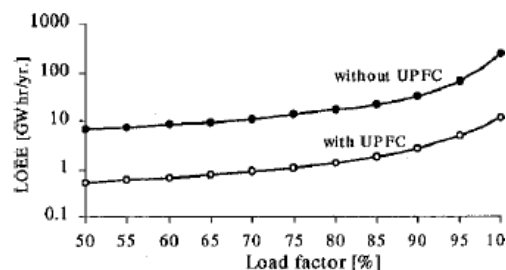
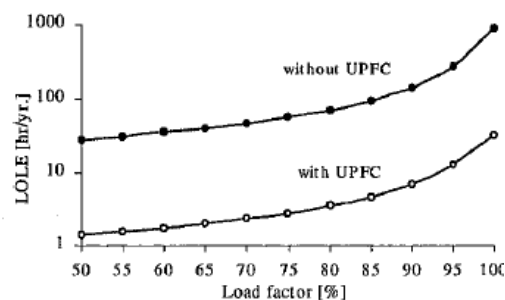


Fig. 4. Impact of load factor variation on the reliability indices.

دیاگرام تک خطی سیستم تحت مطالعه در شکل ۲ نشان داده شده است. این سیستم از دو ژنراتور (یکی در نزدیک بار و دیگری در نقطه ای دوراز بار) و دو خط انتقال (L_1 و L_2) با ظرفیت های حرارتی مختلف تشکیل شده است. خط L_1 یک خط انتقال با هادی باندل چهار تایی است در حالی که خط L_2 خطی است با هادی باندل دوتایی. ظرفیت L_1 دو برابر L_2 می باشد. یک دستگاه UPFC در محل ارسال انرژی بر روی خط L_2 نصب شده است.

اولین گام در ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم بدست آوردن مدل قابلیت اطمینان اجزای سیستم می باشد. واحدهای تولیدی و خطوط انتقال با یک مدل دو حالتی که در این مدل هر جزء در حالت عملکرد یا خروج قرار دارد نمایش داده می شوند. UPFC نیز با مدل دو حالتی فوق نمایش داده می شود. فرض

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

می شود که UPFC در حالت خطا توسط یک مدارشکن با قابلیت اطمینان بالا بدون ایجاد وقفه در خط L_2 از مدار خارج می شود.

با در نظر گرفتن مدل دو حالتی برای سه عنصر L_1 ، L_2 و UPFC مجموعه را با یک مدل هشت حالتی نمایش می دهیم تا بتوان ظرفیت انتقال متناسب با این سیستم را بدست آورد. در صورتی که هر سه عنصر در دسترس باشند حداکثر ظرفیت انتقال که برابر $3P$ (P برابر است با ظرفیت انتقال خط L_2) است را خواهیم داشت. در صورتی که UPFC به هر دلیلی از مدار خارج شود ، جهت جلوگیری از اضافه بار شدن خط L_2 ظرفیت خط انتقال L_1 به P کاهش می یابد. باید دقت کرد که اگر خط L_2 از مدار خارج شود ظرفیت انتقال خط L_1 نیز $2P$ خواهد بود.

۵- نتایج مطالعات قابلیت اطمینان

در دیاگرام تک خط شکل ۲ فرض می کنیم که ژنراتوری که در نقطه دور تر از بار قرار گرفته ۴۰.۷٪ از کل تولید سیستم را بعهده دارد در حالی که ۵۹.۳٪ باقی مانده توسط ژنراتور محلی تامین می شود. پیک بار سیستم نیز ۸۵۰۰ MW فرض می شود. ظرفیت حرارتی خط L_1 برابر ۳۰۰۰ MVA ، ظرفیت حرارتی خط L_2 برابر ۱۵۰۰ MVA و ظرفیت UPFC نصب شده در سمت ارسال انرژی بر روی خط L_2 برابر ۴۵۰ MVA می باشد. قابلیت اطمینان UPFC برابر ۹۸٪ فرض می شود.

SYSTEM DATA

Generation	No. of units	Capacity [MVA]	Failure rate [f/yr]	Repair time [hrs]
Remote Generation	4	750	2.4	75
	5	300	5.6	82
Local Generation	10	375	7.62	100
	6	225	10	98
	5	197	7.5	74
	3	155	10	98

Line	Cap. MVA	Line impedance, p.u./km (100 MVA, 500 kV Base)	λ [f/yr]	μ [hrs]
L_1	3000	0.0012 + j 0.016	1.85	10
L_2	1500	0.0024 + j 0.019	1.85	10

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مطالعات با استفاده از اطلاعات فوق، به منظور بررسی تاثیر UPFC بر قابلیت اطمینان سیستم انتقال انجام می گیرد. قابلیت اطمینان سیستم با شاخص های اصلی احتمال از دست دادن بار (LOLP)، انتظار از دست دادن بار (LOLE) و انتظار از دست دادن انرژی (LOEE) نمایش داده می شود. LOLE عبارت است از میانگین تعداد ساعات در یک دوره که انتظار می رود میزان بار از ظرفیت تولید قابل دسترس فراتر رود. LOEE عبارت است از مقدار انرژی که انتظار می رود در اثر افزایش بار از مقدار ظرفیت تولید در دسترس مصرف نخواهد شد. مقادیر نرم شده LOEE مانند شاخص سیستم (SM) و واحدهای در میلیون (UPM) توسط شرکت های برق مختلف استفاده می شود. SM از LOEE به وسیله تقسیم انرژی تغذیه نشده مورد انتظار بر پیک بار سیستم ضرب در ۶۰ بدست می آید.

در آنالیز ابتدایی فرض شده که بار سیستم در طول سال ثابت است. شاخص های بدست آمده به شاخص های سالیانه اشاره دارند. شکل شماره ۴ پروفیل ریسک را برای LOLE و LOEE به عنوان تابعی از پیک بار سیستم نشان می دهد، می توان دید که با نصب UPFC برای پیک بار مشخص، شاخص های ریسک (LOEE و LOEE) بطور قابل ملاحظه ای کاهش می یابند. وجود UPFC اجازه می دهد تا خط L_1 تا حد ظرفیت حرارتی آماده انتقال بار شود و به این دلیل انتقال توان از واحد دور دست با قابلیت اطمینان بالاتری به سمت بار صورت می گیرد. هر گاه پیک بار سیستم افزایش یابد تاثیر UPFC قابل توجه تر خواهد بود. دلیل این امر این است که برای پیک بار پایین تر ظرفیت تولید محلی برای جلوگیری از قطعی در بار کفایت.

در مطالعات انجام شده برای شکل ۳ فرض شده است که پیک بار سیستم در طول سال ثابت است. ولی در عمل چنین نیست و پروفیل بار در یک سیستم واقعی در طول سال تغییر می کند. آنالیز قابلیت اطمینان در چنین سیستمی با استفاده از منحنی استمرار بار (LDC) انجام می شود. شکل ۴ شاخص های سالیانه LOEE و LOLE و SM را به صورت تابعی از ضریب بار سیستم نشان می دهد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

پیک بار سالیانه سیستم MW ۸۵۰۰ فرض شده است. می توان دید که شاخصهای سالیانه با افزایش ضریب بار سیستم افزایش می یابند.

به منظور فراهم نمودن یک مجموعه نرم شده برای این شاخصها و یک مرجع برای مقایسه شبکه های مختلف، شاخص های LOLP، LOLE، LOEE، SM و در جداول ۱ و ۲ برای پیک بار های MW ۸۰۰۰ و MW ۹۰۰۰ آورده شده است. جدول شماره ۱ شاخص های سیستم اصلی را نشان می دهد در حالی که جدول ۲ تاثیر وجود UPFC در سیستم انتقال بر این شاخصها را نشان می دهد. با مقایسه اطلاعات آورده شده در جداول ۱ و ۲ می توان دید که ورود UPFC

TABLE I
THE ANNUALIZED SYSTEM RISK INDICES WITHOUT THE UPFC

Load [MW]	Load factor = 80%				Load factor = 100%			
	LOLP	LOLE [hr/yr.]	LOEE [GWhr/yr.]	SM	LOLP	LOLE [hr/yr.]	LOEE [GWhr/yr.]	SM
8000	0.000906	7.917	1.654	12.41	0.013446	117.46	25.335	190.012
9000	0.041901	366.05	105.31	702.05	0.465156	4063.6	1317.78	8785.22

TABLE II
EFFECT ON THE CUSTOMER INTERRUPTION COST OF EMPLOYING THE UPFC

Load [MW]	Load factor = 80%				Load factor = 100%			
	LOLP	LOLE [hr/yr.]	LOEE [GWhr/yr.]	SM	LOLP	LOLE [hr/yr.]	LOEE [GWhr/yr.]	SM
8000	0.000117	1.025	0.360	2.70	0.000905	7.908	3.28	24.60
9000	0.001662	14.52	5.012	33.41	0.018103	158.27	52.27	348.47

در سیستم شاخصها را بهبود می بخشد و با افزایش پیک بار سیستم، میزان ریسک در سیستم نیز افزایش می یابد.

شاخصهای قابلیت اطمینان مانند LOLE و LOEE مانند معیار های طراحی سیستم جهت یافتن قابلیت تحمل بار سیستم (LCC) می توانند مشخص شوند. جدول ۳ LCC سیستم را بر حسب مگاوات بدون UPFC و با UPFC و با استفاده از معیار های قابلیت اطمینان مختلف نشان می دهد. از نتایج می توان دریافت که قابلیت تحمل بار سیستم (LCC) در سطح ریسک مشخص بطور قابل ملاحظه ای با بکارگیری UPFC تحت تاثیر قرار می گیرد. افزایش در قابلیت تحمل بار سیستم با بکار

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

گیری UPFC به شدت متاثر از معیار های ریسک است. در جدول ۳ دیده می شود که تاثیر بکار گیری UPFC برای LOLE بیشتر از UPM یا SM می باشد.

TABLE III
LCC WITH AND WITHOUT THE UPFC

Case	Load Carrying Capability in MW for		
	LOLE \leq 50	UPM \leq 200	SM \leq 25
Without UPFC	8423	8432	8153
With UPFC	9525	9342	8891

در آنالیز فوق قابلیت اطمینان UPFC را ۹۸٪ فرض نمودیم شکل شماره ۵ تاثیر تغییر قابلیت اطمینان UPFC را بر شاخصهای قابلیت اطمینان سیستم نشان می دهد. ضریب بار سیستم ۸۰٪ فرض شده است. از این شکل می توان دید که کاهش قابلیت اطمینان UPFC موجب افزایش این شاخصها می شود. برای سطح بار ۸۵۰۰ MW با کاهش قابلیت اطمینان UPFC از ۱۰۰٪ به ۸۵٪ شاخص LOLE از ۲.۲ به ۱۲.۴ ساعت در سال (hr/yr) و شاخص LOEE از ۱۰۱۸ به ۳۳۵۸ گیگاوات ساعت در سال (GWhr/yr) افزایش می یابند. باید متذکر شد که تاثیر قابلیت اطمینان UPFC بسیار مهمتر از افزایش پیک بار سیستم است.

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

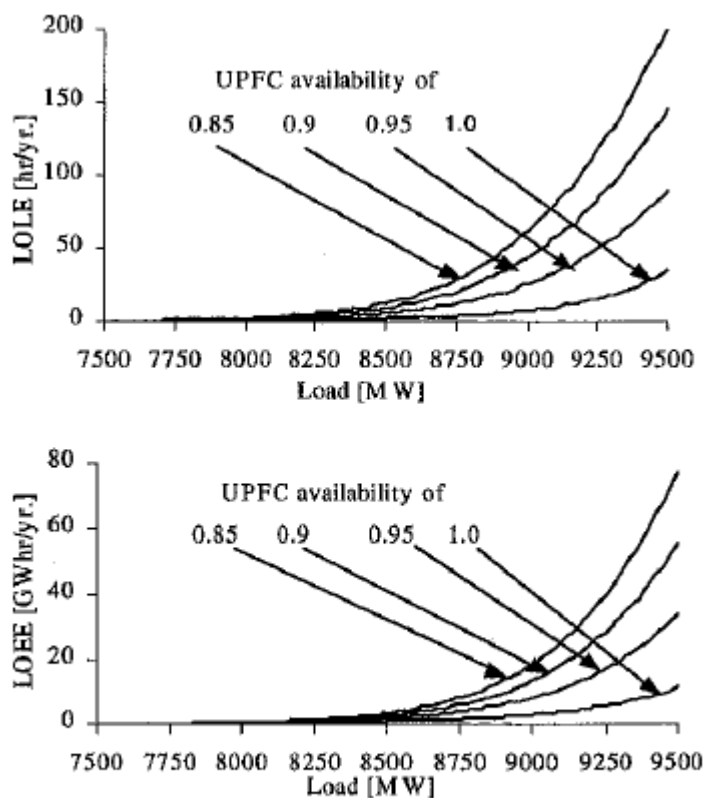


Fig. 5. Impact on the reliability indices of variation in the UPFC availability.

الف- هزینه قطعی ها

افزایش علاقه بهینه سازی اقتصادی در طراحی و توسعه سیستمهای قدرت ما را نیازمند به تجهیزات عملی جهت ارزیابی مناسب نموده است. دانستن هزینه های قطعی مشترکین که مرتبط با بروز خطا در تغذیه می باشد، به عنوان یک گزینه کاربردی برای بدست آوردن ارزش قابلیت اطمینان سرویس دهی مشترکین می باشد. ارزش قابلیت اطمینان سرویس دهی کار مشکل و ذهنی می باشد و ارزیابی مستقیم آن غیر ممکن می باشد. یک راهکار جایگزین دیگر که بطور گسترده ای مورد استفاده قرار می گیرد ضروری است که در اثر از دست دادن تغذیه متوجه مشترکین می گردد. هزینه قطعی مشترکین به عنوان جایگزین برای ارزش واقعی قابلیت اطمینان سیستم قدرت مورد توجه قرار می گیرد. شاخص رایجی که به منظور ارتباط با رویکرد آماری ارزش قطعی مشترکین استفاده می شود انرژی تغذیه نشده مورد انتظار (LOEE) می باشد. هزینه قطعی مشترکین می تواند به شکل هزینه بر واحد انرژی تغذیه نشده بیان

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

شود و به صورت نرخ تشخیصی انرژی قطع شده (IEAR) بیان می شود. شاخص IEAR پارامتر مهمی در مطالعه ارزیابی هزینه یا ارزش قابلیت اطمینان سیستم می باشد و می تواند بطور گسترده ای در مطالعه سیستمهای واقعی مورد استفاده قرار گیرد. بدست آوردن EENS و MAR ارزش پولی آشکاری در ارتباط با شرایط سیستم تحت مطالعه فراهم می کنند. تغییر در ارزش قابلیت اطمینان با بکارگیری UPFC منجر به ایجاد هزینه افزایشی می گردد. در شکل های ۶ و ۷ تغییرات افزایش هزینه قطعی مشترکین با وجود UPFC نشان داده شده است. شاخص IEAR سیستم برابر $12 \text{ \$/kwhr}$ در نظر گرفته شده است.

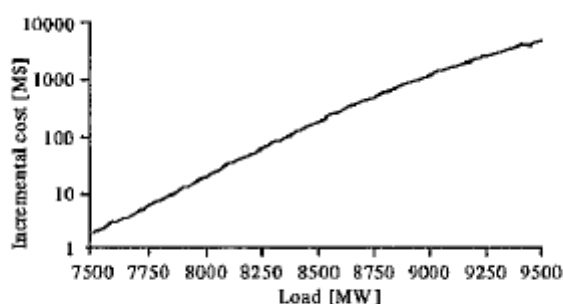


Fig. 6. Variation of the incremental interruption cost versus system peak load.

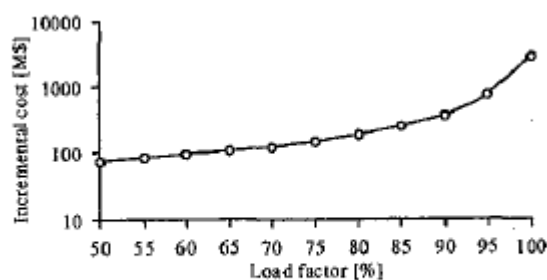


Fig. 7. Variation of the incremental interruption cost versus system load factor.

از نتایج می توان دریافت که هزینه افزایش قطعی با افزایش پیک بار یا ضریب بار سیستم افزایش می یابد.

ب- مقایسه بین UPFC و TCSC

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

در این قسمت مقایسه ای بین UPFC و TCSC از لحاظ تاثیر آنها بر قابلیت اطمینان سیستم انجام می شود. دیدیم که TCSC نیز کار کنترل سریع قدرت اکتیو را در خطوط انتقال انجام می دهد. برای انجام این مقایسه، TCSC را می توان به سادگی به عنوان یک خازن متغیر پیوسته که امپدانس آن در محدوده $0 \leq XG \leq Zc \max$ تغییر می کند در نظر گرفت. امپدانس خازنی سری قابل کنترل می تواند بخش از راکتانس اندوکتیو خط انتقال را بکاهد و امپدانس کلی خط انتقال را کاهش دهد و بدنبال آن توان قابل انتقال را افزایش دهد. افزایش قدرت انتقالی در صد ثابتی از قدرت منتقل شده توسط خط جبران نشده در زاویه انتقال مشخص می باشد. به عبارت دیگر، افزایش قدرت انتقالی بدست آمده در زاویه انتقال کوچک بسیار کمتر از زاویه انتقال بزرگ است. این خصوصیت به این حقیقت وابسته است که TCSC یک امپدانس سری است و میزان ولتاژ جبران شده توسط آن وابسته به جریان خط انتقال است که آن هم تابعی از زاویه انتقال δ می باشد. در مقابل، UPFC یک منبع ولتاژ است و ولتاژ جبران شده توسط آن مستقل از جریان خط و به تبع آن زاویه δ می باشد و به حداکثر ولتاژ سری تزریقی توسط UPFC وابسته است.

در این جا ما فرض کرده ایم TCSC به صورت سری به خط انتقال L_1 متصل شده است. درجه جبران سازی بگونه ایست که کل راکتانس سلفی خط L_1 برابر نصف راکتانس سلفی خط L_2 است. همچنین فرض شده که قابلیت اطمینان TCSC و UPFC برابر ۱۰۰٪ می باشد.

حالتی را در نظر میگیریم که با کاهش زاویه انتقال و استفاده از TCSC توان انتقالی از خطوط L_1 و L_2 به ترتیب برابر $1.5P$ و $0.75P$ رسیده است. قدرت انتقالی در همین حالت با استفاده از UPFC به ترتیب برابر $1.5P$ و $1P$ می باشد. دیگر پارامترهای سیستم یکسان می باشد. قابلیت اطمینان مرتبط با دو حالت در شکل ۸ نمایش داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

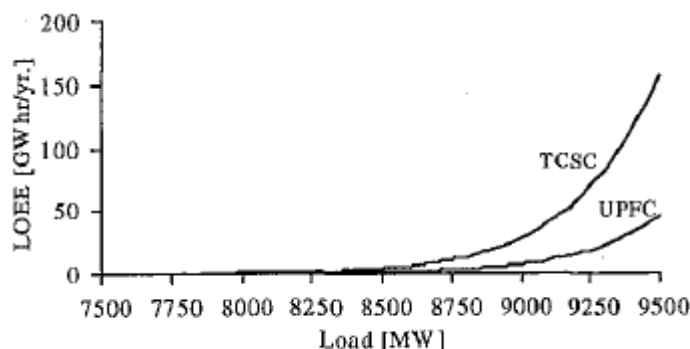


Fig. 8. Comparison of employing TCSC with UPFC.

با مشاهده شکل ۸ به خوبی دیده می شود که برای پیک بار مشخص، سطح ریسک سیستم (شاخص های LOLE و LOEE) در حالتی که از TCSC استفاده شده است بالا تر است. این اختلاف برای سطح بار بالاتر نمایان تر می باشد. دلیل این اختلاف این است که با استفاده از UPFC به توان انتقالی بالاتری در سیستم می رسیم.

۶- نتیجه گیری

در این فصل تاثیر کنترل کننده یکپارچه پخش توان (UPFC) بر قابلیت اطمینان سیستم بررسی شد. از UPFC به منظور تقسیم توان بین دو خط انتقال پارالل با پارامترهای مختلف استفاده شد و ما را قادر نمود تا از حداکثر ظرفیت قابل انتقال خط استفاده نماییم. از شاخص های LOLE، LOEE، SM و UPM به منظور اندازه گیری اثر UPFC بر قابلیت اطمینان سیستم استفاده شد. نتایج نشان داد که استفاده از UPFC کاهش قابل ملاحظه ای در سطح ریسک سیستم به وجود می آورد. نتایج نیز نشان داد که قابلیت تحمل بار سیستم، در یک سطح ریسک مشخص، نیز بطور قابل توجهی تحت تاثیر قرار می گیرد. ارزش استفاده از UPFC نیز به صورت کاهش هزینه قطعی مشترکین ارائه شد. مقایسه ای هم بین تاثیر استفاده از UPFC و TCSC بر قابلیت اطمینان سیستم انجام شد و نشان دادیم که در پیک بار مشخص، سطح ریسک سیستم در هنگامیکه از TCSC استفاده می شود بیشتر است از هنگامی که از UPFC استفاده می شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل سوم

تاثیر بهم پیوستن لینک DC و SSSC بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت

چکیده

در این فصل آنالیز قابلیت اطمینان سیستم قدرت AC/DC در یک سیستم مرکب که در آن یک طرح جبران کننده هیبریدی (مرکب) در یک لینک AC به منظور تنظیم امپدانس انتقال و متعاقب آن افزایش ظرفیت انتقال بکار رفته است، بررسی می شود. طرح ترکیبی شامل جبران کننده استاتیک سنکرون سری (SSSC) به همراه یک خازن ثابت است. مدل قابلیت اطمینان به همراه لینک دو قطبی DC و طرح جبران ساز مرکب بسط داده خواهد شد. طیف گسترده ای از شاخصها در محل بار و سطح سیستم با استفاده از تکنیک شمارش اضطراری محاسبه می شود. قابلیت های این تکنیک و مدل ارائه شده در این فصل با استفاده از یک سیستم نمونه AC/DC کوچک تشریح می شود.

۱- مقدمه

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

با کنترل فلوی توان بدون تغییر در ساختار شبکه و سیستم تولید می توان کارآیی سیستم قدرت را افزایش داد. با استفاده از تجهیزات کنترل پذیر می توان فلوی توان را بگونه ای تغییر داد که از حدود حرارتی تجاوز نمود، تلفات را به حداقل رساند، حاشیه پایداری سیستم را افزایش داد و نیازمندی های قراردادی را بدن تجاوز از قیود اقتصادی تولید بر آورده ساخت. سیستم های امروزی و ساختار بهره برداری آنها افزایش توجه به وضعیت بحرانی آنها را ضروری می سازد. راهکار های موثر استفاده از ظرفیت حرارتی شبکه انتقال بدون به مخاطره انداختن امنیت و قابلیت اطمینان سیستم انتقال در سالهای اخیر از توجه بالایی برخوردار بوده است.

ظرفیت انتقال مورد نیاز، با ایجاد خطوط انتقال جدید یا افزایش ظرفیت انتقال مرتبط با شبکه موجود ایجاد خواهد شد. توسعه سیستم انتقال برای رسیدن به نیازمندی های جدید از لحاظ اقتصادی پایدار نیست. عوامل تشدید کننده این مشکل عبارتند است دگرگونی های محیطی، استفاده از زمین جهت احداث خطوط جدید و قوانین تنظیمی جدید. تکنولوژی سیستم های انتقال AC انعطاف پذیر (FACTS) آخرین ابزار به منظور استفاده از تجهیزات موجود از طریق عملکردهای کنترلی سریع و قابلیت های جدید می باشد. ویژگی برجسته این تکنولوژی قابلیت کنترل مستقیم فلوی توان عبوری از خطوط انتقال به وسیله تغییر در پارامترهای ساختار شبکه و جایگزینی کنترل کننده های با بهره بالا بر اساس کلیدزنی سریع می باشد. کاربرد ادوات FACTS برای امنیت سیستم قدرت بخش جذاب و در حال پیشرفت تحقیقات می باشد. در اکثر مطالعات گزارش شده، بیشتر تمرکز بر روی قابلیت این ادوات در بهبود امنیت سیستم قدرت با میرا نمودن نوسانات سیستم بوده و تاثیر این ادوات بر قابلیت اطمینان سیستم کمتر تحقیق شده است.

در این فصل تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان سیستم AC/DC در یک سیستم ترکیبی که در آن یک SSSC در لینک AC به منظور تنظیم امپدانس تغذیه و از این رو افزایش ظرفیت انتقال بکار رفته، تشریح می شود. SSSC به عنوان یک کنترل کننده فلوی توان با محدوده گسترده، بسیار مورد توجه قرار می گیرد. مدل های قابلیت اطمینان مرتبط با لینک DC دوقطبی و SSSC توسعه داده خواهد شد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

طیف گسترده ای از شاخصها در محل بار و سطح سیستم با استفاده از تکنیک شمارش اضطراری محاسبه می شود. قابلیت های این تکنیک و مدل ارائه شده در این فصل با استفاده از یک سیستم نمونه AC/DC کوچک تشریح می شود

۲- سیستم تحت مطالعه

در شکل ۱ دیاگرام تک خطی سیستم مورد مطالعه آورده شده است. این سیستم از دو ناحیه کنترلی (A و B) به هم پیوسته تشکیل شده است. دو ناحیه از طریق دو خط پارالل، یک خط انتقال دو قطبی DC و یک خط AC، به هم متصل شده اند. جبران کننده هیبریدی (مرکب) در لینک AC به منظور تنظیم امپدانس انتقال بکار گرفته شده است.

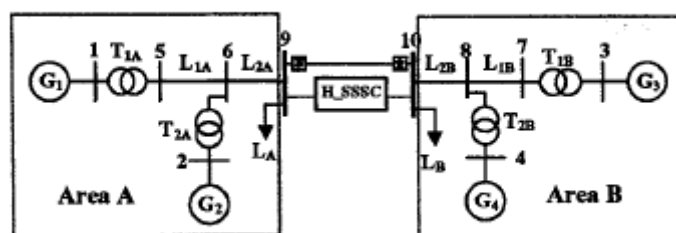


Figure 1. System under study.

سیستم جبران کننده مورد استفاده می تواند ظرفیت انتقال را تا ۳.۳۳ PU تقویت نماید در حالی که ظرفیت انتقال خط AC بدون جبران کننده برابر ۱ PU می باشد. اطلاعات مورد نیاز سیستم مطابق زیر است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

Table I. Generating unit data.

Generation	No. of units	Capacity [MW]	Failure rate [λ /yr]	Repair rate [r/yr]
G1	2	450	2	48

G2=G3=G4=G1

Table II. Generating unit, AC Line and transformer data

Component	Capacity [MW]	Failure rate [λ /yr]	Repair rate [r/yr]
L _{1A} , L _{1B}	900	0.49	794
L _{2A} , L _{2B}	1800	0.49	794
AC link	200	5	584
T _{1A} , T _{2A}	900	0.2	19.8
T _{1B} , T _{2B}	900	0.2	19.8

Table III. Bipolar DC link data.

Component	λ [fr/yr]	R [hour]
T1 to T4	0.129	230
Tower (T)	0.0025	168
SR1 to SR4	0.03	65.6
Transmission line pole 1	0.002	48
Transmission line pole 2	0.002	48
DCF1, DCF2	0.25	12
Breakers	0.01	48
Capacitor banks	0.002	12
AC filters (rectifier)(FR)	0.25	6
F1, F2, F3	0.35	6
F4	0.25	6
CS1, CS2	16.6	2.94

Table IV. Compensating scheme data.

Component	λ [fr/yr]	R [hour]
Capacitor	0.7	100
SSSC	0.7	200

۳- طرح جبران ساز مرکب (هیبرید)

یک مبدل منبع ولتاژ (Voltage-sourced converter) با سیستم کنترل داخلی در مقایسه با یک ژنراتور الکترومغناطیسی ایده آل می تواند به عنوان یک منبع ولتاژ سنکرون (SVS) در نظر گرفته شود. این منبع ولتاژ می تواند سه ولتاژ متناوب سینوسی در فرکانس پایه با اندازه و فاز قابل کنترل تولید کند. قادر به تولید یا جذب توان راکتیو می باشد و همچنین قادر به تبادل توان اکتیو با سیستم AC از طرق پایانه های DC متصل به منبع انرژی یا منبع ذخیره انرژی می باشد. در شکل ۲ شمای SVS نمایش داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

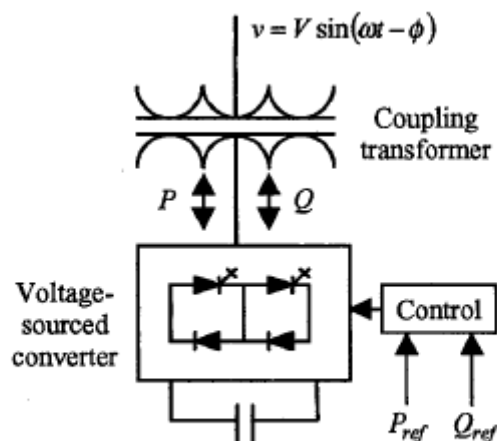


Figure 2. Functional representation of the synchronous voltage source based on a voltage-sourced converter.

اندازه و زاویه فاز ولتاژ خروجی تولیدی لازم برای تبادل قدرت اکتیو و راکتیو مورد نیاز در خروجی AC را مشخص می نمایند.

مفهوم استفاده از منبع ولتاژ سنکرون برای جبران سازی سری (جبران کننده استاتیک سنکرون سری ، SSSC) بر مبنای خاصیت امپدانس بر حسب فرکانس خازن سری می باشد. وظیفه خازن سری ایجاد ولتاژ مناسب در فرکانس اصلی سیستم بصورت عمود با جریان خط انتقال به منظور افزایش ولتاژ در امپدانس راکتیو خط انتقال (شکل ۳)، و در نتیجه افزایش جریان خط و قدرت انتقالی می باشد.

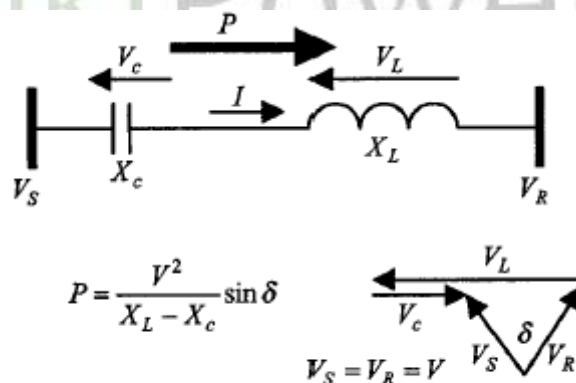


Figure 3. A basic series capacitor compensated line and associated phasor diagram.

مشخصات منبع ولتاژ سنکرون بطور آشکار همانند قابلیت های یک جبران گر خط می باشد. در صورتی که جبران سازی سری توسط منبع ولتاژ AC سنکرون انجام شود انتقال قدرت حالت ماندگار نیز همانند یک جبرانگر خط خواهد بود ، خروجی آن نیز دقیقاً مانند ولتاژ خازن سری خواهد بود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

$$V_q = V_c = -jX_C I = -jkXI \quad (1)$$

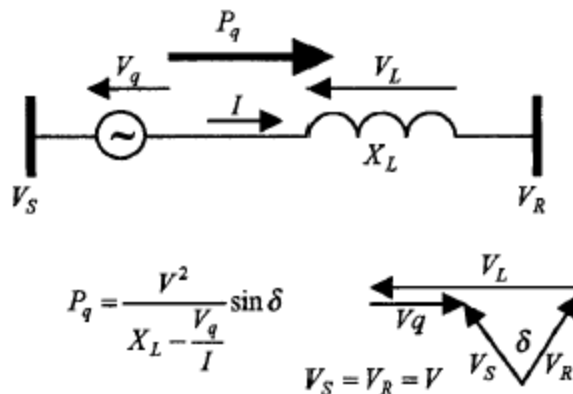


Figure 4. A basic line equipped with a SSSC and the associated phasor diagram.

۴- مدل قابلیت اطمینان اجزاء

هر جزء اصلی در سیستم قدرت رفتار تصادفی منحصر به فردی دارد که این رفتار قابلیت اطمینان آن عنصر در شبکه را مشخص می نماید. تمامی مطالعات قابلیت اطمینان شامل مراحل جداگانه و مجزای درک عملکرد سیستم، تصمیم گیری در مورد حالت خطا، تشخیص نتیجه خطا، انتخاب مدل قابلیت اطمینان مناسب و در نهایت ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم می باشد. در دسترس بودن و قابلیت اطمینان سیستم به کارآیی هر عنصر در سیستم بستگی دارد. نرخ خطا و زمان تعمیر عناصر پارامترهای مهم در ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم می باشند. بسته به دقت مورد نیاز و هدف مطالعات، رفتار عناصر معمولاً با استفاده از فضای حالت مدل می شود. تمام خطوط انتقال AC و ترانسفورماتورها به استثنای خطوط AC جبران شده نیز توسط مدل دو حالت نمایش داده می شوند. لینک DC و لینک انتقال AC دو عنصر عمده در سیستم تحت مطالعه ما می باشند. مدل قابلیت اطمینان خط انتقال به همراه جبران کننده مرکب و لینک DC در قسمتهای زیر بررسی می شود. سپس با ترکیب این مدلها مدل قابلیت اطمینان کل سیستم بدست می آید.

۴-۱- مدل قابلیت اطمینان خط انتقال AC به همراه جبران کننده مرکب

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

شکل ۵ مدل فضای حالت یک خط انتقال AC به همراه جبران کننده مرکب را که از SSSC و خازن ثابت تشکیل شده است، نشان می دهد.

$\lambda l =$ نرخ خطا و $\mu l =$ نرخ تعمیرات خط انتقال AC می باشند.

$\lambda c =$ نرخ خطا و $\mu c =$ نرخ تعمیرات خازن می باشند.

$\lambda s =$ نرخ خطا و $\mu s =$ نرخ تعمیرات SSSC می باشند.

در مدل نشان داده شده در شکل ۵ هر حالت با یک چهار ضلعی نشان داده شده است که عدد داخل آن بیانگر ظرفیت مرتبط با آن حالت بر حسب PU می باشد. در حالت a تمام عناصر مانند خازن، SSSC و خط انتقال در شرایط کار عادی قرار دارند. در این حالت خط انتقال به اندازه ۷۰٪ جبران سازی شده است که این مقدار حداکثر درجه جبران سازی می باشد. ظرفیت انتقال مرتبط با این حالت PU ۳.۳۳۳ بر مبنای ظرفیت حالت جبران نشده خط انتقال، می باشد. در صورتی که خازن دچار خرابی شود و ظرفیت خط انتقال به PU ۱.۹۶ کاهش پیدا کند از حالت a به حالت b می رویم. در این حالت جبران سازی خط تنها توسط SSSC انجام می شود که فرض شده است سطح جبران سازی ۷۰٪ حداکثر جبران سازی ممکن است. در حالت c جبران سازی صورت نمی گیرد و ظرفیت انتقال فقط PU ۱ می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

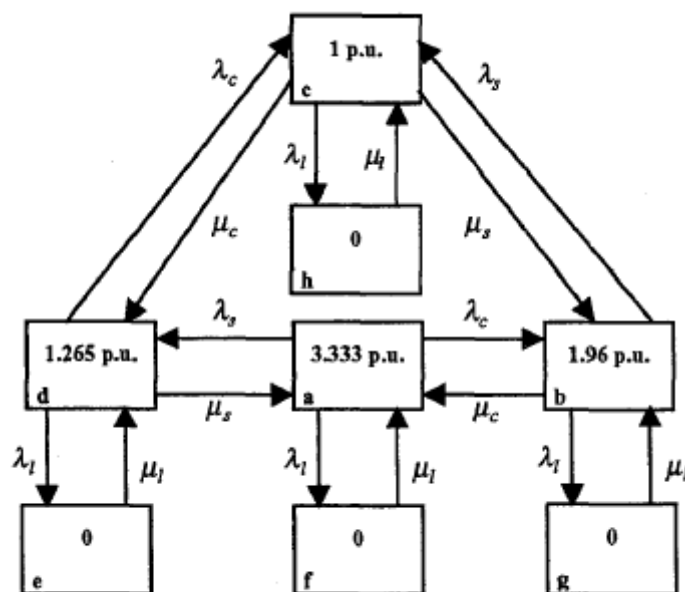


Figure 5. State-space model of the AC line with hybrid compensating scheme.

در صورتی که SSSC دچار خرابی شود ظرفیت انتقال به ۱.۲۶۵PU کاهش پیدا می کند که در این شرایط در حالت d قرار داریم. در صورتی که در هر یک از حالات a,d و b قرار داشته باشیم و لینک AC دچار مشکل شود به ترتیب وارد حالات e,g,f میشویم که ظرفیت انتقال به صفر می رسد. باید متذکر شد که در مدل ارائه شده در شکل ۲ فرض شده است که سوئیچگیر مورد استفاده در سیستم از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار است و در حالتی که خازن یا SSSC دچار خرابی می شوند به سرعت و بدون ایجاد وقفه در سیستم قدرت توسط بریکر مربوطه بای پس می شوند. با استفاده از معادله (۲) احتمالات حالت ماندگار مرتبط با حالات مختلف می تواند محاسبه شود که در آن ماتریس احتمال انتقال تصادفی و α بردار احتمال حالت می باشد.

$$\alpha S = \alpha \quad (2)$$

مدل ۸ حالتی نشان داده شده در شکل ۵ را با ترکیب حالاتی که ظرفیت یکسان دارند می توان به یک مدل ۵ حالتی مانند شکل ۶ تبدیل کرد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

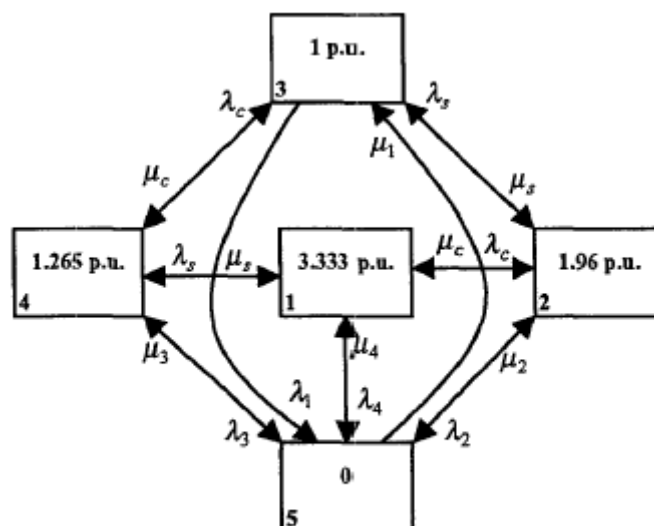


Figure 6. Reduced state-space model.

نرخ گذر معادل با استفاده از رویکرد تکرار و استمرار مطابق زیر محاسبه می شود.

$$P_1 = P_a, \quad P_2 = P_b, \quad P_3 = P_c, \quad P_4 = P_d$$

$$P_5 = P_e + P_f + P_g + P_h$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = \lambda_l$$

$$\mu_1 = \frac{P_h \cdot \mu_l}{P_5}$$

$$\mu_2 = \frac{P_g \cdot \mu_l}{P_5}$$

$$\mu_3 = \frac{P_f \cdot \mu_l}{P_5}$$

$$\mu_4 = \frac{P_e \cdot \mu_l}{P_5}$$

مدل ظرفیت خط انتقال AC به همراه جبران سازی مرکب (SSSC به همراه خازن ثابت) با استفاده از

مدل نشان داده شده در شکل ۶ بدست می آید. مدل ظرفیت در جدول ۱ نشان داده شده است.

Table I. Capacity model of the AC line with a hybrid compensating scheme.

Performance Level [p.u.]	Capacity [MW]	Probability	Frequency [occ/yr]
3.333	666.6	0.968177653	6.196
1.9608	392.16	0.007736579	0.721
1.2658	253.16	0.000123644	0.0168
1.0	200	0.015473159	0.7659
0.0	0	0.008488964	4.957

۴-۲- مدل قابلیت اطمینان لینک DC

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

مدل قابلیت اطمینان مرتبط با لینک DC در شکل ۷ نشان داده شده است. از ساختار برج تکی (T) برای دوخط L_1 و L_2 استفاده شده است و این شرایط به صورت سری با خطوط انتقال در ابتدای مدل قرار گرفته است. در سمت AC یکسو کننده هر قطب دارای یک خازن (XC_1) و بانک فیلتری (Fr) می باشد. در جدول ۲ عناصری که در حالت مختلف به صورت پارالل قرار می گیرند و ظرفیت مرتبط با آن حالت آورده شده است.

Table 2. Filter and capacitor capacities (rectifier).

Filters + capacitors in operation	Capacity [p.u.]
$2 Fr + 2 XC$	1.0
$2 Fr + XC$	0.8
$2 Fr$	0.63
$Fr + 2 XC$ or $Fr + XC$	0.60
Fr	0.37
Others	0.0

در سمت AC اینورتر، چهار بانک فیلتر AC به صورت پارالل در مدل قرار گرفته است. ظرفیت مرتبط با آنها در جدول ۳ آورده شده است.

Table 3. AC filter capacity (inverter).

AC filters	Capacity [p.u.]
$F1+F2+F3+F4$	1.0
$F1+F2+F3$ or $F1+F3+F4$	0.37
$F1+F2$ or $F3+F4$	0.22
others	0.0

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

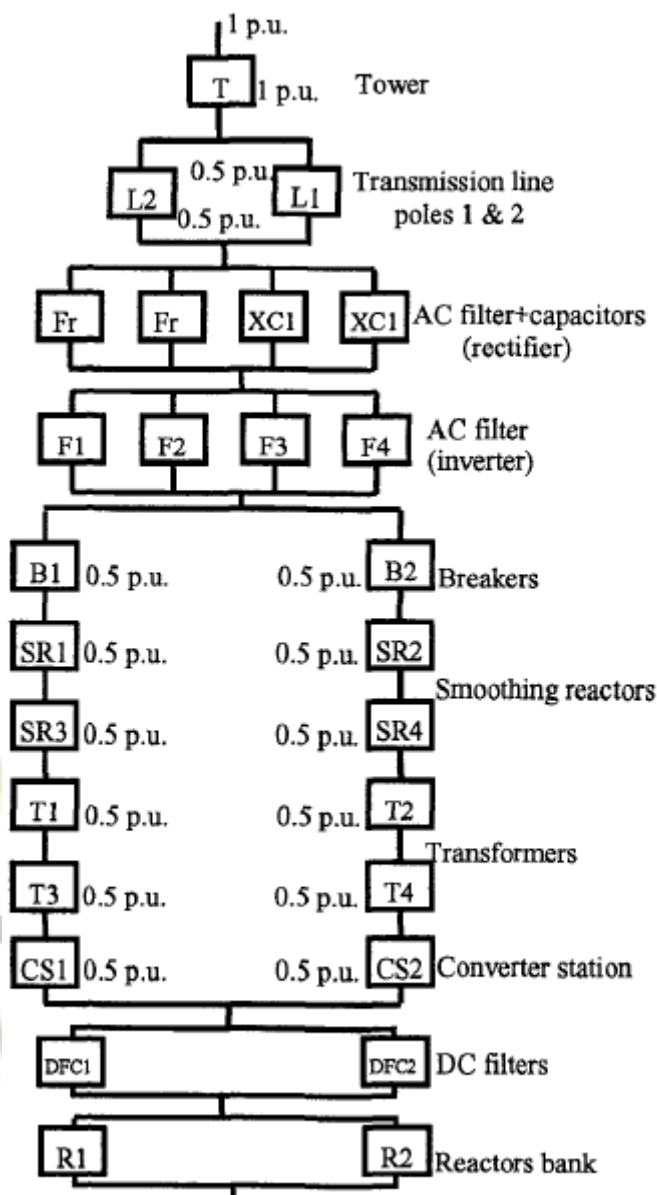


Figure 7. Reliability model of a bipolar DC link.

ظرفیت های آورده شده در هر دو جدول بر مبنای ظرفیت نامی خط DC که در اینجا فرض می شود ۲۰۰ MW است، پریونیت شده اند.

ظرفیت مرتبط با هر قطب شامل راکتور صافی، مدارشکن، ترانسفور ماتور ها و دستگاه های کانورتر که در مدل در کنار عناصر قرار گرفته اند می باشد. در مدل نمایش داده شده در شکل ۷ نیز دو قطب به صورت موازی قرار گرفته اند. دو فیلتر DC (DCF1 و DCF2) نیز در مدل به صورت موازی قرار گرفته اند و ظرفیت مرتبط با این دو فیلتر هر گاه هر دو در مدار باشند برابر ۱ PU و برابر ۰.۶ PU می باشد

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

هرگاه یکی از آنها یا هیچ کدام در مدار نباشند. فرض می شود بانکهای راکتوری از قابلیت اطمینان بالایی برخوردارند. با استفاده از اطلاعات سیستم و مدل قابلیت اطمینان توسعه داده شده ، ظرفیت مرتبط با لینک DC دو قطبی می تواند به وسیله مدل چند حالتی به شکل احتمال خروج ظرفیت مانند جدول ۴ ارائه شود.

Table 4. Bipolar DC link capacity model.

Performance Level	Capacity [MW]	Probability	Frequency [occ/yr]
100%	200	0.97266710	35.177
80%	160	5.3443E-06	0.00408
63%	126	7.3411E-12	1.09E-08
60%	120	0.00100241	1.00934
50%	100	0.02522167	33.4803
37%	74	0.00041163	0.62792
22%	44	9.8950E-08	0.00029
0.0%	0.0	0.00069174	1.18189

۳-۴- مدل قابلیت اطمینان کل سیستم انتقال

به منظور تعیین مدل ظرفیت معادل کل سیستم انتقال ، مدل ظرفیت مربوط به دو لینک با یکدیگر ترکیب می شود. مدل بدست آمده دارای ۳۹ حالت با ظرفیتهای مختلف خواهد بود.

۵- نتایج مطالعه

توانایی ها و کاربرد تکنیک و مدل ارائه شده در این فصل با سیستم نمایش داده شده در شکل ۱ تشریح شد. رنج گسترده ای از شاخصها در هر دو طرف بار و شبکه می تواند محاسبه شود. شاخص های سیستم و محل بار اغلب به تغییرات پارامترهای سیستم پاسخهای مختلف می دهند.

شاخص های نقطه بار: برای هر نقطه بار شاخص های زیر را می توان محاسبه نمود:

$$Q = \text{احتمال خطا}$$

$$F = \text{فرکانس تکرار خطاها OCC/yr}$$

$$ELC = \text{انتظار قطعی بار MW/yr}$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

EENS = انرژی موردانتظار تغذیه نشده MW/hr/yr

EDLC = زمان مورد انتظار قطع بار hr/yr

ALC = میانگین قطعی بار MW/curtailment

AENS = میانگین انرژی تغذیه نشده MW/hr/curtailment

ADLC = میانگین زمان قطعی ها hr/curtailment

بعلاوه ، شاخصهای سیستم را نیز می توان جهت پایش قابلیت اطمینان کل سیستم محاسبه نمود. به منظور فراهم نمودن شاخصهای سیستم با استفاده از شاخصهای بدست آمده در نقاط بار جمع آوری می شوند.

شاخصهای سیستم : شاخصهای زیر جهت سیستم محاسبه می شوند:

BPII = شاخص وقفه در کل سیستم MW/MW-yr

BPSA = شاخص سختگیری (دقایق سیستم) MW-min /MW-yr

MBPECI = شاخص اصلاح شده قطعی انرژی منبع قدرت

ANC = میانگین تعداد قطعی ها به نقاط بار

ALC = میانگین قطعی بار به نقاط بار MW/yr

AEC = میانگین قطعی انرژی به نقاط بار MW/hr/yr

ADLC = میانگین زمان قطعی بار به نقاط بار hr/yr

شاخص های نقطه بار در شین های ۹ و ۱۰ سیستم شکل ۱ با در نظر گرفتن تمام شرایط اضطراری ممکن محاسبه شده اند. پیک بار سیستم MW ۲۸۵۰ فرض شده است که ۳۵٪ آن (MW ۱۰۰۰) به شین ۹ و مابقی آن (MW ۱۸۵۰) به شین ۱۰ متصل می باشد. شاخصهای سالیانه برای سیستم و نقطه بار محاسبه شده اند.

۵-۱- شاخصهای سالیانه شده

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

شاخصهای قابلیت اطمینان که برای سطح بار تکی محاسبه شده اند و بر مبنای سال بیان شده اند را شاخص های سالیانه شده گویند. شاخصهای سالیانه شده نقطه بار در جدول ۵ آورده شده است. این شاخصها بیان می کنند که مقدار بار در هر نقطه بار برابر با پیک سالیانه همان نقطه است. شاخصها با استفاده از مدل قابلیت اطمینان کل سیستم انتقال محاسبه شده اند. با جمع آوری شاخصهای نقطه بار شاخص های سیستم محاسبه شده اند و در جدول ۶ آورده شده اند.

Table 5. Annualized load point indices.

Index	Load point	
	Bus 9	Bus 10
Q	0.030012	0.081128
F	5.69	15.97
ELC	1266.21	3881.44
$EENS$	39278.23	136769.5
$EDLC$	262.19	708.74
ALC	222.6	243.03
$AENS$	6905.256	8563.502
$ADLC$	46.09	44.38

Table 6. Annualized system indices.

Index	Annualized value
$BPII$	1.81
$BPSA$	237.66
$BPECI$	61.77
$Severity Index$	3706.27
$MBPECI$	0.00707
ANC	10.83
ALC	2573.83
AEC	88023.86
$ADLC$	485.46

۵-۲- شاخصهای سالیانه

شاخصهای قابلیت اطمینان در ارتباط با تغییرات واقعی بار شاخصهای سالیانه نام دارند. در یک سیستم واقعی شاخصهای سالیانه شده معمولاً از شاخصهای سالیانه بزرگتر هستند. مدلهای بار در هر دو نقطه بار، شینههای ۹ و ۱۰، به وسیله منحنی های استمرار بار با پیک بار 1000MW و 1185MW ارائه شده اند. در هر دو ناحیه ضریب بار ۸۰٪ فرض شده است. منحنی استمرار بار در هر نقطه دارای ۱۰ پله

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

می باشد که احتمال وقوع هر پله ۰.۱ می باشد. شاخصهای نقطه بار در هر نقطه بار محاسبه شده و به

وسیله احتمال وقوع همان سطح بار وزن دهی می شوند. اینکار مطابق رابطه ۳ انجام می شود.

$$Index_{an} = \sum_{i=1}^{S_1} \sum_{j=1}^{S_2} Index_{1i} \times Index_{2j} \times PS_{1i} \times PS_{2j} \quad (3)$$

در رابطه فوق :

$Index_{an}$ = شاخص سالیانه

S_1, S_2 = تعداد پله های بار در نقطه بار های ۱ و ۲

$Index_{1i}$ = شاخص محاسبه شده در نقطه بار ۱ در آ امین پله بار

$Index_{2j}$ = شاخص محاسبه شده در نقطه بار ۲ در آ امین پله بار

PS_{1i} = احتمال وقوع بار پله آ ام در نقطه بار ۱

PS_{2j} = احتمال وقوع بار پله آ ام در نقطه بار ۲

اختلاف موجود بین شاخصهای سالیانه و سالیانه شده با مقایسه نتایج آورده شده در جدولهای ۷ و ۸ با

مقادیر جدول ۶ و ۵ دیده می شود.

Table 7. Annual load point indices.

Index	Load point	
	Bus 9	Bus 10
Q	0.004567	0.016659
F	1.34	4.21
ELC	437.5	1187.4
$EENS$	7840.85	29899.79
$EDLC$	39.9	145.53
ALC	379.37	310.94
$AENS$	6100.53	6687.39
$ADLC$	23.02	28.61

Table 8. Annual system indices.

Index	Annual value
$BPII$	0.57014
$BPSA$	292.77
$BPECI$	13.242
$Severity Index$	794.54
$MBPECI$	0.001516
ANC	2.775
ALC	812.45
AEC	18870.32
$ADLC$	92.71

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۶- نتیجه گیری

در این فصل تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان سیستم AC/DC به عنوان یک سیستم مرکب به همراه جبران سازی مرکب شامل SSSC و خازن ثابت در لینک AC به منظور تنظیم امپدانس انتقال و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال سیستم، تشریح شد. SSSC به عنوان یک کنترل کننده فلوی توان در محدوده وسیع بسیار مورد توجه قرار گرفت. مدل قابلیت اطمینان مرتبط با لینک دو قطبی DC و جبران سازی ترکیبی توسعه داده شد. تکنیک و مدل ارائه شده با استفاده از یک سیستم کوچک اما تاحدودی واقعی امتحان شد. شاخصهای سالیانه و سالیانه شده در دو نقطه بار و در سطح سیستم با استفاده از تکنیک برشماری اضطراری محاسبه شدند.



فصل چهارم

ارزیابی تاثیر جبران کننده استاتیکی VAR (SVC) بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت با استفاده از رویکرد احتمالی

چکیده

سیستمهای استاتیکی وار می توانند با افزایش حاشیه پایداری گذرا قابلیت اطمینان سیستم را بهبود بخشند. این فصل مسائل مربوط به بررسی بهبود پایداری گذرا ی مرتبط با جبران کننده های استاتیکی وار به عنوان مسائل احتمالی پایداری که از چندین جنبه بر پایداری سیستم اثر می کنند، فرمول بندی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

می شوند. احتمال وقوع خطا ، احتمال مکان بروز خطا، احتمال عملکرد سیستم حفاظت و منحنی استمرار بار (LDC) ، اینها همه عواملی هستند که بر پایداری گذرای سیستم تاثیر گذارند. در این فصل بهبود حاشیه پایداری سیستم در اثر نصب جبران کننده استاتیکی وار بررسی می شود. نتیجه مهمی که از بررسی یک سیستم کوچک بدست می آید این است که بهبود پایداری در اثر نصب این جبران کننده انکار ناپذیر است. به هر حال، اگر سیستم بخواهد در محدوده باریکی از ناحیه پایداری کار کند در بهره برداری از سیستم بهبود حاصل می شود. مگر اینکه این محدوده باریک کسر کوچکی از دوره بهره برداری سیستم باشد، در این صورت میانگین بهبود در قابلیت اطمینان سیستم کوچک می باشد.

۱- مقدمه

منافع اقتصادی استفاده از جبران کننده استاتیکی وار در سیستم قدرت به سه دسته تقسیم می شود: صرفه جویی اقتصادی مستقیم، منافع اقتصادی مرتبط با عملکرد دینامیک سیستم و صرفه جویی در هزینه تمام شده تجهیزات . علاوه بر منافع مستقیم و غیر مستقیم اقتصادی ، نصب این جبران کننده موجب بهبود کیفیت توان با کاهش نوسانات ولتاژ در اثر تغییرات ناگهانی بار می شود. همین عامل باعث توجیه نصب این جبران کننده در برخی مکانها شده است.

در این فصل بهبود قابلیت اطمینان سیستم در اثر نصب جبران کننده استاتیکی وار بررسی می شود. ابتدا نیازمندیهای آنالیز گذرا توجیه می شود و سپس روش مورد استفاده تشریح می شود. قابلیت اطمینان با استفاده از شاخصهای احتمالی پایداری گذرا و توانایی های انتقال قدرت، اندازه گیری می شود. اندازه گیری شاخصهای قابلت اطمینان و توانایی انتقال در نهایت منجر به دانستن منافع اقتصادی می گردد.

مقالات نوشته شده در زمینه آنالیز پایداری گذرا در ده سال اخیر بسیار زیاد هستند. این مقالات را می توان به تکنیک های شبیه سازی، روشهای انرژی و تابع Lyapunov و روشهای خطی اختلالات نسبتاً کوچک دسته بندی کرد . در این فصل تمرکز ویژه بر روی تکنیک های شبیه سازی می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

مقالات مرتبط با عملکرد دینامیک جبران کننده استاتیکی وار محدود هستند. در واقع در تمام موارد، آنالیز بر مبنای مدل های تشخیصی قرار گرفته و جنبه های احتمالی مسئله، علی رغم اینکه این موضوع در بخشهای دیگر غیر از سیستم قدرت بسیار استفاده شده است، مورد توجه واقع نشده است. در اینجا به جای معرفی کارایی بد سیستم به عنوان یک معیار، ارزش بهبود مورد انتظار در کارایی سیستم مشخص می شود. نتایج غیر منتظره این است که در محدوده باریکی از دامنه کارکرد سیستم بهبود نمایان است و در خارج از این محدوده بهبود قابل ملاحظه ای دیده نمی شود. مهندسين اغلب مطالعات پایداری گذرا را برای بدترین حالت کارکرد انجام می دهند. به هر حال، در مطالعات اقتصادی خوب نیست که بدترین حالت کارکرد در نظر گرفته شود و به نظر می رسد منطقی این است که رفتار گذرای سیستم با استفاده از رویکرد احتمالی بررسی شود.

۱- پایداری گذرای سیستم

آنالیز پایداری گذرای سیستم زمانی در سیستم قدرت مورد توجه است که سیستم در معرض یک اغتشاش غیر پریودیک مانند خطا، کاهش ناگهانی بار، کاهش ظرفیت، حوادث کلید زنی خطوط و غیره قرار گیرد. احتمال وقوع هر یک از این پدیده ها متفاوت می باشد. حتی اگر همه آنها قابل وقوع باشند، احتمال یکسان ندارند و تاثیر یکسانی نیز بر روی سیستم ندارند. طراحی سیستم بگونه ای است که برخی شرایط که احتمال وقوع خیلی کمی دارند در طراحی نظر گرفته می شوند. در برخی موارد معیار های ابتدایی برای هزینه بسیار سختگیرانه هستند و زمانی که سیستم توسعه یاف این شرایط اصلاح یا تخفیف داده می شوند.

در اینجا فرض می کنیم که تنها منبع اغتشاشی که سیستم تحت تاثیر آن قرار می گیرد، خطاها هستند و این خطاها تنها بر قدرت انتقالی از خطوط تاثیر می گذارند. دیگر نوع خطاها که ممکن است بر ظرفیت انتقال تاثیر بگذارند در صورتی که به همان روش کمیت گذاری شوند، به آسانی میتوانند با خطاها در نظر گرفته شوند. توجه کنید که خروج نیروگاهها بطور مستقیم بر اقتصاد بهره برداری تاثیر می گذارد و

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

می تواند با استفاده از تکنیک های حالت ماندگار مشخص شود. به هر حال خروج واحد های نیروگاهی نیز با استفاده از روش آنالیز احتمالی در این فصل تحلیل می شوند.

جنبه احتمالی چندین حالت اضطراری عبارتند از نوع خطا، محل خطا، پدیده پاک سازی خطا ، پارامترهای سیستم و شرایط بهره برداری . خطاهای سیستم که بر پایداری گذرا تاثیر می گذارند بر چهار دسته عمده تقسیم می شوند: خطاهای سه فاز، خط به خط ، خط به خط به زمین ، خط به زمین اکثر مطالعات پایداری گذرا بر مبنای خطای سه فاز انجام می شوند زیرا در یک سیستم واقعی حاوی سخت ترین شرایط و کمترین احتمال وقوع می باشد. خطای با احتمال وقوع بالا در سیستم واقعی خطای تکفاز به زمین می باشد . این دو نوع خطا (سه فاز و تکفاز به زمین) در اینجا مورد بررسی قرار می گیرند.

سخت ترین حالت وقوع این خطا ها زمانی است که خطا در نزدیکی ژنراتور روی دهد. مکان احتمالی خطا بر روی یک خط با در نظر گرفتن توزیع مناسب احتمال وقوع خطا برای انعکاس تمایل وقوع خطا در بخشی از خط ، مشخص شود. هر توزیع احتمالی ممکن است در نظر گرفته شود، اما به نظر می رسد استفاده از تابع احتمال با چگالی یکنواخت ، برای زمانی که اطلاعات سیستم در دسترس نیست بهترین گزینه می باشد.

زمان پاکسازی خطا از عوامل مهم در ارزیابی پایداری سیستم می باشد. هرچه خطا سریعتر پاکسازی شود حاشیه پایداری بزرگتر می باشد. یک حادثه سخت، مانند خطای سه فاز در مدت زمان کمتری نسبت به خطای تکفاز به زمین باید پاکسازی شود تا پایداری حفظ گردد. در برآورد زمان پاک سازی خطا، زمانهای عملکرد مرتبط با تجهیزاتی که کار آشکار سازی و رفع خطا را انجام می دهند، بسیار مهم می باشد. زمان عملکرد تجهیزات معمولاً شامل زمان عملکرد حفاظت اصلی و زمان عملکرد سیگنال مدار شکن می باشد. ریسک ناپایداری سیستم به احتمال خطا در عملکرد حفاظت اصلی بستگی دارد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

عوامل اصلی موثر بر پایداری عبارتند از ساختار واقعی شبکه انتقال و امپدانس مربوط به آن ، طراحی حفاظت های پست . همچنین پایداری به شرایط اولیه بهره برداری ، وضعیت ژنراتور ها و نوع بار ها نیز بستگی دارد.

در اینجا فرض می کنیم پارامتر های عناصر فیزیکی سیستم شناخته شده و معلوم می باشند.

۳- مدل سازی سیستم حفاظت

سیستم حفاظت شرایط خطا را آشکار می سازد و سیگنالهای تریپ را به مدارشکن های مربوطه می فرستد. زمان پاکسازی خطا عبارت است از مجموع زمانهای قطع بریکر و عملکرد رله. این زمان می تواند به صورت توزیع نرمال با یک مقدار متوسط و انحراف استاندارد بیان شود. در یک سیستم موجود ، توزیع احتمال زمان پاکسازی خطا به توزیع احتمالاتی مربوط به زمانهای عملکرد حفاظت های اصلی و پشتیبان سیستم و مدارشکنها بستگی دارد.

احتمال پایداری یک سیستم مشخص بسیار تحت تاثیر طرح حفاظتی آن سیستم می باشد. تابع چگالی احتمال (pdf) زمان پاکسازی خطا به عملکرد موفقیت آمیز تجهیزات حفاظتی بستگی دارد. از این رو هر دو عامل قابلیت اطمینان عملکرد تجهیزات حفاظتی و توزیع احتمال زمانهای عملکرد این تجهیزات تابع چگالی احتمال زمان پاکسازی خطا را مشخص می نمایند. سیستم حفاظت می تواند به دو بخش عمده با نام حفاظت اصلی و پشتیبان تقسیم شود. ارزیابی پایداری گذرا معمولاً بر مبنای کندترین ترکیب زمانهای حفاظت اصلی ، تجهیزات ارسال سیگنال و عملکرد مدارشکن می باشد. این زمانهای عملکرد، در عمل، ممکن است با توجه به طبیعت و محل وقوع خطاهای سیستم و همینطور عمر تجهیزات حفاظتی و طرح حفاظتی تغییر کنند. سیستم حفاظت پشتیبان زمان پاکسازی کندتری نسبت به حفاظت اصلی دارد. این سیستم زمانی که عملکرد سیستم حفاظت اصلی دچار خطا می شود یا بریکر با موفقیت عمل نمی کند، مسئول پاکسازی خطا می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

احتمال شرطی، احتمال رخ دادن یک حادثه را با فرض رخ دادن حادثه دیگری بیان می کند. از احتمال شرطی به منظور بدست آوردن تابع چگالی احتمال زمان پاکسازی خطا استفاده می شود. فرض می کنیم که t_r و t_b متغیر های تصادفی مربوط به زمان عملکرد بریکر و رله باشند و با داشتن آمار زمان عملکرد رله و بریکر می توان تابع چگالی زمان عملکرد را بدست آورد.

تابع چگالی احتمال زمان پاکسازی خطا، $f(t)$ ، با استفاده از انگرال پیچش زیر بدست می آید.

$$f(t) = \int f_1(u) f_2(t-u) du \quad (1)$$

که در رابطه فوق:

$f(t)$ = تابع چگالی احتمال زمان پاکسازی خطا، t

$f_1(t)$ = تابع چگالی احتمال زمان عملکرد رله، t_r

$f_2(t)$ = تابع چگالی احتمال زمان عملکرد بریکر، t_b

معادله (۱) می تواند با فرض اینکه زمانهای عملکرد رله ها و بریکر های مرتبط با سیستم حفاظت متغیر های تصادفی هستند که بطور تصادفی مستقل از توزیع احتمال شناخته شده هستند، بدست آید. فرض می کنیم که $f_1(t)$ و $f_2(t)$ توزیع نرمال دارند و مدار شکن دارای قابلیت اطمینان ۱۰۰٪ می باشد.

سپس داریم :

$$f(x) = (1/\sigma\sqrt{2\pi}) \exp\{-(x-\mu)^2/(2\sigma^2)\} \quad (2)$$

که در رابطه (۲) داریم:

X = مقدار متغیر تصادفی

μ = مقدار متوسط

σ = انحراف استاندارد.

برای هر رله دو ناحیه حفاظتی با تابع چگالی احتمال مشخص قابل توجه است. فرض می شود سیستم حفاظتی کاملاً مستقل است و هر بریکر نیز تابع چگالی احتمالی مستقل از تابع چگالی احتمال رله

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

دارد. ابتدا تابع چگالی احتمال مربوط به رله ها و بریکر ها را بدست آورده سپس تابع چگالی احتمال سیستم از رابطه (۱) بدست می آید. جدول ۱ خلاصه شده زمانهای پاکسازی خطا بر مبنای زمانهای عملکرد رله و بریکر می باشد.

TABLE-1 Fault clearing time based on relay and breaker operating time.

	$\mu(\text{cycles})$	$\sigma(\text{cycles})$
Relay(main)	1.0	0.1
Relay(backup)	20.0	2.0
Breaker	6.0	0.6
System main	7.0	0.608
System backup	26.0	2.088

۴- تاثیر SVC بر پایداری گذرای احتمالی

هدف محاسبه احتمال پایداری سیستم با استفاده از سیستم ساده مدل شده در شکل ۱ می باشد.

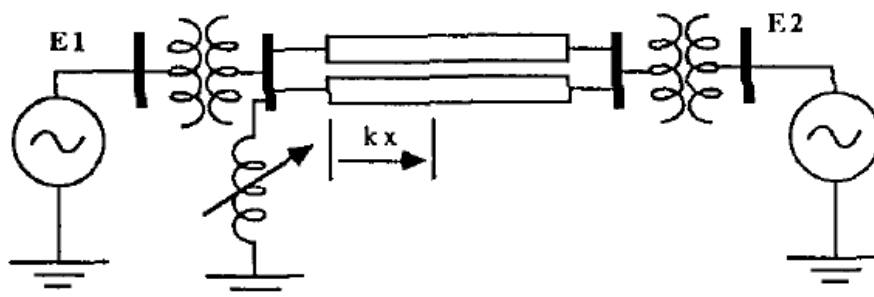


Figure 1 Schematic diagram for the model system.

شاخص پایداری سیستم باید خصوصیات عمومی زیر را داشته باشد:

- هرگاه اغتشاشاتی که بعداً گفته خواهد شد رخ دهد و سیستم از حالت سنکرون خارج شود مقدار صفر داشته باشد.
- اگر سیستم تحت تاثیر هیچ کدام از اغتشاشات قرار نگرفته باشد مقدار یک داشته باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

- در تمامی شرایط اضطراری باید با یک روش مشخص و ثابت پاسخ سیستم را منکس و رتبه بندی کند.

در اینجا مراحل بدست آوردن شاخص پایداری گذرا که هر دو جنبه احتمالی و غیر احتمالی مساله را در نظر گرفته باشد، تشریح خواهد شد. جنبه غیر احتمالی یا قطعی با حل معادلات جبری و دیفرانسیلی که رابطه بین پارامترهای سیستم، شرایط بهره برداری و رفتار الکترومکانیکی اغتشاشات ماشینها را بیان می کنند، مطرح می شود. جنبه احتمالی با حالت های نامشخص در سیستم، نوع و محل خطا و کارکرد سیستم حفاظتی مطرح می شود.

۵- تشریح مدل سیستم

مدل سیستم نشان داده شده در شکل ۱ از یک توربو ژنراتور 233 MVA که انرژی الکتریکی را با اینرسی بینهایت از طریق یک خط انتقال دومداره 230 کیلو ولت به طول 80 مایل به شین بینهایت منتقل می کند، تشکیل شده است. ترانسفورماتورهای T_1 و T_2 ترانسفورماتورهای قدرت در دو سمت ارسال و دریافت هستند. پارامترهای سیستم در جدول ۲ داده شده اند. بحرانی ترین نوع اغتشاش گذرا که می تواند پایداری سیستم را تهدید کند خطا و به دنبال آن کلید زنی برای پاکسازی آن می باشد. فرض شده است خطایی (اتصال کوتاه سه فاز یا تکفاز به زمین) با امپدانس صفر در یکی از خطوط با فاصله kx کیلو متر از طرف ارسال رخ داده است، که X طول کل خط می باشد. زمانی که مدارشکنهای دو طرف خط عمل کنند خطا برطرف می شود. عملکرد بازبست مدارشکنها مد نظر نیست. از مقاومت تجهیزات و خط انتقال صرف نظر می شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

TABLE-2 Parameters for model system (100MVA Base)

Generator	
Voltage behind transient reactance:	1.1753 p.u
Inertia constant H:	4.122 MJ/MVA
Unsaturated synchronous reactance X_d :	0.6734 p.u
Transient d-axis reactance X_d' :	0.14 p.u
Negative sequence reactance X_2 :	0.1064 p.u
Transformer	
Positive sequence reactance X_{11} :	0.1 p.u
Negative sequence reactance X_{12} :	0.1 p.u
Zero sequence reactance X_{10} :	0.1 p.u
Transmission lines	
Positive sequence reactance X_{11} :	0.09 p.u
Negative sequence reactance X_{12} :	0.09 p.u
Zero sequence reactance X_{10} :	0.437 p.u

ولتاژ ژنراتور در پشت راکتانس گذرای آن ثابت فرض می شود. خطوط انتقال با دو مدار معادل π نمایش داده می شوند. جبراً کننده استاتیکی وار با یک راکتانس متغییر ایده آل (خازن یا سلف) مدل شده است. از معیار سطوح معادل جهت محاسبه زمان پاکسازی خط استفاده شده و از احتمال وقوع همزمان خطاها در یک زمان کم چشم پوشی می شود. فرض می شود احتمال های وقوع و پاکسازی خط از یکدیگر مستقل هستند. معادله دیفرانسیل تشریح کننده ماشین تکی متصل به شین بی نهایت مطابق زیر است:

$$(2H/w_r) d\delta/dt = P_1 - P_e \quad (3)$$

در رابطه (۳) داریم :

$$P_e = E_1 E_2 Y_{12} \sin \delta$$

H = ثابت اینرسی ژنراتور

W_r = سرعت زاویه ای نامی

P_1 = توان مکانیکی ورودی به ژنراتور

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

$$E_1 \text{ و } E_2 = \text{ولتاژ در پایانه ژنراتور و شین بینهایت (به ترتیب) بر حسب پریونیت}$$

$$Y_{12} = \text{ادمیتانس بین ماشین و شین بینهایت.}$$

$$\delta = \text{زاویه توان بین شین ژنراتور و شین بی نهایت}$$

شرایط اولیه بهره برداری با استفاده از تعادل بین توان مکانیکی ورودی و توان الکتریکی خروجی بدیت می آید.

$$P_1 - P_e = 0$$

$$\delta_0 = \text{SIN}^{-1} (P_1 / (E_1 E_2 Y_{12})) \quad (4)$$

برای مقدار مشخص P_1 و با استفاده از ادمیتانس Y_{12} قبل از وقوع خطا ، با استفاده از رابطه (۴) زاویه توان اولیه بدست می آید.

۶- توزیع زمان بحرانی پاکسازی خطا

در این قسمت تاثیر محل وقوع خطا بر زمان بحرانی پاکسازی خطا در سطوح مختلف بار سیستم بررسی می شود. در جدول ۳ زمانهای بحرانی رفع خطا و زاویه توان ها ، به صورت تابعی از محل خطا برای خطای سه فاز، آورده شده است. و موارد زیر قابل توجه هستند.

TABLE-3 Typical variation of the transfer impedance X_{tr} , the critical clearing time and the critical clearing angle as a function of fault location. (No SVC in service.)

Load level, PI = 2.00PU			
FAULT LOC.	XFER IMP. (PU)	T _{CC} (SEC)	C.C ANGLE
0.00000	0.62608	0.26400	93.79264
0.10000	0.60464	0.29100	97.68095
0.20000	0.58965	0.31700	101.03560
0.30000	0.57931	0.34100	103.76320
0.40000	0.57259	0.36000	105.76100
0.50000	0.56896	0.37100	106.92660
0.60000	0.56824	0.37400	107.16930
0.70000	0.57051	0.36600	106.42120
0.80000	0.57626	0.34900	104.64560
0.90000	0.58646	0.32400	101.83740
1.00000	0.60301	0.29400	98.01634

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- در سطح بار مشخص ، زمان بحرانی رفع خطا (TCC) ، برای خطای تکفاز به زمین طولانی تر می باشد به دلیل اینکه ادمیتانس انتقال برای خطای تکفاز به زمین بزرگتر است از خطای سه فاز .
- تغییر افزایشی TCC به عنوان تابعی از تغییرات محل وقوع خطا برای خطای تکفاز به زمین از تغییرات ایجاد شده توسط خطای سه فاز مهمتر است.

۷- تاثیر SVC بر زمان بحرانی پاکسازی خطا

شکل ۲ چگونگی تغییر راکتانس انتقال، X_{12} ، را با توجه به نصب SVC در سمت ارسال را نشان می دهد. از این شکل می توان نتایج جالب زیر را برای این سیستم دریافت:

- در صورتی که به سیستم راکتور وصل شود موجب افزایش امپدانس انتقال شده و متعاقب آن پایداری سیستم را کاهش می دهد . نصب خازن به پایداری سیستم کمک می کند.
- علی رغم هزینه زیاد ، از لحاظ تئوری این امکان وجود دارد که ادمیتانس انتقال را بینهایت نمود(ظرفیت مورد نیاز SVC حدود ۴۰PU- برای خطای سه فاز و ۱۴ PU- برای خطای تکفاز به زمین).
- با انتخاب اندازه مناسب برای SVC نصب شده، حدود ۲PU- ، تاثیر SVC در کاهش امپدانس انتقال برای خطای سه فاز بسیار موثر است ، تاثیر آن حدود دو برابر خطای تک فاز به زمین است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

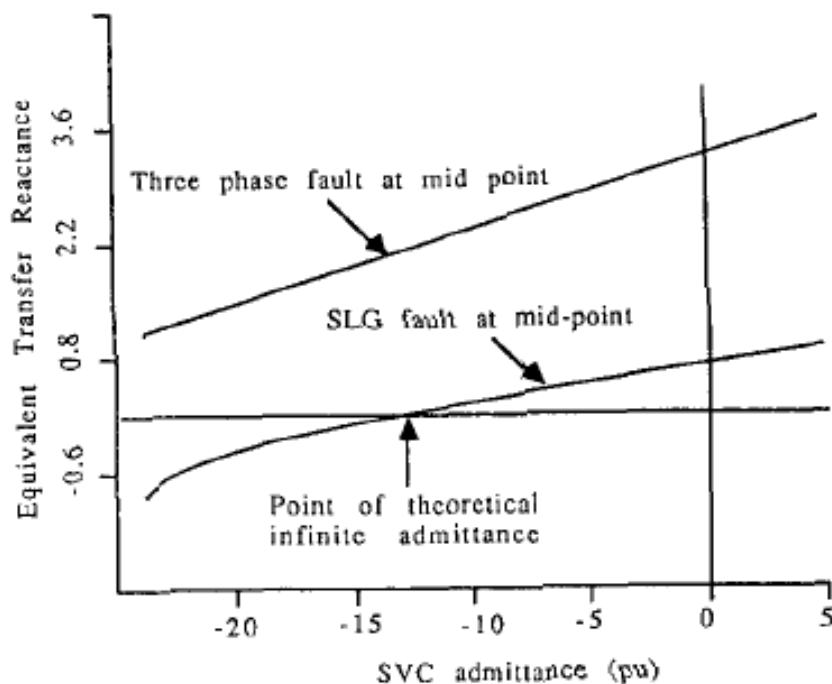


Figure 2 Variation of the transfer impedance as a function of SVC size and fault type.

با مشاهده شبیه سازی های مختلف انجام شده برای خطا های مختلف، محل های مختلف وقوع خطا،

سطوح مختلف بار و محل نصب SVC موارد زیر مورد توجه است:

- زمان بحرانی پاکسازی خطا برای خطای سه فاز، حتی با نصب SVC به ظرفیت ۲PU تغییر محسوس نمی کند. تغییر ظرفیت فقط برای خطای تکفاز به زمین محسوس است.
- زمان بحرانی پاکسازی خطا برای خطای سه فاز با تغییر محل نصب SVC (در سمت ارسال باشد یا دریافت) نیز تغییر نمی کند. ولی برای حالت خطای تکفاز به زمین حداکثر مقدار خود را برای زمانی که در سمت ارسال نصب شده است، دارد.
- تاثیر سطح بار و ظرفیت SVC در شرایط خطای تکفاز به زمین از خطای سه فاز مهمتر است.

۸- محاسبه احتمال ناپایداری سیستم

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

در بخش قبلی تاثیر SVC بر توزیع احتمال زمانهای پاکسازی خطا بررسی شد. در این قسمت احتمال ناپایداری سیستم با اطلاعات زمان بحرانی پاکسازی خطا، توزیع احتمال زمان پاکسازی خطای سیستم حفاظتی و مدارشکن محاسبه می شود. مفروضات زیر را نیز در نظر می گیریم :

- احتمال پاکسازی خطا توسط سیستم حفاظتی اصلی ۱۰۰٪ می باشد.
 - فرکانس سیستم ۶۰ HZ می باشد.
 - قابلیت اطمینان عملکرد مدارشکن ۱۰۰٪ در نظر گرفته می شود.
 - احتمال وقوع خطای سه فاز ۰.۱۵ و خطای تکفاز به زمین ۰.۸۵ می باشد.
- برای یک سطح بار مشخص احتمال ناپایداری سیستم عبارت است از :

$$\Pr\{\text{Instability}\} = 1.0 - \Pr\{\text{Stability}\} \quad (5)$$

که در آن:

$\Pr\{\text{stability}\}$ عبارت است از احتمال پایداری سیستم تحت سطح بار داده شده که این احتمال از رابطه زیر بدست می آید:

$$\Pr\{\text{Stability}\} = \sum_{i=1}^m \Pr\{\text{SFDi}\} \cdot \Pr\{\text{Di}\} \quad (6)$$

در رابطه (۶) نیز داریم:

$m =$ تعداد بخشهای خط (در این مورد خط انتقال به ۱۱ بخش تقسیم شده است).

$\Pr\{\text{SFDi}\} =$ احتمال پایداری خطا در بخش i

$\Pr\{\text{Di}\} =$ احتمال وقوع خطا در بخش i

$$\Pr\{\text{SFDi}\} = \Pr\{\text{SF3}\} \cdot \Pr\{\text{F3}\} + \Pr\{\text{SF1}\} \cdot \Pr\{\text{F1}\} \quad (7)$$

در رابطه (۷) نیز داریم :

$=$ احتمال پایداری خطای سه فاز در بخش i

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

$$Pr[SF1] = \text{احتمال پایداری خطای تکفاز به زمین در بخش ۱}$$

$$Pr[F1] \text{ و } Pr[F3] \text{ از فرضیات بدست می آیند.}$$

$$Pr[SF3] \text{ و } Pr[SF1] \text{ از روابطه زیر بدست می آیند:}$$

$$Pr[SF3] = \int_0^{TF3} f(x) dx$$

$$Pr[SF1] = \int_0^{TF1} f(x) dx$$

که:

$$TF3 = \text{زمان بحرانی پاسازی رفع خطا برای خطای سه فاز}$$

$$TF1 = \text{زمان بحرانی پاسازی رفع خطا برای خطای تکفاز به زمین}$$

$$f(x) = \text{تابع چگالی احتمال داده شده از رابطه (۲)}$$

شکل ۳ احتمال ناپایداری سیستم برای سطوح مختلف بار و ظرفیتهای مختلف برای SVC نصب شده را نشان می دهد. در سیستم شکل ۱ در صورتی که بار سیستم ۲.۳ PU یا کمتر باشد و ظرفیت SVC نصب شده ۰.۲ PU یا کمتر باشد تاثیری بر ناپایداری سیستم نخواهد داشت. در صورتی که بار سیستم به ۲.۴ PU برسد تاثیر نصب SVC بر پایداری سیستم کاملاً مشهود است. (احتمال ناپایداری سیستم برای حالت بدون SVC برابر ۲۳.۱٪ است و با نصب SVC این احتمال به ۱.۵٪ کاهش می یابد).

به هر حال هیچ اختلافی بین تاثیر نصب SVC با ظرفیتهای ۰.۱ PU یا ۰.۲ PU در ناپایداری سیستم نمی باشد. تاثیر نصب SVC برای زمانی که سطح بار سیستم ۲.۵ PU می باشد و سیستم کاملاً ناپایدار است بسیار مثبت است و از ناپایداری سیستم جلوگیری می کند. در این حالت زمانی که SVC با ظرفیت ۰.۱ PU نصب شود احتمال ناپایداری سیستم ۵۳٪ می باشد و برای ظرفیت ۰.۲ PU این احتمال به ۱.۵٪ می رسد. در صورتی که سطح بار از ۲.۶ PU بالاتر رود نصب SVC تاثیری بر پایداری سیستم ندارد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

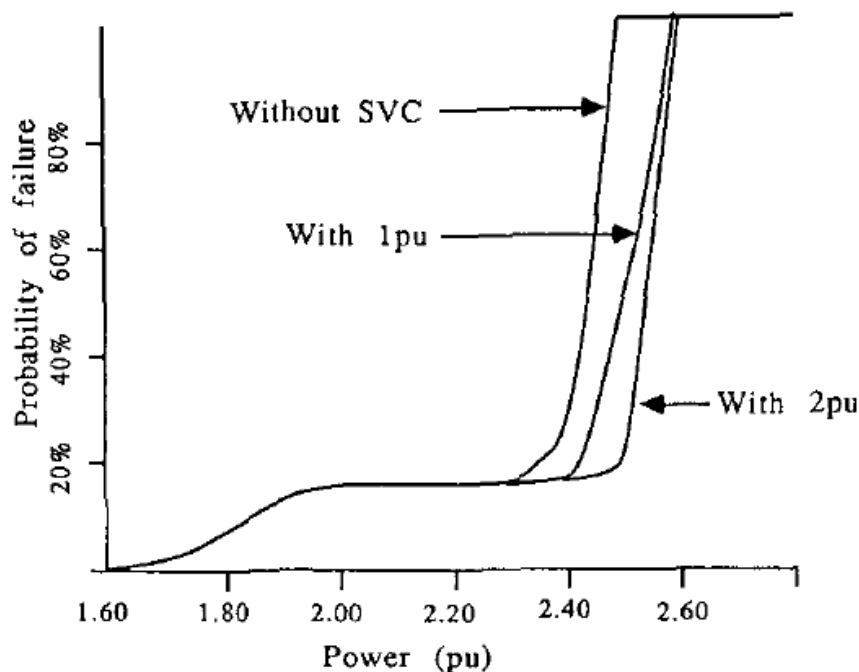


Figure 3 Effect of system loading on the overall probability of the system instability with SVC size as a parameter.

۹- نتیجه گیری

تاثیر SVC بر قابلیت اطمینان سیستم بسیار مهم می باشد اما این تاثیر در محدوده باریکی از بار سیستم آن هم در زمانی که بار سیستم بالا است، قرار دارد. تاثیر SVC بر قابلیت اطمینان سیستم برای سیستمی زیاد است که عمده زمان بهره برداری در شرایط بار مناسب قرار داشته باشد. این نتیجه گیری بر مبنای مطالعه سیستم های خیلی کوچک می باشد. برای سیستم های بزرگتر نیز انتظار می رود نتیجه همین باشد ولی مطالعات بیشتر نیاز است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



فصل پنجم

ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم انتقال با حضور لینکهای HVDC و ادوات FACTS

چکیده

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

این فصل تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان در یک سیستم AC/DC که در آن از TCSC به منظور تنظیم امپدانس تزریقی سیستم انتقال در بخش AC و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال استفاده شده است تشریح می شود. مدل قابلیت اطمینان مرتبط با لینک DC و TCSC توسعه داده می شود و رنج گسترده ای از شاخصها در نقاط بار و سطح سیستم با استفاده از تکنیک شمارش اضطراری محاسبه می شوند. قابلیت های روش استفاده شده با استفاده از یک سیستم کوچک تشریح می شود.

۱- مقدمه

در بسیاری از کشورها سیستمهای قدرت بالاجبار در حداکثر ظرفیت خود بهره برداری می شوند. این امر به دلیل وجود محدودیت های اقتصادی در ایجاد ظرفیت های تولید و انتقال جدید می باشد. در نتیجه در سالهای اخیر توسعه را های موثر استفاده از ظرفیت حرارتی سیستم انتقال بدون به مخاطره انداختن امنیت سیستم بسیار مورد توجه قرار گرفته است. ظرفیت مورد نیاز برای یک الگوی پخش توان مشخص باید قیود امنیت سیستم انتقال را نیز ارضا نماید. در نتیجه نیازمندیهای افزایش ظرفیت انتقال با ایجاد خطوط انتقال جدید یا افزایش ظرفیت انتقال سیستم موجود با استفاده از امکانات در دسترس می تواند تامین گردد.

توسعه سیستم موجود جهت رسیدن به ظرفیت مورد نیاز از لحاظ اقتصادی معقول نیست. عوامل موثر بر این وضعیت عبارتند از گوناگونی های محیطی، تصرف زمین و قوانین موضوعه جدید. یک گزینه موثر استفاده از قطعات کنترلی بر پایه الکترونیک قدرت به نام سیستمهای انتقال انعطاف پذیر AC (FACTS) می باشد. این گزینه به هر دو نیاز افزایش ظرفیت انتقال و توانایی کنترل فلوی توان کمک می کند. مهمترین تاثیر ادوات FACTS از قابلیت سرعت بالای کنترل در این تجهیزات ناشی می شود. پیوستن این تجهیزات به سیستم قدرت بهبود قابل ملاحظه ای در پایداری، افزایش قابلیت اطمینان، کاهش هزینه های تولید و سرمایه گذاری های انتقال در سیستم قدرت به وجود می آورد. برخی قطعات الکترونیک قدرت مانند جبران کننده های استاتیکی وار سالهای زیادی است که در شبکه

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

های انتقال استفاده شده اند ولی مفهوم ادوات FACTS با فلسفه کنترل تمام شبکه در دهه اخیر معرفی شده است.

UPFC و TCSC به عنوان مهمترین کنترل کننده های فلوی توان در رنج وسیع، بسیار مورد توجه واقع شده اند. تاثیر این تجهیزات بر قابلیت اطمینان سیستم انتقال در فصلهای قبل تشریح شد. تکنولوژی انتقال HVDC ثابت کرده است که در کاربردهای مشخص مانند انتقال توان در مسافت های طولانی به ویژه مواردی که واحدهای تولیدی فاصله زیادی از مراکز مصرف دارند، هادی های نسبتاً طولانی مثلاً جهت عبور از دریا، ارتباط داخلی بین سیستم های HVDC جدا از هم و خطوط آسنکرون بین یا داخل سیستم های HVDC، بسیار مناسب می باشد.

لینک های HVDC همچنین می توانند به صورت پارالل با خطوط AC مورد استفاده قرار گیرند. این نوع ارتباط هر دو منافع اقتصادی و فنی یک سیستم HVDC را به همراه خواهد داشت و امکان تغذیه بارهای قرار گرفته بین نقاط ارسال و دریافت از طریق سیستم AC نیز وجود دارد. در اینجا تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان سیستم AC/DC که در آن یک TCSC به منظور تنظیم امپدانس معادل سیستم انتقال و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال بکار رفته است تشریح می شود. سپس چگونگی بسط مدل قابلیت انتقال سیستم با حضور TCSC و سیستم HVDC تشریح می شود.

۲- سیستم تحت مطالعه

سیستم استفاده شده برای این مطالعه در شکل ۱ نشان داده شده است. این سیستم از دو ناحیه مشابه A و B که توسط خطوط انتقال AC و DC که با یکدیگر به صورت پارالل قرار دارند به هم متصل شده اند، تشکیل شده است. هر ناحیه یک نقطه بار انفرادی با پیک بار متفاوت دارد. از TCSC به منظور افزایش ظرفیت انتقال خط AC استفاده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

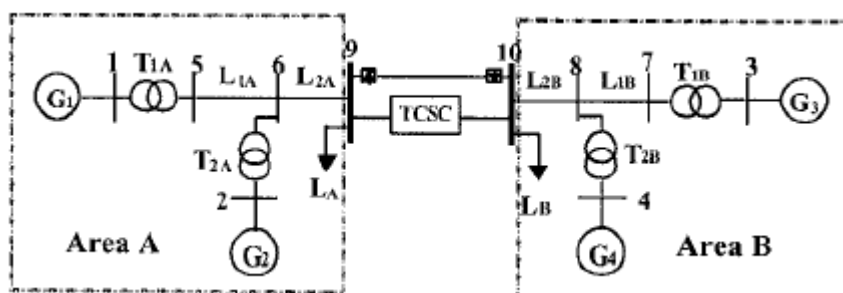


Figure 1 . Single line diagram of the system under study

اطلاعات مورد نیاز در خصوص قابلیت اطمینان سیستم در جداول ۱ و ۲ آمده است.

Table 1. Generating unit, AC Line and transformer data

component	Capacity [MW]	Failure rate [f/yr]	Repair rate [r/yr]
G ₁ to G ₄	800	2	48
L _{1A} , L _{1B}	800	0.49	794
L _{2A} , L _{2B}	1600	0.49	794
AC link	200	5	584
T _{1A} , T _{2A}	800	0.2	19.8
T _{1B} , T _{2B}	800	0.2	19.8

Table 2 . Bipolar DC link data.

Component	λ [fr/yr]	R [hour]
T1 to T4	0.129	2400
Tower (T)	0.0025	168
SR1 to SR4	0.03	2400
Transmission line pole 1	0.002	48
Transmission line pole 2	0.002	48
DCF1, DCF2	0.25	12
Breakers	0.01	48
Capacitor banks	0.002	12
AC filters (rectifier)(FR)	0.25	6
F1, F2, F3	0.35	6
F4	0.25	6
CS1, CS2	16.6	2.94

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۳- روش ارزیابی قابلیت اطمینان

اولین گام در ارزیابی قابلیت اطمینان در هر سیستم بدست آوردن مدل قابلیت اطمینان مناسب برای تمامی اجزای سیستم می باشد. یک برآورد مناسب شامل سه نیازمندی اساسی است: درک نحوه عملکرد سیستم ، تشخیص روشهای بروز خرابی در سیستم و درک توالی خطاها در سیستم. هر جزء در سیستم رفتار تصادفی منحصر به فردی دارد که بیانگر قابلیت اطمینان آن جزء می باشد. در دسترس بودن و قابلیت اطمینان هر سیستم به کارآیی عناصر موجود در آن سیستم بستگی دارد. بسته به دقت مورد نیاز و هدف مطالعات ، رفتار عناصر با استفاده از مدل فضای حالت ارائه می شود.

واحدهای تولیدی ، خطوط انتقال معمولی و ترانسفورماتور ها معمولاً به وسیله مدل دو حالتی که در آن هر عنصر با حداکثر ظرفیت در حال بهره برداری است یا اینکه در حالت خروج است و ظرفیت آن صفر می باشد ، نمایش داده می شوند. واحدهای بزرگ تولیدی معمولاً با مدل چند حالتی که در آن ظرفیت های مرتبط بعلاوه حالت حداکثر ظرفیت و ظرفیت صفر در نظر گرفته می شوند ، ارائه می شوند. در سیستم تحت مطالعه لینک دو قطبی DC و خط انتقال AC به همراه TCSC دو عنصر مهم می باشند. در قسمتهای زیر مدل های قابلیت اطمینان مرتبط با این دو عنصر ارائه شده است.

- مدل قابلیت اطمینان لینک دو قطبی DC

مدل قابلیت اطمینان لینک DC با در نظر گرفتن تجهیزات یکسو کننده در سمت ارسال ، تجهیزات اینورتر در سمت دریافت و دو خط انتقال بین این دو ، در شکل ۲ نمایش داده شده است. با استفاده از مدل قابلیت اطمینان بسط داده شده ، ظرفیت های مرتبط با لینک DC با استفاده از مدل چند حالتی به شکل جداول احتمال خروج ظرفیت آورده شده است. آنالیز هر حالت با استفاده از سطح کارآیی به صورت درصدی از ظرفیت لینک DC صورت گرفته است.

در سمت AC یکسوکننده هر قطب یک خازن (XC1) و یک بانک فیلتری (Fr) دارد. این عناصر به صورت پارالل قرار دارند و ظرفیت مرتبط با آنها در جدول ۳ آورده شده است .

Table 3. Filter and capacitor capacities (rectifier),

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

Filters + capacitors in operation	Capacity [p.u.]
2 Fr + 2 XC	1.0
2 Fr + XC	0.8
2 Fr	0.63
Fr + 2 XC or Fr + XC	0.60
Fr	0.37
Others	0.0

در سمت AC اینورتر ، چهار بانک فیلتری AC وجود دارد که به صورت پارالل در مدل آورده شده اند. ظرفیت فیلترها در جدول ۴ ارائه شده است.

Table 4. AC filter capacities (inverter).

AC filters	Capacity [p.u.]
F1+F2+F3+F4	1.0
F1+F2+F3 or F1+F3+F4	0.37
F1+F2 or F3+F4	0.22
Others	0.0

ظرفیت های آورده شده در جداول ۳ و ۴ بر مبنای ظرفیت نامی لینک DC که در این مطالعه MW ۲۰۰ فرض شده است ، پیونیت شده اند. ظرفیت های مرتبط با هر قطب که شامل راکتور های صافی سازی ، مدارشکن ها ، ترانسفورماتورها و تجهیزات یکسو کننده می باشد در شکل ۲ ارائه شده است. اطلاعات مربوط به لینک DC در جدول ۲ ارائه شد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

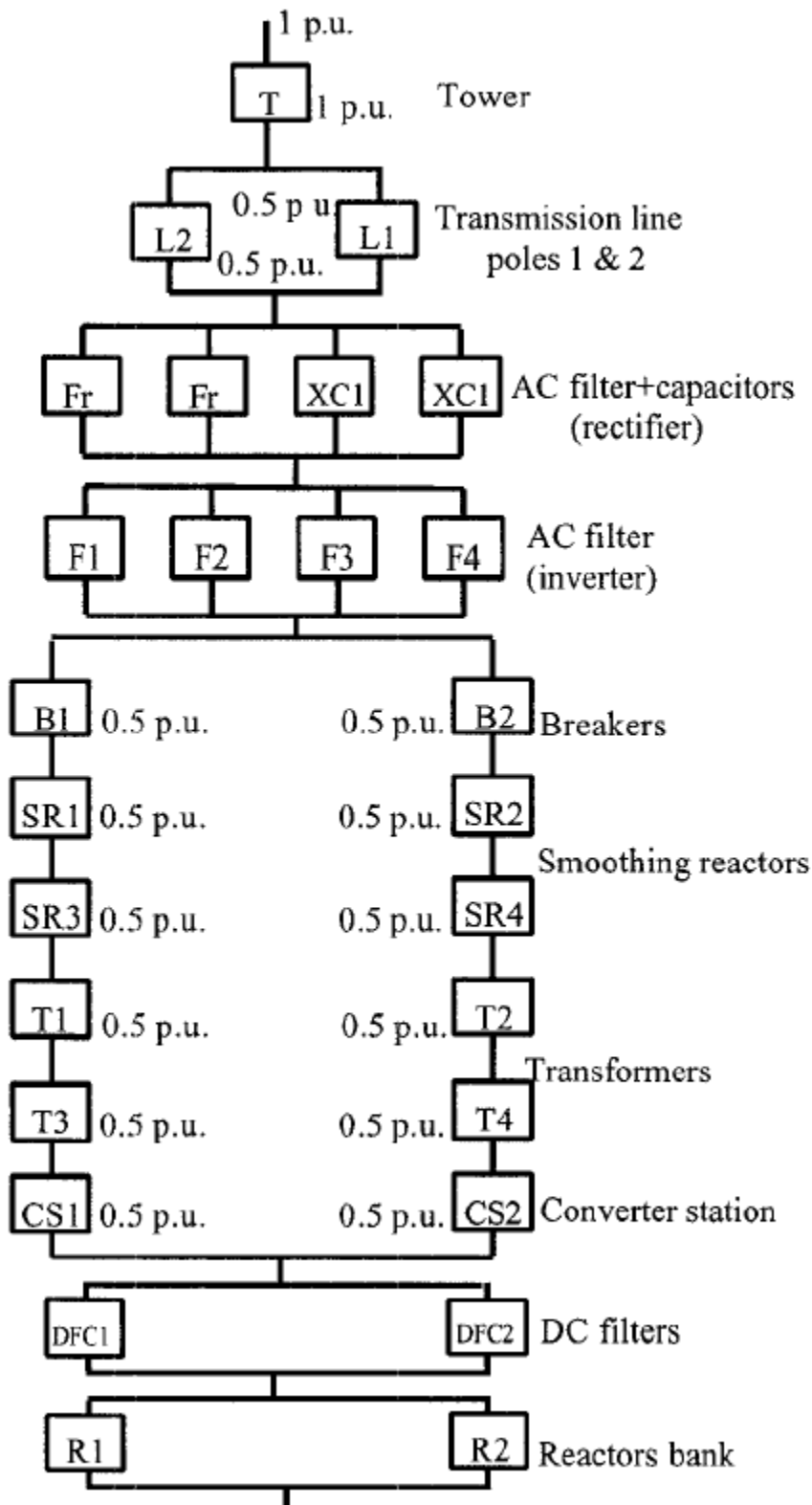


Figure 2 . Reliability model of a bipolar DC link

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

با استفاده از اطلاعات داده شده ، ظرفیت های مرتبط با لینک DC به وسیله یک مدل چند حالتی در جدول احتمال خروج ظرفیت مانند جدول شماره ۵ نشان داده می شود.

Table 5 . Bipolar DC link capacity model

Performance Level	Capacity [MW]	Probability	Frequency [occ/yr]
100%	200	0.97266710	35.177
80%	160	5.3443E-06	0.00408
63%	126	7.3411E-12	1.09E-08
60%	120	0.00100241	1.00934
50%	100	0.02522167	33.4803
37%	74	0.00041163	0.62792
22%	44	9.8950E-08	0.00029
0.0%	0.0	0.00069174	1.18189

در این مطالعه فرض شده است که برای هر ترانسفورماتور و راکتور صافی سازی یک پشتیبان به ترتیب با زمان جایگزینی ۲۳۰ و ۶۵.۶ ساعت وجود دارد. وجود پشتیبان برای این عناصر بهبود بسیار خوبی در قابلیت اطمینان سیستم به وجود آورده است با توجه به اینکه زمان تعمیر این عناصر بسیار بالاست (۲۴۰۰ ساعت).

- مدل قابلیت اطمینان یک خط AC به همراه TCSC
 در مدل قابلیت اطمینان خط انتقال AC به همراه TCSC مدل قابلیت اطمینان TCSC حکمفرماست. TCSC نشان داده شده در شکل ۳ از تعدادی ماژول سری تشکیل شده است .

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

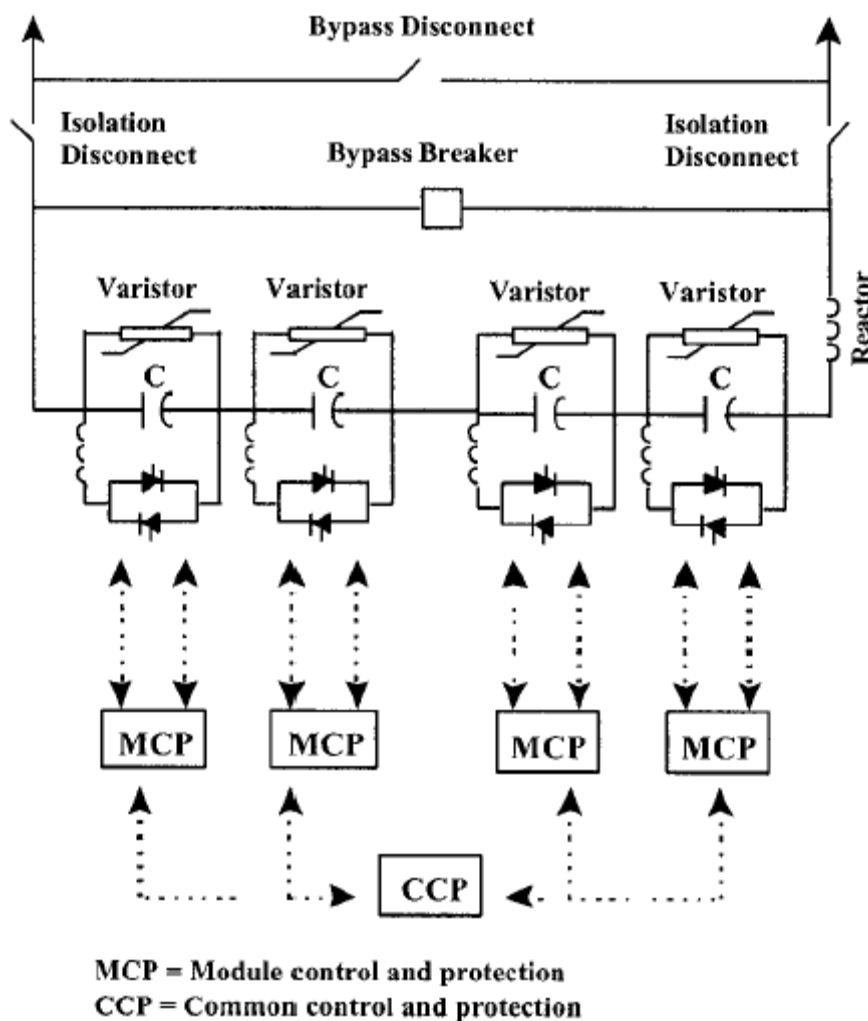


Figure 3. Thyristor controlled series capacitor,

در هر ماژول ، بانک خازنی با یک راکتور کنترل شده با تریستور پارالل شده است که پالسهای جریان گردشی را در هر فاز با جریان خط جمع می نماید. سیستم کنترل و حفاظت TCSC به دو سطح مشترک و ماژول تقسیم بندی شده است. سطح حفاظت مشترک مشکلات تاثیر گذار بر تمام ماژولها و همچنین نیاز به بای پس نمودن تمام ماژولها را با استفاده از بریکر بای پس آشکار می کند. حفاظت سطح ماژول ، مشکلات موثر بر ماژول انفرادی و همچنین فقط عملیات حفاظتی اولیه در ماژول را آشکار می کند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

مدل قابلیت اطمینان TCSC با در نظر گرفتن سطوح کنترل مشترک و ماژول بسط داده شده است. شکل شماره ۴ مدل قابلیت اطمینان یک TCSC متشکل از چهار ماژول را نشان می دهد که هر حالت با یک چهار ضلعی نشان داده شده است که اعداد نوشته شده در سمت چپ و راست هر چهار ضلعی به ترتیب بیانگر شماره حالت و ظرفیت هر حالت بر حسب پریونیت می باشند.

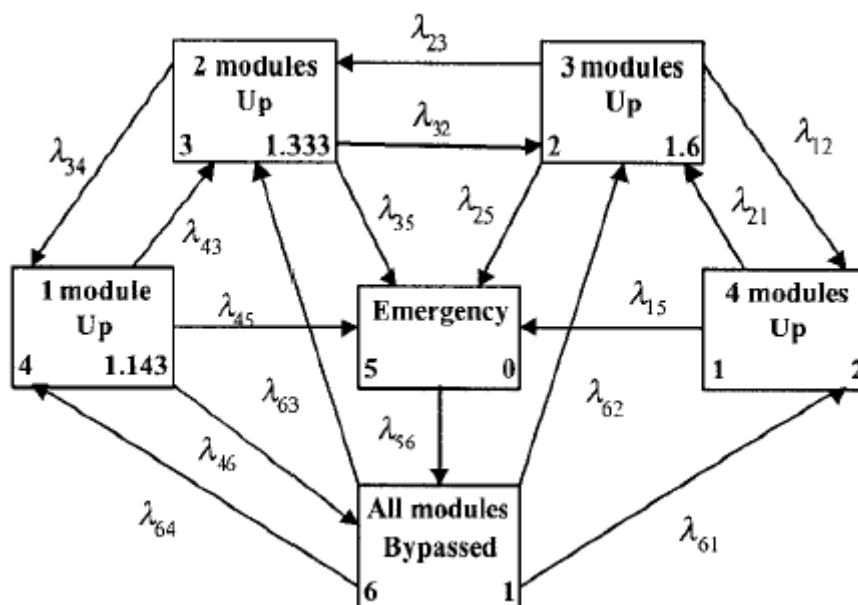


Figure 4. Reliability model of a TCSC,

در دسترس بودن خط انتقال AC نیز با مدل دو حالتی نشان داده می شود. در جدول شماره ۶ ظرفیت انتقال خط AC به همراه TCSC با در نظر گرفتن مدل چند حالتی و با استفاده از مدل قابلیت اطمینان انفرادی خط انتقال و TCSC، ارائه شده است.

Table 6. Capacity model of the AC line including the TCSC,

Performance Level	Capacity [MW]	Probability	Frequency [occ/yr]
100%	400	0.94475944	7.3738
80%	320	0.04535258	2.9708
66.65%	266.6	0.00083281	0.1026
57.15%	228.6	9.9466E-06	0.0018
50%	200	2.4988E-06	0.0020
0.0%	0.0	0.00904272	5.0099

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

همه واحدهای تولیدی و دیگر خطوط انتقال موجود در شبکه نیز با مدل دو حالتی نشان داده می شوند. ابتدا مدل قابلیت اطمینان هر عنصر در سیستم توسعه داده می شود ، سپس شاخصهای قابلیت اطمینان در نقاط بار و سطح سیستم محاسبه می شوند. بدین منظور از تکنیک شمارش اضطراری استفاده می شود. با استفاده از تکنیک کوچک سازی می توان مدل معادل تولید را در نقاط بار ۹ و ۱۰ را بدست آورد.

۴- نتایج مطالعات

از تکنیکها و مدلهای قابلیت اطمینان بدست آمده در قسمتهای قبل به منظور بدست آوردن شاخصهای قابلیت اطمینان سیستم تحت مطالعه استفاده می شود. رنج گسترده ای از شاخص ها در هر دو سطح بار و سیستم می تواند محاسبه شود. این شاخصها اغلب با تغییر در پارامترهای سیستم واکنش کاملاً متفاوتی نشان می دهند.

شاخصهای نقطه بار: برای هر نقطه بار شاخصهای زیر می تواند محاسبه گردد.

$$Q = \text{احتمال وقوع خطا}$$

$$F = \text{فرکانس تکرار خطا} - \text{occ/yr}$$

$$ENLC = \text{تعداد قطعی های بار مورد انتظار} - \text{occ/yr}$$

$$ELC = \text{بارهای قطع شده مورد انتظار} - \text{MW/yr}$$

$$EENS = \text{انرژی تغذیه نشده مورد انتظار} - \text{MWhr/yr}$$

$$EDLC = \text{مدت زمان قطعی بار مورد انتظار} - \text{hr/yr}$$

$$ALC = \text{میانگین قطعی بار} - \text{MW/curtailment}$$

$$AENS = \text{میانگین انرژی تغذیه نشده} - \text{MWhr/curtailment}$$

$$ADLC = \text{میانگین مدت زمان قطعی ها} - \text{hr/curtailment}$$

بعلاوه شاخصهای سیستم می توانند به منظور پایش قابلیت اطمینان کل سیستم محاسبه شوند.

شاخصهای نقاط بار به منظور بدست آوردن شاخصهای سیستم جمع آوری می شوند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شاخصهای سیستم: شاخصهای سیستم زیر می توانند محاسبه شوند.

$$BPII = \text{شاخص وقفه در سیستم قدرت} - MW/MW\text{-yr}$$

$$BPSA = \text{میانگین مگاوات قطعی در سیستم قدرت تقسیم بر اغتشاش} - MW/disturbance$$

$$SI = \text{شاخص سختگیری (شدت) (دقیقه های سیستم)} - MW\text{-min}/MW\text{-yr}$$

$$MBPECI = \text{شاخص اصلاح شده قطعی انرژی در سیستم}$$

$$ANC = \text{میانگین تعداد قطعی ها تقسیم بر نقاط بار}$$

$$ALC = \text{میانگین بار های قطع شده تقسیم بر نقاط بار} - MW/yr$$

$$AEC = \text{میانگین انرژی قطع شده تقسیم بر نقاط بار} - MW\text{hr}/yr$$

$$ADLC = \text{میانگین مدت زمان قطعی بارها تقسیم بر نقاط بار} - hr/yr$$

شاخصهای نقاط بار در شین های ۹ و ۱۰ محاسبه شده اند. این شاخصها با در نظر گرفتن تمام شرایط اضطراری ممکن محاسبه شده اند. در مقایسه با حالتی که دو ناحیه A و B توسط دو خط انتقال AC به یکدیگر متصل شده اند، تعداد شرایط اضطراری کاهش می یابد اگر دو ناحیه توسط یک لینک DC و یک خط انتقال به همراه TCSC به یکدیگر متصل شوند. دلیل این کاهش این است که هر یک از این دو اتصال شامل تعدادی سطوح عملکردی می باشند که در جداول ۶ و ۷ نشان داده شد. با استفاده از مدل سیستم انتقال (جدول ۷) و مدل های ظرفیت در شینهای ۹ و ۱۰، شاخصهای قابلیت اطمینان مربوط به نقاط بار و سیستم به دست می آیند. کل پیک بار سیستم MW ۲۸۵۰ فرض می شود که ۳۵٪ بار (۱۰۰۰ MW) در شین ۹ و مابقی (۱۸۵۰ MW) آن به شین ۱۰ متصل شده است. شاخصهای سالیانه شده نقاط بار و سیستم برای این سیستم محاسبه شده اند یعنی اینکه شاخصهای قابلیت اطمینان برای یک سطح بار تکی محاسبه شده اند و به صورت سالیانه بیان شده اند.

Table 6. Capacity model of the AC line including TCSC

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

Performance Level	Capacity [MW]	Probability	Frequency [occ/yr]
100	600	0.91893642	40.407
93.33	560	5.0491E-06	0.0039
87.67	526	6.9355E-12	1.04E-08
86.67	520	0.04506000	5.446
83.33	500	0.02382841	31.816
80	480	2.4237E-07	0.0002
79	474	0.00038889	0.59623
77.77	466.6	0.00081005	0.1291
74.33	446	3.3293E-13	5.19E-10
74	444	9.3484E-08	0.00028
73.33	440	4.5461E-05	0.04875
71.43	428.6	9.6748E-06	0.0021
71.1	426.6	4.4508E-09	3.95E-06
70	420	0.00114386	1.5933
66.67	400	0.00065595	1.1238
65.67	394	1.8668E-05	0.0297
65.43	392.6	6.1137E-15	9.88E-12
64.77	388.6	5.3158E-11	5.02E-08
64.43	386.6	8.3481E-07	0.00094
61.1	366.6	2.1005E-05	0.03047
60.67	364	4.4876E-09	1.37E-05
60	360	1.3354E-11	2.12E-08
59.1	354.6	7.3019E-17	1.22E-13
58.1	348.6	9.9706E-09	1.18E-05
56.77	340.6	3.4281E-07	0.00056
54.77	328.6	2.5087E-07	0.00037
54.33	326	1.8344E-17	4.25E-14
53.33	320	3.1372E-05	0.05566
51.77	310.6	8.2406E-11	2.56E-07
50.43	302.6	4.0943E-09	6.99E-06
50	300	6.3025E-08	0.00014
45.67	274	1.0286E-09	2.42E-06
45.43	272.6	9.8422E-13	3.11E-09
44.43	266.6	5.7608E-07	0.00105
40.67	244	2.4726E-13	9.41E-10
38.1	228.6	6.8805E-09	1.3E-05
33.33	200	0.0087955	5.19112
26.67	160	4.8327E-08	6.37E-05
21	126	6.6383E-14	1.36E-10
20	120	9.0645E-06	0.01415
16.67	100	0.00022807	0.42911
12.33	74	3.7223E-06	0.00774
7.33	44	8.9478E-10	3.16E-06
0.0	0.0	6.2552E-06	0.01415

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جدول ۸ شاخصهای قابلیت اطمینان مرتبط با نقاط بار متصل شده به شینهای ۹ و ۱۰ را ارائه می دهد. در نتایج ارائه شده ، فرض شده است که در صورتی که در اثر اضافه بار شدن خط یا کمبود تولید قطعی بار مورد نیاز است بار در دو شین به نسبت پیک آنها قطع می شود. در برخی موارد به توجه به شرایط اضطراری ویژه ممکن است مجبور باشیم بار را تنها در یک شین قطع کنیم.

Table 8. Annualized load point indices.

Index	Load point	
	Bus 9	Bus 10
Q	0 104783	0.193492
F	19 33	32.73
ELC	3922 7	12168.2
$EENS$	176992.8	671007.8
$EDLC$	917 9	1695
$ENLC$	19 3	32.73
ALC	202.89	371.79
$AENS$	9154.5	20502.02
$ADLC$	47.48	51.79

شرایط اضطراری ای را در نظر بگیرید که لینک DC خارج شده است و لینک AC با توجه به بروز خطا در سطح کنترل مشترک و بای پس شدن TCSC ، تنها می تواند ۲۰۰ MW می تواند منتقل کند. در این مورد ، میزان بار قطع شده در شین های ۹ و ۱۰ به ترتیب ۰ MW و ۵۰ MW می باشد. موردی را در نظر می گیریم که ژنراتور ۱ (G1) در حالت خروج باشد و دیگر عناصر در مدار باشند. در این مورد ۴۵۰ MW مگاوات کمبود تولید در سیستم وجود خواهد داشت که کاهش بار در شین های ۹ و ۱۰ به ترتیب ۱۵۷.۹ MW و ۲۹۲.۱ MW خواهد بود.

شاخصهای سیستم سالیانه شده در جدول ۹ ارائه شده اند.

Table 9 . Annualized system indices,

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

Index	Annualized value
<i>BPII</i>	5.65
<i>BPSA</i>	309 07
<i>BPECI</i>	297 54
<i>Severity Index</i>	17852.64
<i>MBPECI</i>	0 03397
<i>ANC</i>	26 03
<i>ALC</i>	8045 46
<i>AEC</i>	424000 3
<i>ADLC</i>	1306 44

جداول ۱۰ و ۱۱ شاخصهای نقاط بار و سیستم را وقتی که سیستم اصلاح شده است نشان می دهند. در سیستم اصلاح شده لینک AC به همراه TCSC با دو خط AC که هر کدام ظرفیت انتقالی برابر ۲۰۰ MW دارند، جایگزین شده است. شاخصهای قابلیت اطمینان نقاط بار در سیستم اصلاح شده واکنش های متفاوتی نشان می دهند. قابلیت اطمینان کلی سیستم در حالت جدید بهبود یافته است. تصمیم گیری به منظور ایجاد سیستم جدید با در نظر گرفتن سایر جنبه ها مانند هزینه احداث یک خط انتقال جدید، هزینه قطعی بار و هزینه TCSC باید صورت گیرد.

باید متذکر شد که هدف اصلی این فصل تشریح تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان در یک سیستم مرکب می باشد. مقادیر عددی واقعی وابسته به پارامتر های سیستم می باشد.

Table 10 . Modified annualized load point indices,

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

Index	Load point	
	Bus 9	Bus 10
<i>Q</i>	0.097854	0.1862
<i>F</i>	15.4	28.95
<i>ELC</i>	3316.98	13470.01
<i>EENS</i>	167376.2	681788.4
<i>EDLC</i>	857.2	1631.11
<i>ENLC</i>	15.4	28.95
<i>ALC</i>	215.38	465.21
<i>AENS</i>	10868.01	23546.81
<i>ADLC</i>	55.66	56.33

Table 11 . Modified annualized system indices,

Index	Annualized value
<i>BPII</i>	5.89
<i>BPSA</i>	378.47
<i>BPECI</i>	297.95
<i>Severity Index</i>	17877.15
<i>MBPECI</i>	0.03401
<i>ANC</i>	22.18
<i>ALC</i>	8393.5
<i>AEC</i>	424582.3
<i>ADLC</i>	1244.16

۵- نتیجه گیری

در این فصل تکنیک انجام آنالیز قابلیت اطمینان در یک سیستم AC/DC زمانی که از TCSC در لینک AC به منظور تنظیم امپدانس انتقال و در نتیجه افزایش ظرفیت انتقال استفاده شده است، ارائه شد. همچنین مدل قابلیت اطمینان مناسب سیستم انتقال به همراه سیستم HVDC و وجود TCSC ارائه شد. یک سیستم کوچک شامل دو نقطه بار و دو لینک پارالل DC و AC به منظور بررسی وضعیت کاربردی تکنیک مورد استفاده، مورد مطالعه قرار گرفت. رنج گسترده ای از شاخص های سیستم و نقاط بار با استفاده از تکنیک شمارش احتمالی محاسبه شد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مراجع

- 1] R. Billinton, Fellow, IEEE M. Fotuhi-Firuzabad, Member, IEEE S.O. Faried, Member, IEEE "POWER SYSTEM RELIABILITY ENHANCEMENT USING A THYRISTOR CONTROLLED SERIES CAPACITOR " IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999
- 2] Garng. M. Huang, Senior Member, IEEE, and Yishan Li, Student Member, IEEE "Impact of Thyristor Controlled Series Capacitor on Bulk Power System Reliability " 2002 IEEE
- 3] M. Fotuhi-Firuzabad, Member, IEEE, Roy Billinton, Fellow, IEEE, and Sherif Omar Faried, Member, IEEE "Subtransmission System Reliability Enhancement Using a Thyristor Controlled Series Capacitor " IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, NO. 1, JANUARY 2000

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

4] Roy Billinton, Fellow, IEEE, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, Member; IEEE, Shcrif Omar Faried, Menzbes IEEE, and Saleh Aboreshaid, Member; IEEE "Impact of Unified Power Flow Controllers on Power System Reliability " IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000

5] T H Jung Research Center KEPCO, Rorea & F L Alvarado University of Wisconsin Madison. USA "EVALUATION OF A STATIC VAR COMPENSATOR EFFECT ON SYSTEH RELIABILITY USING A PROBABILISTIC APPROACH "

6] R. Billinton M. Fotuhi-Firuzabad S.O. Faried S . .Aboreshaid "COMPOSITE SYSTEM RELIABILITY EVAINATION INCORPORATING AN HVDC LINK AND A STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR " P r o c e e h s of the 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering 0-7803-7514-9/02/\$17.00 © 2002 IEEE

7] M. Fotuhi-Firuzabad, Semor Member, IEEE R. Billinton, Fellow, IEEE S.O. Faried, Seruor Member, IEEE "Transmission System Reliability Evaluation Incorporating HVDC Links and Facts Devices " 0-7803-7173-9/01/\$10.00 © 2001 IEEE

برای خرید فایل word این پروژه [اینجا کلیک کنید](#).

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

(شماره پروژه = ۲۱۰)

پشتیبانی : ۰۹۳۵۵۴۰۵۹۸۶

