

باسمه تعالی

مقایسه روش های اتصال شبکه برق کشورها جهت توسعه تجارت منطقه ای برق



اردیبهشت ۱۳۹۹

فهرست

۲	بیان مسئله و ضرورت پروژه
۳	سوالات پروژه
۴	بخش اول) مقدمه
۴	اثرات اقتصادی
۵	اثرات سیاسی
۶	امنیت انرژی
۷	انواع بهم پیوستگی شبکه های برق
۱۱	بخش دوم) بهم پیوستگی AC
۱۱	مسائل انتقال
۱۳	مسائل سیستم
۱۵	بخش سوم) بهم پیوستگی DC
۱۶	پیکره بندی تک قطبی و دو قطبی
۱۶	ایستگاه های مبدل
۱۹	فناوری Back to Back HVDC
۲۱	بخش چهارم) تفاوت روش های AC و DC؛ مزایا و معایب
۲۱	مقایسه ابعاد فنی-اقتصادی
۲۵	مقایسه ابعاد سیاسی
۲۸	بخش پنجم) نمونه های تجربه شده بهم پیوستگی AC سنکرون
۲۸	۱. تجربه CEE و ENTSO-E
۳۵	تعامل سنکرون سازی با بازار برق
۴۰	۲. تجربه سیستم برق ترکیه و ENTSO-E
۴۸	بخش ششم) نمونه های تجربه شده بهم پیوستگی DC
۴۸	۱. اتصال پارا به ریودورائنیرو در برزیل
۴۹	۲. اتصال عربستان به کشورهای حاشیه خلیج فارس
۵۲	بخش هفتم) چالش ها، منافع و موانع برای ایران
۵۶	بخش هشتم) منابع

بیان مسئله و ضرورت پروژه

موقعیت خاص جغرافیایی ایران و وجود زیر ساخت های مناسب تولید و انتقال برق در کشور، ایران را نسبت به کشورهای منطقه در اولویت ایجاد شبکه برق منطقه ای قرار داده است. ایجاد شبکه برق منطقه ای به دلیل ایجاد وابستگی متقابل میان کشورهای حاضر در آن، امنیت بین المللی کشور را تقویت می کند و هزینه اعمال فشارهای اقتصادی علیه ایران را افزایش می دهد.

با توجه به جایگاه ویژه انرژی در رشد اقتصادی در جهان امروز و ضرورت توسعه تجارت انرژی برای ایران، پیگیری این موضوع تا به تحقق رسیدن آن از اهمیت زیادی برخوردار است. یکی از مسائل مهم در رابطه با این موضوع، نحوه اتصال شبکه های برق کشورهاست که به طور کلی به دو شکل AC و DC انجام می شود.

به هم پیوستگی شبکه برق دو کشور به دو شکل سنکرون (AC) و یا آسنکرون (DC) ممکن است که هر کدام ملاحظات خاص خود را دارد و لازم است مورد توجه و بررسی قرار بگیرد تا منافع حداکثری برای کشور حاصل شود. هدف از این پروژه، بررسی و مقایسه اتصالات AC و DC در شبکه های به هم پیوسته و بکارگیری آنها برای ارتباطات الکتریکی ایران با کشورهای منطقه می باشد.

سوالات پروژه

- اتصال AC دو شبکه برق قدرت به یکدیگر چگونه است، چه ویژگی و چه مزایایی دارد؟
- اتصال DC دو شبکه برق قدرت به یکدیگر چگونه است، چه ویژگی و چه مزایایی دارد؟
- دو نمونه تجربه شده در دنیا از هر نوع اتصال بررسی شود.
- چالش ها، موانع و اقتضائات هر کدام از دو نوع اتصال برای ایران چیست؟

بخش اول) مقدمه

بهم پیوستگی شبکه های برق دو یا چند کشور، مزایایی برای کشورهای متصل بهم دارد. به طوری که کشورهای زیادی در سطح دنیا تا کنون اقدام به ایجاد چنین شبکه هایی کرده اند. چگونگی اتصال شبکه های برق از حیث فنی و ساختاری به دو دسته کلی سنکرون (همگام) و آسنکرون (غیرهمگام) قابل تقسیم است. اتصال سنکرون دو شبکه، ارتباط الکتریکی متناوب (AC) است به طوری که فرکانس و فاز شبکه ها یکسان شوند و جریان ضربه ناگهانی در شبکه رخ ندهد. اتصال آسنکرون به صورت جریان مستقیم (DC) انجام می شود. از آنجایی که تولید و مصرف برق در حالت عادی به شکل AC می باشد، هرگونه بهره برداری DC نیاز به تبدیل برق از حالت AC به DC دارد که این عمل به وسیله مبدل ها^۱ انجام می شود.

ارتباط DC غالباً به دو شکل نقطه به نقطه^۲ در فاصله طولانی و پشت به پشت^۳ انجام می شود. از آنجایی که اتصالات DC برای ارتباط الکتریکی فرامرزی در حجم زیاد و معمولاً در فواصل طولانی انجام می شود، این انتقال توان در ولتاژهای الکتریکی بالا انجام می گیرد. ارتباط جریان مستقیم ولتاژ بالا^۴ (HVDC) طریقه مرسوم انتقال توان میان کشورها است.

آنچه تعیین می کند که ایران با ایجاد یک شبکه بهم پیوسته چه منفی را بدست آورد، اهداف کلان کشور در سطح منطقه و بین الملل است. لذا لازم است متناسب با اهداف کلان کشور در حوزه دیپلماسی انرژی، منافع امنیتی و روابط بین المللی و با نگاه به ملاحظات فنی و اقتصادی، چگونگی ایجاد شبکه بهم پیوسته، طراحی و اجرا می گردد. بهم پیوستگی شبکه های برق آثار گوناگونی دارد که در ادامه اشاره می شود.

اثرات اقتصادی

دلیل اولیه توسعه بهم پیوستگی شبکه الکتریکی بین کشورها، کاهش کلی هزینه های اقتصادی مشترک برای خدمات پشتیبانی الکتریکی در کشورهای متصل بهم است. بهم پیوستگی شبکه ها هم هزینه و هم منافع مستقیم و غیرمستقیم اقتصادی و مالی به همراه دارد. در هزینه های زیر صرفه جویی می شود:

^۱Converters

^۲Point to Point

^۳Back to Back

^۴High Voltage Direct Current

- هزینه سوخت های مورد استفاده در تولید برق
 - هزینه های سرمایه گذاری تاسیسات و تجهیزات تولید
 - هزینه های عملیاتی (بهره برداری) تاسیسات تولید
 - هزینه های عملیاتی برای تاسیسات و ادوات انتقال
- منافع غیرمستقیم یک اتصال می تواند شامل موارد زیر باشد:
- تحریک اقتصاد ملی
 - تحریک اقتصادهای محلی از طریق اشتغال نیروی کار مورد نیاز برای ساخت خطوط برق شبکه بهم پیوسته و نیروگاه هایی که آن را تغذیه می کنند.
 - نیروی کار مورد نیاز برای بهره برداری از اتصال بهم پیوستگی (و نیروگاه های مرتبط) به صورت مداوم.
- از دیگر مزایای بالقوه اقتصادی غیرمستقیم یک بهم پیوستگی می توان به تاثیرات منابع تغذیه بهبود یافته در توسعه صنعت محلی اشاره کرد.

اثرات سیاسی

بهم پیوستگی شبکه علاوه بر تسهیل برق رسانی به مناطق دارای کمبود برق، می تواند باعث تقویت پایداری سیاسی شود. این به دلیل به همراه آوردن فرصت های اشتغال، آموزش و مراقبت پزشکی در مناطقی است که نقصان این ضروریات وجود دارد. افزایش استاندارد زندگی افراد مخصوصاً جمعیت روستایی یا حومه شهر، و راه اندازی برخی مشاغل وابسته به برق در این مناطق، از طریق تامین انرژی الکتریکی، به کند کردن روند مهاجرت به مراکز شهری کمک می کند و فقر را کاهش می دهد. این موضوع، مشکلات سیاسی و تنش های اجتماعی ناشی از عدم دسترسی به امکانات و تسهیلات شهری را نیز کاهش می دهد.

شبکه های بهم پیوسته بین المللی برق می توانند تعهدات قانونی بسیار پیچیده ای به همراه داشته باشند. به این معنا که وقتی تعداد کشورهای عضو در شبکه افزایش یابد، قراردادهای و توافقاتی بیشتر و البته دقیق تری برای الزامات مشارکت هر کشور و تبادل برق بین کشورهای عضو نیاز خواهد بود. همچنین در این حالت پیچیدگی کنترل جریان توان و مدیریت تولید و مصرف نیز بیشتر می شود که این موضوع خود وضع قواعد جدیدی را می طلبد. تشکیل بازار برق بر پیچیدگی

مبادلات می افزاید و تعهدات سنگین تری را بر اعضا اعمال می کند. شبکه های بهم پیوسته برای کشورهای مشارکت کننده در تجارت برق حتی اشخاص و شرکت های درون کشورهای تجارت کننده، منافع و همچنین تعهدات سیاسی به همراه دارد.

وابستگی متقابل کشورهای عضو در شبکه بهم پیوسته در تامین انرژی الکتریکی و پیوند خوردن مسئله امنیت انرژی با این موضوع، بر روابط سیاسی کشورها اثر قابل ملاحظه ای خواهد گذاشت. در این شبکه ها معمولاً کشوری که از توان تولید برق بیشتری برخوردار است و یا محور تبادل و ترانزیت برق سایر کشورها می باشد، قدرت اعمال نفوذ بیشتری در تعاملات سیاسی دارد. همچنین عضوی که سهم بیشتری در مدیریت شبکه و یا بازار برق منطقه ای داشته باشد، در روابط بین المللی خود از این اهرم قدرت بهره می برد.

امنیت انرژی

توجهی که اغلب برای بهم پیوستگی شبکه الکتریکی بین المللی ذکر می شود، این است که می تواند امنیت انرژی میان کشورهای بهم پیوسته را بر حسب پیکره بندی آنها ارتقا دهد. به طور معمول منظور از «امنیت انرژی»، بیشترین تامین دسترسی به نفت و سایر سوخت های فسیلی است. برای درک کامل این مفاهیم، یک تعریف جدید از امنیت انرژی می تواند به شکل زیر ارائه شود:

یک حکومت تا جایی دارای امنیت انرژی است که سوخت و خدمات انرژی برای اطمینان از موارد زیر در دسترس باشد:

الف. تداوم زندگی ملت

ب. حمایت از رفاه ملی

پ. به حداقل رساندن مخاطرات مرتبط با عرضه و استفاده از سوخت و خدمات انرژی

امنیت انرژی دارای ۵ بعد مختلف از جمله اقتصادی، فناوری، زیست محیطی، اجتماعی/فرهنگی و نظامی/امنیتی است. شبکه های بهم پیوسته بین المللی برق می توانند بر هر کدام از این ابعاد تاثیر داشته باشند. جدول ۱ تنها چند مثال در همه ابعاد بیان شده از اینکه چگونه بهم پیوستگی شبکه، منافع را تامین و هزینه یا خطرهایی را تحمیل می کند، نشان می دهد.

جدول ۱- مزایا و مخاطرات بهم پیوستگی

مخاطرات بهم پیوستگی	مزایای بهم پیوستگی	ابعاد امنیت انرژی
- واردات بیشتر انرژی و افزایش وابستگی به واردات - وابستگی قابلیت اطمینان به سیستم بهم پیوسته - تعهد به صادرات منابع	- بهبود تامین برق - تنوع منابع تامین انرژی - تنوع در واردات سوخت - ارتقای قابلیت اطمینان (پایایی) تامین برق	تامین انرژی
- هزینه اضافی بابت زیرساخت های بهم پیوستگی - هزینه های اضافی برای تولید و سایر زیرساخت ها در کشور صادر کننده - هزینه های ارزی و بدهی سرمایه گذاری های زیرساختی - قرار گرفتن در معرض نوسانات قیمت انرژی در بازارهای بین المللی و/یا شرایط قراردادهای "قفل شده" - وابستگی متقابل اقتصادی	- هزینه کمتر سوخت، مخارج سرمایه ای برای کشور واردکننده - کسب درآمد از فروش برق از طریق بهم پیوستگی - مزایای غیرمستقیم اقتصادی بابت برق ارزان تر و پایاتر - صرفه جویی در هزینه از طریق جایگزینی برق به جای سایر سوخت ها - وابستگی متقابل اقتصادی	اقتصادی
- قرار گرفتن در معرض خطر کیفیت پایین انرژی در کشورهای بهم پیوسته - قرار گرفتن در معرض خطر از جهت استفاده از فناوری های جدید - خطر متعهد شدن به ادامه استفاده از فناوری قدیمی تر درحالی که فناوری جدیدتر، ارزان تر و منطقی تر در دسترس است	- بهبود کیفیت برق - توجه به فناوری های جدید که می تواند برای بهبود سیستم قدرت استفاده شود - اعتماد به فناوری های اثبات شده برای تولید و انتقال	فناوری

انواع بهم پیوستگی شبکه های برق

ویژگی های اساسی طراحی یک شبکه بهم پیوسته شامل موارد زیر است:

- این اتصال AC باشد یا DC
- اگر DC، تک قطبی باشد یا دو قطبی

- ظرفیت انتقال (در واحد مگاوات آمپر - MVA)
- ولتاژ انتقال (در واحد کیلوولت - KV)
- اجزای سیستم و طراحی کامل و جامع
- توافق عملیاتی

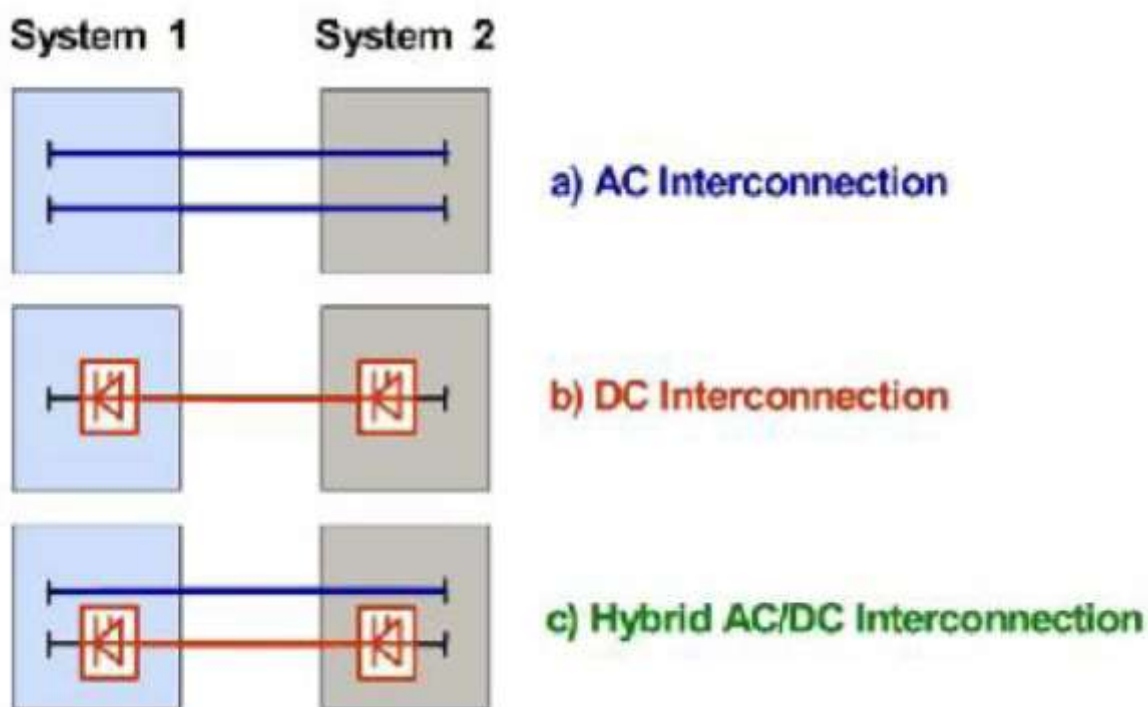
این ویژگی ها با پاسخ به پرسش های زیر معین می شوند:

- سیستم های بهم پیوسته، سنکرون کار خواهند کرد یا آسنکرون (غیر سنکرون)؟ برای کار کردن به صورت سنکرون، سیستم ها حداقل باید فرکانس نامی یکسان داشته باشند (۵۰ هرتز یا ۶۰ هرتز). حتی اگر فرکانس ها یکسان باشند، تفاوت های فنی و عملیاتی می توانند تداوم عملکرد سنکرون را بسیار سخت و گران کنند. بین بسیاری از شبکه های سنکرون با فرکانس نامی یکسان، مانند چهار شبکه بهم پیوسته آمریکای شمالی، فقط اتصال آسنکرون DC وجود دارد.
- دامنه (بزرگی) و جهت جریان توان پیش بینی شده چقدر است؟ مشخصات اساسی بهم پیوستگی باید با استفاده از مدل هایی که جریان توان را در اتصال میان سیستم های تشکیل دهنده، پیش بینی می کنند، به شکل کمی بیان شوند. پیش بینی ها باید در مقیاس های زمانی متفاوت (روزانه، فصلی، سالانه و چند ساله) انجام شوند.
- بهم پیوستگی در چه فاصله فیزیکی و چه زمینی اندازه گیری می شود؟ بیشینه جریان های توان و طول فیزیکی بهم پیوستگی، انتخاب AC یا DC، ابعاد هادی ها، نیازمندی ها برای اجزای دیگر سیستم مانند تعدادی از خازن ها یا ترانسفورماتورهای شیف فاز را تحت تاثیر قرار می دهد. زمین، زمین شناسی و ملاحظات استفاده از زمین (مانند نواحی شهری، نواحی محیط زیستی حساس) تعیین می کند که بین خطوط هوایی و کابل های زیرزمینی کدام مورد استفاده قرار بگیرند، همچنین طراحی پست ها یا ایستگاه های مبدل، طرح های محافظت در برابر زمین و صاعقه و مناسب ترین نوع ساختارهای پشتیبان را معین می کنند. انتقال زیردریا نیاز به استفاده از کابل های مخصوص دارد که کاملاً متفاوت از کابل های زمینی و خطوط هوایی است. زمین و کاربرد آن، روش های ساخت و نگهداری را هم معین می کنند.

- تفاوت های کلیدی فنی و عملیاتی سیستم هایی که بهم پیوسته می شوند چیست؟ این تفاوت ها سخت افزار، سیستم های کنترل و پروسه های مورد استفاده برای تنظیم فرکانس، تنظیم ولتاژ و محافظت از خطا را شامل می شود.

اساسا سه امکان برای بهم پیوسته کردن سیستم های توان وجود دارد (شکل ۱):

- بهم پیوستگی سنکرون (راه حل AC)
- بهم پیوستگی آسنکرون با استفاده از HVDC (راه حل DC)
 - HVDC back-to-back (بدون خطوط DC)
 - انتقال HVDC در فواصل طولانی با خطوط DC (point to point)
- بهم پیوستگی سنکرون ترکیبی (راه حل ترکیبی)



شکل ۱- روش های بهم پیوستگی سیستم

به هم پیوستگی به شکل HVDC چندین مزیت به همراه دارد. با اتصال HVDC صحنه بندی^۵ آسان امکان پذیر است (یک پیوند دارد که پایدار است)، در حالی که اتصال AC از ابتدا باید به دلایل پایداری، با خطوط زیاد به صورت موازی پیاده سازی شود، حتی اگر تقاضای تبادل توان به طور قابل ملاحظه ای کمتر از مجموع ظرفیت خطوط انتقال باشد.

در به هم پیوستگی HVDC، سیستم هایی که متصل شده اند، می توانند عملکرد آسنکرون را حفظ کنند. بنابراین مشکلات پایداری گذرا و پایداری دینامیک (پویا) بین سیستم های به هم پیوسته وجود نخواهد داشت.

راه حل ترکیبی، راه حل ترجیحی در کشورهایی است که به دلیل تقاضای بالای انرژی، شبکه های به سرعت رو به رشد دارند. برای مثال در برزیل (از ایتالیو تا سائوپائولو) و چین این چنین است. راه حل ترکیبی عملکردهای کنترل خاصی را مانند کاهش نوسان برق برای نوسانات نواحی داخلی و کنترل ولتاژ، برای پایداری پیوندهای موازی AC ارائه می کند.

^۵Staging

بخش دوم) بهم پیوستگی AC

یکی از دستاوردهای بزرگ مهندسی در قرن گذشته تکامل شبکه های برق بزرگ جریان متناوب (AC) سنکرون بوده است که در آن همه سیستم های بهم پیوسته فرکانس الکتریکی یکسان و دقیقی را حفظ می کنند. متداول ترین و ظاهراً طبیعی ترین نحوه اتصال درون یک کشور اتصال AC است.

امروزه سیستم برق آمریکای شمالی مرکب از چهار سیستم سنکرون بزرگ به نام های شبکه های بهم پیوسته شرقی، غربی، تگزاس و کبک است. شبکه بهم پیوسته شرقی خودش به تنهایی بزرگ ترین ماشین دنیا نامیده شده است که شامل هزاران مولد برق، میلیون ها کیلومتر خطوط انتقال و توزیع و بیش از یک میلیارد بار الکتریکی مختلف می شود. علی رغم این پیچیدگی، این شبکه به عنوان یک سیستم واحد به صورت سنکرون عمل می کند. شبکه بهم پیوسته اروپای غربی نیز چنین است که از انگلستان و اسکاتلند تا ایتالیا و یونان را دربرمی گیرد که در طول مسیر شامل بیشتر اروپای شرقی نیز می شود (برای مثال هلند، مجارستان، اسلواکی و جمهوری چک). شبکه های بهم پیوسته سنکرون میان کشورها در آمریکای مرکزی و جنوبی، آفریقای شمالی و آفریقای سیاه و خاورمیانه در حال گسترش هستند.

مسائل انتقال

• حدود حرارتی

ظرفیت خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و تجهیزات دیگر با حدود دمایی تعیین می شود. اگر از این حدود تجاوز شود، تجهیزات می توانند آسیب دیده شوند یا از بین بروند.

• حدود پایداری

حد پایداری یک خط انتقال، حداکثر توان قابل انتقال است که در صورت وقوع اختلال، سیستم سنکرون باقی بماند. در کل، برای خطوط انتقال بلند حدود پایداری مهم تر از حدود حرارتی است در حالی که برای خطوط کوتاه، حدود حرارتی با اهمیت تر است. برای مثال در ایالات متحده در حالی که در شبکه بهم پیوسته شرقی، حدود حرارتی اهمیت بیشتری دارند، در شبکه بهم پیوسته غربی، حدود پایداری نقش بزرگ تری ایفا می کنند.

- تنظیم ولتاژ

شرکت های برق عموماً ولتاژهای سیستم را بین ۵ تا ۱۰ درصد مقادیر نامی نگه می دارند تا از خطر افت شدید ولتاژ که می تواند منجر به وقفه بزرگ در خدمات شود، جلوگیری کنند.

- شارش در مسیرهای حلقوی و موازی

در سیستم های قدرت، جریان توان لزوماً یک مسیر انتقال مشخص را دنبال نمی کند و بر اساس سطوح ولتاژ و امپدانس هر مسیر، بین مسیرهای مختلفی که متصل هستند، تقسیم می شود. به عبارت دیگر، جریان توان به جای قراردادهای اقتصادی از قوانین فیزیکی پیروی می کند. در بعضی از حالات یک تراکنش برق می تواند مسیری کاملاً ناخواسته را طی کند که منجر به تلفات خط و شاید بارگذاری اضافه روی خطوط مجاور شود که از نظر اقتصادی هیچ ارتباطی با این داد و ستد برق ندارند. در حالت کلی این پدیده به عنوان توان گردشی، جریان حلقوی و جریان مسیر موازی معرفی می شود.

- ظرفیت انتقال در دسترس (ATC)

یک اندازه مهم از ظرفیت انتقال، قابلیت عبور انتقال (TTC) است که حداکثر جریان توان است که یک خط بتواند در هر زمان معین بار کند و در عین حال توانایی از دست دادن یک مولد اصلی یا پیوند انتقال در هر جای دیگر سیستم را تحمل کند. ظرفیت انتقال در دسترس (ATC) همان TTC یک خط منهای ظرفیتی است که قبلاً برای سایر کاربردهای آن خط تعهد شده است. بنابراین ATC اندازه مقدار توانی است که می تواند روی یک خط انتقال در زمان معین بدون خطر منتقل شود در حالی که اطمینان از پایایی کلی سیستم وجود دارد.

- سیستم انتقال انعطاف پذیر (FACTS) AC

سیستم انتقال انعطاف پذیر (FACTS) AC به تعدادی فناوری مختلف مبتنی بر الکترونیک قدرت و فناوری های پیشرفته کنترل که برای بهینه کردن جریان توان و افزایش پایداری شبکه استفاده می شوند، اشاره دارد. ادوات FACTS گران هستند اما می توانند با هدایت دقیق جریان توان، حذف جریان حلقوی و کاهش گلوگاه های انتقال، بدون نیاز به ساخت خطوط جدید، هزینه خود را برگردانند. همچنین می توانند تلفات انتقال و افت ولتاژ را کاهش و پایداری فرکانس و ولتاژ و کیفیت توان را بهبود دهند. ادوات FACTS جبران سازه های استاتیک، جبران سازه های استاتیک VAR، خازن های سری

کنترل شونده با تریتور، ترانسفورماتور شیف فاز، کنترل کننده های توان بین فازی، کنترل کننده های عمومی جریان توان و بازیاب های دینامیکی ولتاژ را شامل می شوند.

• ارتقا انتقال

اگر تاسیسات انتقال موجود که برای بهم پیوستگی مورد استفاده قرار می گیرند، برای انتقال حجم توان پیش بینی شده مناسب نباشند، این امکان وجود دارد که این تاسیسات با افزودن خطوط بیشتر به صورت موازی یا افزایش ولتاژ انتقال ارتقا داده شوند. اگر این انتخاب ها در دسترس نباشند، راهکارهای FACTS یا HVDC قابل بررسی هستند.

مسائل سیستم

مسائل فنی کلیدی سیستم ها که باید در طرح ریزی و پیاده سازی بهم پیوستگی شبکه مورد توجه قرار بگیرد شامل تنظیم فرکانس، هماهنگی عملیات، اتصال متقابل سیستم های توان با شبکه های ضعیف و جوانب بهم پیوستگی مرتبط با آزادسازی بازار برق، می باشد.

• تنظیم فرکانس

کنترل کردن فرکانس در یک شبکه سنکرون در نهایت یک مسئله تطبیق دقیق مولد با بار است. این تطبیق بار در مقیاس های زمانی مختلف اتفاق می افتد. برنامه ریزان و بهره برداران سیستم، از ساعت ها تا ماه ها پیش برای تولید، طرح ریزی می کنند. هماهنگی برای توزیع و کنترل واحدهای تولید و تبادلات برق با سایر سیستم ها بر اساس عواملی مانند الگوهای تاریخی بار، پیش بینی آب و هوا، جدول زمانی نگهداری و قطعی های بدون برنامه ریزی انجام می شود. در مقیاس دقیقه تا ثانیه، فرکانس با کنترل خودکار مولد (AGC) حفظ می شود که به دقت توان حقیقی و راکتیو خروجی برخی مولدها را که قادر هستند به سرعت به تغییرات بار پاسخ دهند، کنترل می کند.

به طور کلی از واحدهای برق آبی و توربین های گازی برای تنظیم و دنبال کردن بار استفاده می شود؛ نیروگاه های هسته ای و نیروگاه های با سوخت زغال سنگ ممکن است با تغییرات سریع خروجی، آسیب ببینند و برای این کاربرد استفاده نمی شوند.

• هماهنگی عملیات

واحد اصلی جغرافیایی یک سیستم قدرت، ناحیه کنترل است که به طور معمول یک مرکز یکتای کنترل دارد که مسئول رصد وضعیت سیستم و زمان بندی توزیع و کنترل همه مولدها است. در سیستم های بهم پیوسته، خطوط انتقال منتهی به نواحی کنترل مجاور اندازه گیری می شود و جریان توان ورودی و خروجی زمان بندی و پیوسته رصد می شوند. پیشینه پیوسته از تعادل بار، تولید و تبادلات با سایر نواحی کنترل که خطای کنترل ناحیه (ACE) نامیده می شود، برای برنامه ریزی تصحیح در لحظه با هدف حفظ تعادل بار-مولد، استفاده می گردد. بهم پیوستگی تعدادی چالش هماهنگی هم سازمانی و هم فنی به وجود می آورد. برای مثال امکان دارد استانداردهای قابلیت اطمینان (پایایی) و قیود متفاوت باشند و ممکن است در برنامه ها و فناوری های تنظیم و کنترل اختلاف هایی باشد. برای بهره برداران و برنامه ریزان سیستم های بهم پیوسته داشتن آگاهی از شرایط و راه و رسم نواحی کنترل مجاور مهم است. ارتباط خوب بین بهره برداران مختلف سیستم برای توافق و هماهنگی برنامه های مبادله، بارگیری خط انتقال، برنامه نگهداری، روش های پاک سازی خطا و پروتکل های اضطراری اهمیت دارد.

• بهم پیوستگی سیستم های قدرت با شبکه های ضعیف

همه اتصال های متقابل بین سیستم های قدرت با شرایط فنی عالی واقع نشده اند. در دنیای در حال توسعه، سیستم های قدرت زیادی نشانه های قدمت، تعمیرات ضعیف و سرمایه گذاری ناکافی را دربردارند. تجهیزات اغلب از کار افتاده هستند و عملیاتی که در جاهای دیگر خودکار انجام می شود، ممکن است به صورت دستی انجام گیرد. سیستم هایی تعمیرات ضعیفی دارند، عموماً ضعیف هم کار می کنند، مشکلات جدی پایایی دارند و اغلب در مطابقت با استانداردهای ایمنی و زیست محیطی مردود می شوند.

بهم پیوستگی می تواند با فراهم کردن ذخیره های اضطراری و تامین منابع قابل اطمینان تر، چنین سیستم هایی را بهبود ببخشد. اگرچه طرح ریزی دقیق باید اطمینان حاصل کند که بهم پیوستگی به تنش های اضافی در جای دیگری از سیستم بهم پیوسته منجر نمی شود.

بخش سوم) بهم پیوستگی DC

در همان زمانی که شبکه های AC سنکرون به مقیاس قاره ای رسیده اند، استفاده از اتصالات جریان مستقیم ولتاژ بالا (HVDC) نیز به عنوان نتایج پیشرفت فنی در دو دهه گذشته به سرعت در حال گسترش بوده اند. HVDC امکان بهم پیوستگی آسنکرون (غیر همگام) شبکه هایی را که در فرکانس متفاوتی کار می کنند یا به صورت دیگری ناسازگار هستند، فراهم می کند. اولین استفاده تجاری از انتقال مدرن HVDC در سوئد در سال ۱۹۵۴ رخ داد. با این حال از دهه ۱۹۸۰، زمانی که مبدل های حالت جامد ولتاژ بالا توسعه داده شدند تا جایگزین مبدل های قوس جیوه^۶ شوند، استفاده از انتقال HVDC در پروژه های بهم پیوستگی رو به رشد بوده است. با اینکه هزینه های ایستگاه های مبدل^۷ به طور پیوسته در حال کاهش بوده است اما این فناوری هنوز گران است اما در عین حال HVDC به عنوان یک انتخاب برای بسیاری از پروژه های بهم پیوستگی در نظر گرفته می شود.

HVDC در پروژه های بهم پیوستگی در سه کاربرد اصلی، استفاده می شود:

۱- انتقال مقادیر زیاد توان در فواصل بسیار طولانی (یک معیار سر انگشتی: بیشتر از ۶۰۰ کیلومتر)

۲- انتقال توان از زیر آب (به دلیل تلفات زیاد حالت AC در زیر آب)

۳- بهم پیوستگی شبکه هایی که ذاتا امکان سنکرون شدن ندارند (دو شبکه با فرکانس مختلف)

به جز حالت های مذکور، فناوری HVDC به دلیل ویژگی هایی که دارد در موارد دیگری هم استفاده می شود. یک حالت زمانی است که دو شبکه برق دارای فرکانس کاری یکسان هستند و ذاتا امکان اتصال به صورت سنکرون وجود دارد اما طرفین اتصال ترجیح می دهند که اختلالات و نوسانات احتمالی دو شبکه بهم یا یک شبکه ناپایدارتر به شبکه دیگر منتقل نشود. این خواسته را راه حل HVDC back to back برآورده می کند. به گونه ای که امکان تبادل توان بین دو شبکه وجود داشته باشد و در عین حال دو شبکه از هم مجزا (ایزوله) بمانند.

کاربرد دیگر DC جایی است که برق تولید شده از مبداء دارای فرکانس ثابت نباشد. مولدهای بادی چنین حالتی دارند. به دلیل سرعت های متفاوت وزش باد و قطع و وصل شدن آن، فرکانس خروجی توربین بادی ثابت ندارد. با تبدیل برق AC

^۶Mercury arc

^۷Converter stations

به DC و انتقال آن تا مقصد از بروز ناهماهنگی در شبکه جلوگیری می شود. همچنین گاهی ممکن است منبع تامین برق DC باشد، برای مثال هنگام دریافت انرژی الکتریکی از باتری یک مجموعه پنل خورشیدی، در این حالت نیز از انتقال به شیوه DC استفاده می شود.

ملاحظات فنی سیستم های HVDC

- اجزا و قطعات یک سیستم HVDC
- انتخاب فناوری مبدل
- مصرف توان راکتیو
- هارمونیک ها
- عملیات و نگهداری

پیکره بندی تک قطبی و دو قطبی

سیستم انتقال HVDC می تواند به صورت تک قطبی یا دو قطبی طراحی و پیاده سازی شود. در پیکره بندی تک قطبی یک هادی در خط انتقال استفاده می شود و مسیر برگشت جریان از زمین است. در حالت دو قطبی، دو هادی که هر کدام نسبت به زمین دارای اختلاف پتانسیل بالا (در پلاریته معکوس) هستند، بکار گرفته می شوند.

پیکره بندی دو قطبی هزینه بیشتری دارد و گران تر است اما امکان انتقال توان بیشتری را فراهم می کند. از سوی دیگر در توان مشابه، جریان در حالت دو قطبی، نصف تک قطبی است. به علاوه در پیکره بندی دو قطبی، اگر یک قطب به دلیل تعمیر و نگهداری یا قطعی، عملیاتی نباشد، قطب دیگر می تواند کار کند.

ایستگاه های مبدل

بخش اصلی و البته پرهزینه سیستم HVDC، مبدل هایی هستند که در مبدا جریان AC را به DC تبدیل و در مقصد به صورت عکس عمل می کنند. عمل این مبدل ها در مبدا یکسوسازی و در مقصد اینورژن نام دارد. یک ایستگاه مبدل، مجموعه گسترده ای از تجهیزات است که در سطح نسبتاً وسیعی با هدف تبدیل AC/DC و تحمل حداکثر توان ممکن

ساخته می شود. شکل زیر تصویر یک ایستگاه مبدل را نشان می دهد که فضایی به مساحت ۴ هکتار و ارتفاع ۱۷ متر را اشغال کرده است (ایستگاه مبدل سیستم انتقال HVDC ۲۸۰۰ مگاوات فرانسه-اسپانیا).



شکل ۲- ایستگاه مبدل سیستم انتقال HVDC ۲۸۰۰ مگاوات فرانسه-اسپانیا

به دلیل ولتاژ بالا، تعداد زیادی از ادوات الکترونیک قدرت مانند ترایستور یا IGBT به صورت سری به هم متصل می شوند که به آن درگاه^۸ گفته می شود. قبل از درگاه ها از ترانسفورماتور استفاده می شود که علاوه بر کاهش سطح ولتاژ ورودی، سیستم AC را از ایستگاه مبدل ایزوله می کند. تصویر زیر تالار درگاه های^۹ یک ایستگاه مبدل را که شامل تعداد فراوانی مازول ادوات الکترونیک قدرت است، نشان می دهد. در ساده ترین حالت، یک یکسوساز از شش درگاه تشکیل شده است که دو به دو به فازهای AC متصل شده اند. ساختمان یکسو ساز به صورتی است که هر درگاه در هر سیکل تنها در ۶۰ درجه هادی است و به این صورت وظیفه انتقال توان در هر سیکل ۳۶۰ درجه ای به طور مساوی بین شش درگاه تقسیم می شود. با افزایش درگاه ها تا ۱۲ عدد می توان یکسوساز را طوری طراحی کرد که هر ۳۰ درجه درگاه ها عوض شوند و بدین ترتیب ظرفیت یکسوسازی هر درگاه افزایش می یابد و هارمونیک های تولیدی یکسوساز به شدت کاهش می یابند.

^۸Valve

^۹Valve hall



شکل ۳- نمونه یک تالار درگاه (Valve hall) در یک ایستگاه مبدل HVDC

امروزه غالباً مبدل‌ها دارای یکی از دو فناوری LCC یا VSC^۱ هستند. تصویر زیر اجزای ایستگاه مبدل با فناوری LCC را نشان می‌دهد.

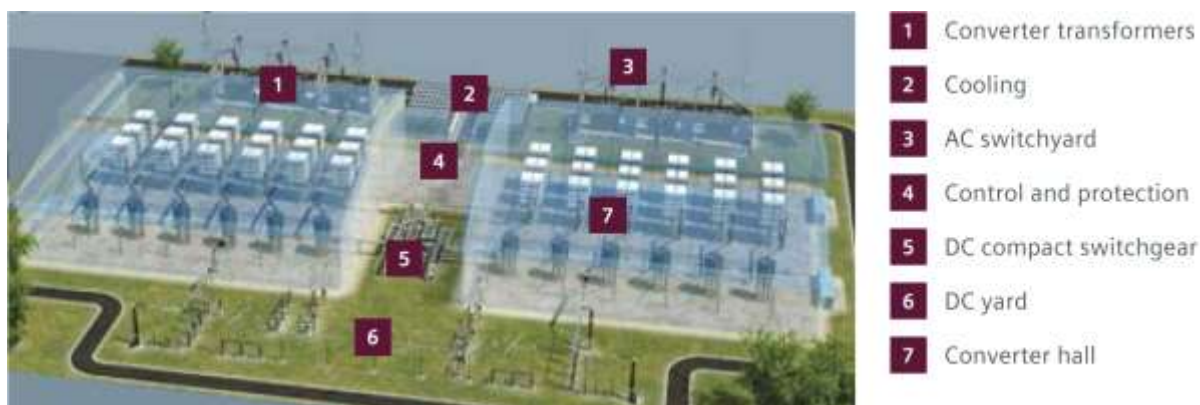


شکل ۴- معرفی اجزای ایستگاه مبدل با فناوری LCC

در شکل زیر نیز قسمت‌های مبدل با فناوری VSC^۲ نمایش داده شده است.

^۱Line-Commutated Converter

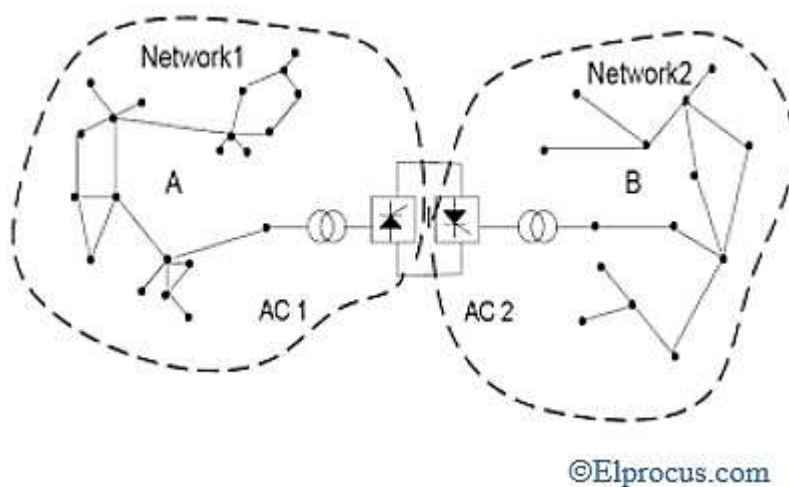
^۲Voltage Source Converter



شکل ۵- معرفی اجزای ایستگاه مبدل با فناوری VSC

فناوری Back to Back HVDC

زمانی که انتقال توان در فاصله زیاد انجام نمی شود و دو شبکه برق که به تبادل توان می پردازند در مجاورت یکدیگر هستند اما به دلیل فرکانس متفاوت یا مجزا (ایزوله) ماندن از هم امکان اتصال سنکرون را ندارند، از فناوری Back to Back HVDC استفاده می شود.



شکل ۶- تصویر شماتیک از اتصال دو شبکه برق با روش back to back HVDC

این سیستم به این صورت است که هر دو شبکه به وسیله خط انتقال AC به یک مکان مشترک (ساختمان یا پست) متصل می شوند و در یک پست مشترک، مبدل ها جریان AC و DC را تبدیل می کنند. برقی که از یک شبکه به پست برق مشترک رسیده است توسط اولین مبدل یکسو شده و به صورت DC به مبدل دیگر در همان پست تحویل می شود،

مبدل دوم در نقش اینورتر، جریان DC را به برق AC تبدیل کرده و به شبکه دوم تحویل می‌دهد. در هر دو طرف پس از مبدل‌ها، ترانسفورماتور جهت تغییر سطح ولتاژ AC وجود دارد.

مطابق شکل بالا، مبدل‌ها در این فناوری به صورت پشت سر هم قرار می‌گیرند، به طوری که خروجی یکی مستقیماً به ورودی دیگری متصل باشد و خط انتقال DC در اینجا وجود ندارد. به همین دلیل به این حالت پشت به پشت (back to back) گفته می‌شود.

چنانچه گفته شد با این روش دو شبکه برق ناسازگار و غیر هم فرکانس که از نظر فنی امکان سنکرون شدن ندارند به هم متصل می‌شوند. همچنین زمانی که لازم است از انتشار اغتشاشات و اختلالات سیستم‌ها به هم جلوگیری شود، برای مثال افزایش سطح اتصال کوتاه پست‌های مرزی در اتصال شبکه‌های دو کشور همجوار، با بکارگیری این فناوری دو شبکه از یکدیگر ایزوله می‌شوند اما به هم متصل هستند و امکان تبادل توان الکتریکی بین آن‌ها وجود دارد.

بخش چهارم) تفاوت روش های AC و DC؛ مزایا و معایب

اتصال دو شبکه برق به یکدیگر و انتقال توان الکتریکی میان آن ها به هر کدام از روش های جریان متناوب ولتاژ بالا (HVAC) یا به صورت HVDC مزایا و معایبی دارد که به ویژگی های این دو فناوری مربوط می شود. در این بخش به مرور این ویژگی ها می پردازیم.

به طور کلی ولتاژهای ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت در خطوط AC به عنوان ولتاژ بالا (HV) شناخته می شوند. همچنین انتقال توان در ولتاژ ۷۶۵ کیلوولت AC به عنوان جریان متناوب فوق العاده ولتاژ بالا (EHVAC) دانسته می شود. از طرف دیگر در حالت DC، زمانی که از HVDC صحبت می شود، رنج ولتاژی ۱۰۰ تا ۶۰۰ کیلوولت باید مدنظر باشد. ولتاژهای ۸۰۰ کیلوولت و بیشتر از آن را معمولاً جریان مستقیم فوق ولتاژ بالا (UHVDC) می گویند. هر چه زمان به جلو می رود، باتوجه به رشد مصرف برق و اهمیت آن در پیشرفت صنعت و توسعه رفاه، انتقال انرژی الکتریکی برون مرزی بین کشورها گسترش می یابد. در حال حاضر خطوط انتقال برون مرزی ایران، خطوط HVAC هستند که مطالعات نشان می دهد که ایران باید به سمت تبادل توان با فناوری های HVDC یا EHVAC حرکت کند.

مقایسه ابعاد فنی - اقتصادی

۱- یک مزیت مهم HVDC نسبت به حالت AC این است که HVDC در ازای اندازه هادی معین، توان بیشتری را جابه جا می کند. به همین خاطر، یکی از کاربردهای HVDC، افزایش ظرفیت شبکه ای است که به علت برخی ملاحظات امکان افزایش سیم در آن پر هزینه یا غیر ممکن است.

به بیان دیگر برای یک ظرفیت انتقال معین، هادی ها، دکل ها و حریم خط^۲ HVDC می تواند کمتر و کوچک تر از یک سیستم AC باشد.



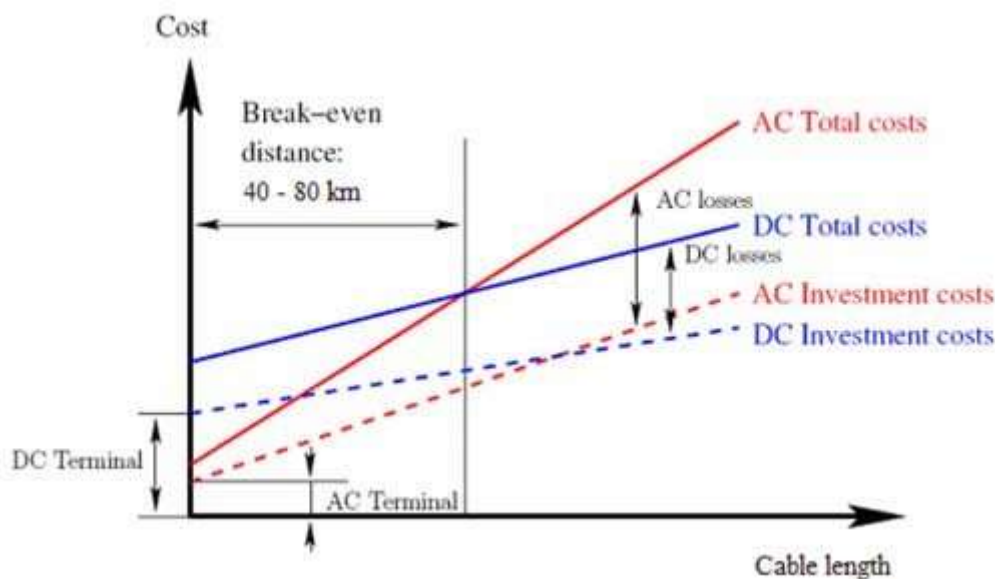
شکل ۷- مقایسه حریم خط در دو سیستم HVDC و HVAC

شکل بالا دکل های مورد استفاده برای انتقال یک توان الکتریکی معین را در دو حالت HVDC و HVAC در حالت کلی نشان داده است. دکل پررنگ مربوط به خط انتقال DC و دکل های کم رنگ مربوط به خط انتقال AC هستند. چنانچه ملاحظه می شود، تعداد و اندازه دکل ها، تعداد هادی های خط انتقال و سطح زمینی که اشغال شده است، همه در حالت DC کوچک تر است.

۲- در خطوط انتقال AC تلفات توان بیشتری در مقایسه با خطوط انتقال HVDC وجود دارد. در سیستم HVDC تلفات توان راکتیو وجود ندارد و تلفات RI^2 بسیار کم است. به ازای اختلاف پتانسیل برابر، به طور میانگین تلفات خط انتقال DC در هر ۱۰۰۰ کیلومتر ۳,۵ درصد و خط انتقال AC ۶,۷ درصد است. تلفات در ایستگاه های مبدل سیستم HVDC بین ۰,۶ تا ۱ درصد توان تحویلی است.

همچنین اثر پوستی در هادی های DC و حرارت تلفات دی الکتریک در عایق کابل ها مشکل ساز نیست. افزایش تلفات در خط، هزینه انتقال توان را بالا می برد.

از سوی دیگر هزینه تجهیزات و ادوات سیستم HVDC بسیار گران است و معمولاً برای فواصل کوتاه صرفه اقتصادی ندارد. نمودار شکل زیر هزینه دو سیستم DC و AC را در ازای فاصله انتقال، مقایسه کرده است.



شکل ۸- مقایسه هزینه سرمایه گذاری و هزینه بهره برداری دو سیستم AC و DC بر حسب فاصله خط انتقال

مطابق شکل بالا هزینه نصب و راه اندازی ایستگاه های مبدل و کلیدهای قدرت در فناوری HVDC در مقایسه با هزینه ادوات پست برق و ترانسفورماتورها در حالت AC بیشتر است. اما هرچه طول خط انتقال بیشتر می شود، هزینه های خط انتقال (دکل ها، هادی ها، حریم خط و اثرات زیست محیطی) در حالت AC نسبت به DC با شیب بیشتری افزایش می یابد. به این ترتیب از جایی به بعد و به ازای فواصل بیشتر از آن، هزینه سرمایه گذاری سیستم AC بیشتر از سیستم DC می شود. به نقطه تقاطع منحنی های هزینه AC و DC در نمودار، فاصله سر به سر گفته می شود که در آن هزینه دو سیستم یکی می شود و برای فواصل بیشتر از آن هزینه سیستم AC بالاتر از DC است.

از سوی دیگر چنانچه تلفات خط انتقال که در AC به مراتب بیشتر از DC است لحاظ شود، هزینه سیستم AC بر حسب فاصله با شیب بیشتری افزایش پیدا می کند و به این ترتیب نقطه سر به سر نمودار در فاصله کمتری رخ می دهد.

به طور کلی مهم ترین عیب سیستم HVDC گران بودن مبدل ها و همچنین محدودیت آنها در مقابل اضافه بارها است. همچنین در خطوط کوتاه تلفات به وجود آمده در مبدل ها از یک شبکه AC با همان طول بیشتر است، لذا این سیستم در مسافت های کوتاه کاربردی ندارد و یا ممکن است صرفه جویی به وجود آمده در تلفات نتواند هزینه بالای نصب مبدل ها را جبران کند. بنابراین بزرگ ترین مزیت سیستم HVDC، امکان انتقال مقادیر زیاد انرژی در مسافت های زیاد و با تلفات کمتر است.

۳- از مزایای فناوری HVDC نسبت به سیستم AC، امکان کنترل دقیق توان اکتیو انتقال یافته بر روی خط HVDC است. در حالی که در حالت AC جریان به روش مستقیم قابل کنترل نیست. کنترل های حالت جامد سیستم های HVDC، کنترل کاملی را در جهت جریان توان، بدون جریان های حلقه غیرقابل پیش بینی فراهم می کند. در صورت لزوم، جهت جریان می تواند معکوس و ولتاژهای کاری می توانند کاهش یابند. بنابراین اتصال HVDC دو جهته است ولی ارتباط AC تنها در یک جهت است. از قابلیت کنترل توان HVDC اغلب برای بهبود شرایط کارکرد شبکه های AC که ایستگاه های مبدل در آن قرار دارند استفاده می شود.

مزیت HVDC در این است که تغییرات در بار که موجب ناهماهنگی در شبکه های AC می شود تأثیرات مشابهی را بروی شبکه HVDC نمی گذارد، چراکه توان و مسیر جاری شدن آن در سیستم HVDC قابل کنترل است و در صورت نیاز قابلیت کنترل اضافه بار در شبکه AC را دارد. البته خاصیت کنترل توان در سیستم DC موجب پیچیدگی ادوات ایستگاه های مبدل می شود که یکی از معایب این سیستم است.

۴- یکی از مشکلات تولید توان در سطح بالا و رساندن آن به مصرف کننده های بزرگ در سیستم AC، جریان های اتصال کوتاهی هستند که در محل دریافت توان ایجاد می شوند. این موضوع لزوم تهیه ادوات و سگسیونرهای جدید برای سیستم های قدرت را به همراه دارد. در حالی که انتقال توان با خط HVDC این مشکل را تا حد بسیار خوبی برطرف می کند، چراکه سیستم HVDC موجب افزایش جریان های اتصال کوتاه نمی شود.

از آنجایی که سیستم HVDC به دو شبکه ناهماهنگ AC امکان می دهد تا بهم اتصال یابند، این سیستم می تواند موجب افزایش ثبات در شبکه شود و از ایجاد پدیده ای به نام «آبشار خطاها» جلوگیری کند. این پدیده زمانی به وجود می آید که به علت بروز خطا در قسمتی از شبکه کل یا قسمتی از بار این بخش به بخش دیگری انتقال داده می شود و این بار اضافه موجب ایجاد خطا در قسمت دیگر شده و یا این بخش را در خطر قرار می دهد که به این ترتیب بار این بخش هم به قسمت دیگری انتقال داده می شود و این حالت ادامه پیدا می کند.

۵- کار کردن سیستم های HVDC با بیشتر از دو یا حداکثر سه ترمینال برای اتصال به سیستم های انتقال AC مشکل است. لذا در حالتی که در طول مسیر خط برق، در چندین محل انشعاب برای تامین توان بخش های مختلف گرفته شود، سیستم های HVDC یک انتخاب بهینه نیستند.

در مقایسه با سیستم های AC، کنترل سیستم HVDC در قسمتهایی که شبکه دارای اتصالات زیادی است خیلی پیچیده است. کنترل توان جاری در یک شبکه پر اتصال DC نیازمند ارتباط قوی بین تمامی اتصالات است چراکه همواره باید توان جاری در شبکه کنترل شود.

تحلیل هزینه-فایده

در حالت کلی برای هرگونه اتصال شبکه های برق دو کشور باید منافع و هزینه های اقتصادی مورد بررسی قرار بگیرد. برای پیاده سازی چنین پروژه هایی هزینه های سرمایه گذاری اولیه، هزینه های حین بهره برداری از پروژه و هزینه های تعمیر و نگهداری محاسبه می شود و با درآمدها یا منافع مالی حاصل از صرفه جویی اقتصادی پروژه مقایسه می گردد و مشخص می شود که در چه بازه زمانی بازگشت سرمایه اتفاق می افتد و از چه زمانی به بعد پروژه به سود دهی می رسد. به این شیوه تحلیل و بررسی، تحلیل هزینه-فایده گفته می شود.

در شکل ۹ تحلیل هزینه-فایده تعدادی از اتصالات الکتریکی میان برخی کشورهای جنوب آسیا نشان داده شده است. به طور مثال چنانچه در این تصویر آورده شده است، هزینه اتصال الکتریکی کشورهای هند و بوتان از طریق خط ۱۳۲ کیلوولت DC، معادل ۲۰ میلیون دلار سالانه است و این در حالی است که منفعت حاصل از این اتصال، سالانه بالغ بر هزار و ۸۰۰ میلیون دلار می باشد.

مقایسه ابعاد سیاسی

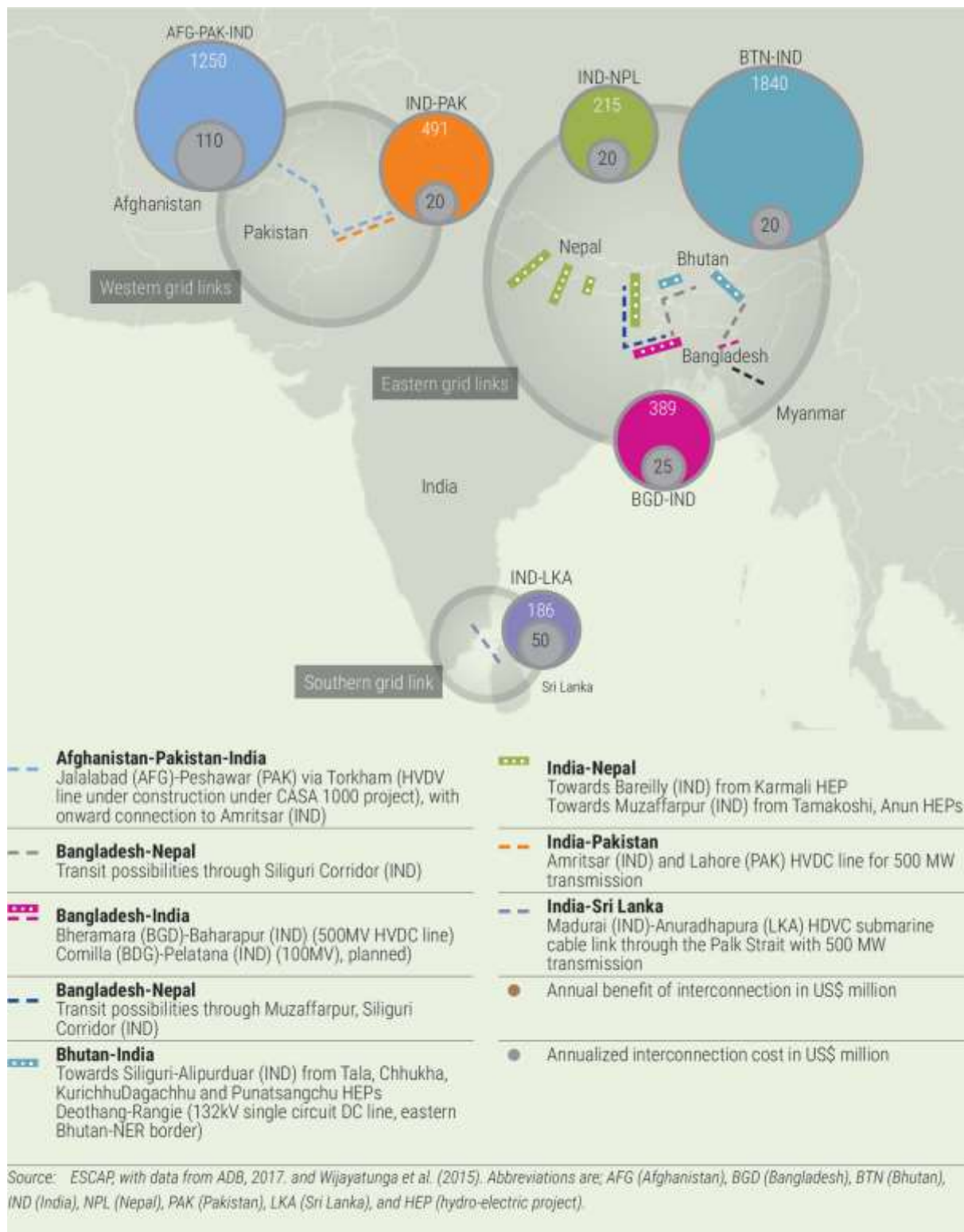
بهم پیوستگی شبکه های برق دو یا چند کشور، آثار سیاسی بر روابط این کشورها و حتی روابط آنها با کشورهای دیگر می گذارد. از سوی دیگر روابط محکم یا ضعیف سیاسی در ایجاد یا عدم شکل گیری ارتباط الکتریکی میان کشورها اثرگذار است. همچنین اتصال شبکه های برق می تواند بر برخی سیاست های داخلی کشورها تاثیر بگذارد.

سنکرون سازی شبکه ها علاوه بر مزایای فنی و منافی که در تبادل برق دارد، پیوند سیاسی کشورها را مستحکم تر می کند، چراکه با سنکرون سازی، دو سیستم قدرت به یک شبکه یکپارچه تبدیل خواهند شد. همچنین اگر دو کشور به شکل آسنکرون به هم متصل گردند و اقدام به تبادل برق نمایند، باز هم حداقل در ابعاد تجارت کالای برق، وابستگی متقابل تجاری پیدا می کنند. گرچه در حالت وابستگی بیشتر، هر کدام از کشورها ممکن است موضوع امنیت انرژی خود را در بخش تامین برق به طرف دیگر گره بزند که این حالت وابستگی سیاسی بیشتری به همراه خواهد داشت.

آنچه می تواند وابستگی سیاسی را افزایش دهد و به یک کشور قدرت برتر در اعمال رویکردهای سیاسی خود در مقابل سایر کشورهای متصل به شبکه بدهد، بدست گرفتن کنترل جریان تبادل توان در شبکه برق بهم پیوسته و دیسپاچینگ کل سیستم است. در ارتباط سنکرون حتی بین دو کشور، وجود چنین واحد کنترلی ناگزیر است اما این حالت لزوما در یک اتصال DC دو طرفه رخ نمی دهد.

در صورتی که تعداد کشورهای حاضر در شبکه بیشتر شود، اگر برخی ارتباطات با روش DC هم برقرار شود، باز وجود یک نهاد برای مدیریت مازاد تولید و مصرف و کنترل جریان توان در شبکه بهم پیوسته لازم است. طبیعتا این نهاد و مدیریت آن در هر کشوری باشد، آن کشور سیطره بیشتری بر سایر اعضا دارد.

از سوی دیگر، بیشتر از آنکه نحوه بهم پیوستگی شبکه ها از نظر فنی، بر پیوند سیاسی کشورها اثر داشته باشد، نوع توافقنامه و قرارداد بین طرف ها است که روابط سیاسی و تبعات آن را تعیین می کند. قواعد بهره برداری از شبکه و خطوط انتقال، مشارکت چند کشور در مدیریت شبکه، الزام تحویل درصدی از مازاد تولید به شبکه و حتی قواعد تعرفه گذاری برای مصارف داخلی کشورها از این دسته هستند. استحکام و جامعیت قراردادها اهمیت بسزایی در تعاملات بعدی اعضا در هنگام وقوع تنش های سیاسی منطقه ای و بین المللی دارد. همچنین میزان آسیب پذیری کشورهای عضو از آشوب ها و ناهنجاری های داخلی یک عضو دیگر تا حدودی در قراردادها قابل پیش بینی و اتخاذ تصمیم درست است.



شکل ۹- یک نمونه محاسبه هزینه-فایده برای اتصالات شبکه‌های برق در جنوب آسیا

بخش پنجم) نمونه های تجربه شده بهم پیوستگی AC سنکرون

۱. تجربه CEE و ENTSO-E

اروپای مرکزی شرقی^۴ (CEE) یک گروه تعاونی از تعدادی از بهره برداران سیستم انتقال برق بود که در نواحی از اروپای شرقی که در گذشته تحت کنترل شوروی بودند، مستقر بود. این چهار شرکت، CEPS (جمهوری چک)، MAVIR ZRt (مجارستان)، PSE-Operator S.A. (لهستان) و SEPS (جمهوری اسلواکی) هستند. این یک شراکت بود که بعد از انقلاب سیاسی اواخر ۱۹۸۰ در همان منطقه که این کشورها را از کنترل شوروی جدا کرد، ضروری شد.

لهستان، جمهوری چک، اسلواکی و مجارستان که از نظر جغرافیایی نزدیک به سیستم قدرت غرب اتحادیه اروپا برای هماهنگی انتقال نیروی برق (ENTSO-E) هستند، در سال ۱۹۹۱ شبکه های خود را به این سیستم قدرت متصل کرده اند. به دلیل داشتن مدل های متفاوت عملیاتی، مفاهیم کنترلی و استانداردهای فنی امکان برقراری اتصال متقابل سنکرون به سرعت، بین این سیستم های قدرت وجود نداشت. هماهنگی و پیاده سازی سازگاری های فنی و سازمانی به اندازه اقدامات مرتبط با انرژی، برای برآوردن استاندارد امنیتی تامین منابع لازم بودند.

به عنوان گام اول، شبکه های EHV آلمان شرقی و برلین در سپتامبر سال ۱۹۹۵ از شبکه IPS/UPS اروپا مجزا شدند و به سیستم قدرت آلمان غربی به صورت متقابل پیوستند. یک ماه بعد عملیات موازی سنکرون به صورت آزمایشی بین سیستم بهم پیوسته اروپای غربی ENTSO-E و شبکه های شرکت های برق بهم پیوسته در لهستان، جمهوری چک، اسلواکی و مجارستان آغاز شد.

در ادامه جوانب مختلف عملکرد بهم پیوسته سنکرون سیستم قدرت ENTSO-E و CEE را تشریح می شود.

پیشینه تاریخی توسعه CEE و بهم پیوستگی با ENTSO-E

سیستم های قدرت لهستان، چک، اسلواک و مجارستان در خارج از دو سیستم قدرت بزرگ اروپایی یعنی ENTSO-E و CDO-IPS^{۱۵} پیشین، واقع شدند. آن ها قبل از اوایل دهه ۱۹۹۰، از طریق اتصال متقابل با اوکراین، رومانی و صربستان

^۴Central Eastern Europe

^{۱۵} سازمان مرکزی توزیع و کنترل شبکه سیستم قدرت بهم پیوسته (CDO-IPS)، سیستم های برق بهم پیوسته کشورهای پیشین COMECON با دفتر توزیع و کنترل (CDO) در پراگ است.

به موازات CDO-IPS کار می کردند. بهم پیوستگی با ENTISO-E از طریق خطوط DC به آلمان، اتریش یا به طور معمول با خطوط ac باز بود. همچنین سیستم های قدرت لهستان و چک از طریق خطوط ac با سیستم قدرت آلمان شرقی (جمهوری دموکراتیک آلمان) بهم پیوسته بودند.

CDO-IPS (سازمان مرکزی توزیع و کنترل شبکه سیستم قدرت بهم پیوسته) در سال ۱۹۶۲ با هدف بهبود هماهنگی میان کشورهای COMECON قاره اروپا، ایجاد شد. دولت های بلغارستان، چکسلواکی، آلمان شرقی، مجارستان، لهستان، رومانی و اتحاد جماهیر شوروی، یک دفتر مرکزی توزیع و کنترل شبکه را در پراگ احداث کردند. از ۱۹۶۲ تا ۱۹۷۸ تنها سیستم قدرت اوکراین غربی از اتحاد جماهیر شوروی به موازات کشورهای COMECON عمل می کرد. از سال ۱۹۷۸ بعد از نصب خط ۷۵۰ کیلوولت اتحاد جماهیر شوروی-مجارستان، تمام اوکراین و منطقه اروپایی اتحاد جماهیر شوروی در این همکاری مشارکت کردند. در اواسط دهه ۱۹۸۰، خطوط ۷۵۰ کیلوولت شوروی به لهستان و شوروی به رومانی ساخته و امکان فنی واردات ۵۰۰۰ مگاوات برق از اتحاد جماهیر شوروی به کشورهای عضو CDO ایجاد شد. در سال ۱۹۹۰ ظرفیت نصب شده سیستم CDO-IPS ۱۷۵ هزار و ۵۰۰ مگاوات بود.

یکی از مشکلات خاص عملکرد CDO-IPS مربوط به انتقال توان یک طرفه نسبتاً زیاد بود که از سیستم قدرت اتحاد جماهیر شوروی پیشین به سیستم های قدرت دیگر برنامه ریزی شده بود. ظرفیت انتقال برای پشتیبانی از انتقال های زیاد مناسب نبود و به طور دوره ای به دنبال هر بار قطع شدن سیستم انتقال، ریزش بارهای مقیاس بزرگ لازم بود.

بعد از تغییرات سیاسی در اواخر دهه های ۸۰ و ۹۰ میلادی، اعضای CDO تغییر کردند، روسیه و اوکراین عضو CDO شدند و جمهوری چک و اسلواکی پس از تقسیم چکسلواکی به عضویت انفرادی درآمدند.

به دنبال مشکلات عملیاتی، کمبود سوخت در اوکراین، احتیاج به کاهش وابستگی به واردات از روسیه و تقویت کیفیت برق، CDO-IPS به سه زیرسیستم تجزیه و اتصال با روسیه قطع شد. زیرسیستم شامل ۷ سیستم قدرت بود (VEAG (آلمان)، لهستان، چک، اسلواکی، مجارستان، رومانی و اوکراین غربی) که بدون کنترل فرکانس برق کار می کردند. در سال ۱۹۹۴ رومانی به عملکرد موازی با سیستم های یوگوسلاوی و یونان تغییر کرد. در می ۱۹۹۴ سیستم قدرت VEAG، لهستان، چک و اسلواکی و بعداً مجارستان، کنترل فرکانس اولیه را تغییر داده و از این طریق رفتار فرکانسی سیستم را بهبود بخشیدند.

به دنبال تجزیه اتحاد جماهیر شوروی و فروپاشی COMECON، سیستم های قدرت مجارستان، لهستان، جمهوری های چک و اسلواکی در بازه ۱۹۹۰ الی ۱۹۹۱ قصد خود برای پیوستن به ENTSO-E را اعلام کردند. برای پاسخ به درخواست آن ها، ENTSO-E یک کمیته از مدیران کل شرکت های برق ENTSO-E مجاور چهار سیستم قدرت، تشکیل داد. این کمیته به اضافه مدیران کل شرکت های برق لهستان، چک، اسلواکی و مجارستان در سال ۱۹۹۲ یک کاتالوگ از اقدامات به نام «Massnahmenkatalog» را تدوین نمود. کاتالوگ اقدامات جوانب فنی، اقتصادی و سازمانی را دربرمی گیرد. هفت نماینده ENTSO-E با چهار شرکت CEE گروه ۱۱ را شکل دادند.

اینگونه فرض شد که اگر الزامات کاتالوگ اقدامات برآورده شود، عملیات آزمایشی موازی با ENTSO-E قابل تحقق است. در طول آماده سازی، همکاری چهار شرکت برق، شدیدتر شد و همکاری فراتر از بهم پیوستگی ENTSO-E به سایر زمینه ها از جمله اقتصاد، بهره برداری، تجارت و توسعه گسترش پیدا کرد. در ۱۱ اکتبر ۱۹۹۲، چهار شرکت این همکاری را رسمی و نهادینه کردند و CEE را ایجاد نمودند.

CEE یک گروه منطقه ای متشکل از چهار شرکت نیروی الکتریکی از جمهوری چک، مجارستان، لهستان و جمهوری اسلواکی می باشد.

علاوه بر چهار عضو، سازمان های زیر نقش ناظر دارند:

- VEAG، آلمان
- Verbund، اتریش
- وزارت انرژی و الکترونیک، اوکراین
- RENEL، رومانی
- NEK، بلغارستان

همکاری نزدیک میان چهار عضو CEE خیلی زودتر از زمانی شروع شد که شرکت های برق پیشرو از این چهار کشور، چنانچه در آن زمان به نام کشورهای "گروه ویشگراد"^۱ شناخته می شدند، فرایند انطباق با استانداردهای الزام آور « اتحادیه هماهنگی تولید و انتقال برق» (ENTSO-E) را آغاز کردند. به دلیل موقعیت مکانی آن ها، سیستم های قدرت

^۱Vysehrad Group

^۲Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity

CEE نقش کلیدی در توسعه بیشتر بهم پیوستگی اروپا به سمت جنوب، جنوب شرقی (اسلونی، کرواسی، رومانی، بلغارستان و یونان)، شرق (اوکراین، روسیه و بلاروس) و شمال شرقی (لیتوانی، لتونی و استونی) خواهند داشت. فعالیت های CEE با کارگروه های دائمی و «تک کاره» که به وسیله شورای CEE ایجاد شدند، در حال انجام است. این کارگروه ها عبارتند از:

- کارگروه بهم پیوستگی (IWG)
- کارگروه بهره بردار سیستم (SWG)
- کارگروه سازمان (OWG)
- کارگروه اقتصادی (EWG)
- کارگروه توسعه (DWG)

با هدف اجازه بهره برداری به موازات ENTSO-E، اعضای CEE تغییرات وسیع و پرهزینه ای را برای سیستم های برق خود متقبل شدند تا فهرست اقدامات و الزامات تکمیلی مربوط به، در میان همه از جمله نصب تثبیت کننده های سیستم قدرت (PSSs) را محقق کنند.

از نوامبر ۱۹۹۳ تا ۱۳ سپتامبر ۱۹۹۵، سیستم CDO-IPS/UPS به عنوان سه زیرسیستم بهره برداری مستقل، به طور مجزا عمل کرد.

در ۱۳ سپتامبر ۱۹۹۵ بعد از بهم پیوستگی VEAG در ENTSO-E، سیستم CEE بهره برداری مستقل خود را آغاز کرد. در این بازه زمانی چهار قطعی برنامه ریزی شده رخ داد، یکی در هر سیستم CEE بین ۲۰۰ تا ۳۰۰ مگاوات هر کدام تولید و مصرف. در طول دو هفته عملکرد سیستم به طور پیوسته رصد شد و نتایج، نشان دهنده عملکرد رضایت بخش سیستم بود.

نتایج آزمون، عملکرد رضایت بخشی را نشان داد. گروه فنی ENTSO-E-CEE در ۱۳ اکتبر ۱۹۹۵ گرد هم آمدند و نتایج آزمون را ارزیابی کردند. آن ها نتایج را تایید کردند و شروع بهره برداری موازی آزمایشی را از ۱۸ اکتبر پیشنهاد کردند. از آن زمان سیستم های CEE از طریق VEAG و BAG به موازات ENTSO-E و متعاقباً با بهم پیوستگی اضافی با اتریش، کار می کنند.

سیستم های قدرت کشورهای CEE

انواع تولید در CEE:

ظرفیت نصب شده بر حسب نوع تولید در کشورهای CEE در جدول ۳-۱ نشان داده می شود.

جدول ۲- ظرفیت منصوبه (به درصد بر حسب نوع) در ناحیه CEE

	CEE	CEZ	SE	PSE	MVM
حرارتی	۷۱	۶۴	۴۱,۹	۸۴	۷۴,۴
هسته ای	۱۶	۱۳	۲۴,۷		۲۴,۹
برق آبی	۱۳	۱۰	۳۳,۴	۶	۰,۷
صنایع		۱۳		۱۰	

سیستم های انتقال کشورهای CEE

• سیستم انتقال CEZ

سیستم انتقال CEZ شامل شبکه ۴۰۰ و ۲۲۰ کیلوولت متشکل از ۳۱ پست و خطوط انتقال ۲۸۶۰ کیلومتر ۴۰۰ کیلوولت و ۱۵۵۵ کیلومتر ۲۲۰ کیلوولت، است.

• سیستم انتقال MVM

شبکه انتقال قدرت در مجارستان شامل خطوط ۲۶۸ کیلومتر ۷۵۰ کیلوولت، ۱۵۷۴ کیلومتر ۴۰۰ کیلوولت و ۱۲۴۴ کیلومتر ۲۳۰ کیلوولت است. به علاوه خطوط ۱۳۰ کیلومتر ۱۲۰ کیلوولت، بخش اصلی شبکه انتقال در نظر گرفته می شوند.

• سیستم انتقال PSE

سیستم انتقال قدرت در PSE شامل خطوط ۱۱۴ کیلومتر ۷۵۰ کیلوولت، ۴۵۲۲ کیلومتر ۴۰۰ کیلوولت، ۷۸۸۴ کیلومتر ۲۲۰ کیلوولت و ۲۷ کیلومتر ۱۱۰ کیلوولت است. پست های ۱-۷۵۰ کیلوولت، ۲۶-۴۰۰ کیلوولت و ۶۲-۲۲۰ کیلوولت وجود دارند که پست های ۱، ۱۶، ۱۴ و ۰ به ترتیب متعلق به PSE هستند.

• سیستم انتقال SE

سیستم انتقال SE شامل خطوط ۱۵۱۹ کیلومتر ۴۰۰ کیلوولت و ۹۶۴ کیلومتر ۲۲۰ کیلوولت است.

مرکز کنترل و محاسبات انرژی

مرکز کنترل و محاسبات انرژی (EACC) در PSE در ورشو قرار دارد و مسئول موارد زیر است:

- کنترل تبادل توان بین CEE و ENTSO-E
- محاسبه و جبران انحرافات ناخواسته درون CEE
- محاسبه و جبران انحرافات ناخواسته بین CEE و ENTSO-E

بهم پیوستگی های بین CEE و ENTSO-E

خطوط مرتبط بین CEE و ENTSO-E عبارتند از:

- از PSE به VEAG/Bewag، آلمان
از Vierraden به Krajnik ۲۲۰ کیلوولت
- از Mikulowa به Hagenwerder ۲۲۰ کیلوولت
- از Mikulowa به Kiesdorf ۳۳۰ کیلوولت
- از CEZ به VEAG/Bewag، آلمان
از Rohrsdorf به Hradec ۳۳۰ کیلوولت
- از Hradec به Zwonitz ۲۲۰ کیلوولت
- از CEZ به Bayenwerk، آلمان
از Etzenncht به Hradec ۳۳۰ کیلوولت
- از SE به OVG، اتریش
از Durnrohr به Slavetice ۳۳۰ کیلوولت
- از MVM به OVG، اتریش
از Wien-Sudost به Gyor ۳۳۰ کیلوولت

تحلیل سیستم قدرت ENTSO-E/CEE

پایداری سیستم های قدرت:

برای سنجیدن رفتار پایداری بعد از گسترش های سیستم قدرت بهم پیوسته در مقیاس بزرگ، ضروری است که یک توجه عمومی صورت گیرد که تمام سیستم برق بهم پیوسته و زیرسیستم نامزد و همچنین مدل سازی مناسب برای انجام محاسبات پویا را دربرگیرد. اتصال زیرسیستم های بیشتر به سیستم قدرت ENTSO-E دلیلی است برای آزمون این که پایداری سیستم گسترده بهم پیوسته در سناریوهای مختلف جریان بار مانند پیک بار زمستان و کم باری تابستان یا در صورت تبادلات توان اضافی بین زیرسیستم ها، حفظ خواهد شد.

رویدادهایی که ناپایداری های غیرممکن گفته می شوند:

اختلال های سیستم که در ادامه ذکر می شود باید برای تحقیق در مورد رفتار سیستم در نظر گرفته شوند:

- اتصال کوتاه سه فاز: در خطوط بهم پیوسته بین ENTSO-E و CEN-TREL و خطوط و شیدهای بهم پیوسته در شبکه CEE با نظر به تعیین حداکثر زمان قابل قبول رفع اشکال، به عنوان یک معیار اساسی برای ارزیابی پایداری گذرا.
- تحریک نواسانات: در شبکه های CEE، اختلالات سینوسی فرکانس متغیر در ورودی کنترل کننده ولتاژ مولدهای نیروگاه برانگیخته شدند. این موضوع تعیین حالت های نوسانی کل سیستم و حصول نتیجه در مورد رفتار میرایی را امکان پذیر کرد.
- فرسایش نیروگاه: تاثیر فرسایش نیروگاه در شبکه ENTSO-E و شبکه CEE بررسی شده است.

ارزیابی نوسانات سطح منطقه در سیستم قدرت ENTSO-E-CEE

❖ سیستم اندازه گیری گسترده

بیش از سی دستگاه برای ثبت فرکانس و جریان های توان در مکان های جداگانه در رده های ۲۲۰ و ۴۰۰ کیلوولت نصب شدند تا تمام موارد ثبتی را با استفاده از مرجع زمان یکسان، نمایش دهند. ثبت های بسیار زیادی از نوسانات سطح منطقه، از WAMS جمع آوری شدند که اغلب با قطعی های نیروگاه یا عیوب در سطوح ولتاژ ۲۲۰ و ۴۰۰ کیلوولت شبکه انتقال تحریک می شوند.

فرکانس نوسانات مشاهده شده سطح منطقه در محدوده ۰,۲۲ تا ۰,۲۶ هرتز است و در اغلب موارد میرایی کافی است. هرچند در بعضی موارد، فقط میرایی ضعیف شناسایی شد که باید نسبت به عملکرد سیستم قابل اطمینان مشاهده شود.

❖ تأثیر جریان بار عمومی بر میرایی سیستم

در زمان های معین که در آن نوسانات سطح منطقه به وسیله WAMS ثبت شدند، مبادلات توان بین کشورها با توجه به رابطه میرایی نوسان سطح منطقه و وضعیت جریان بار کلی، مورد تحلیل و بررسی قرار گرفتند. گرچه تنها موارد کمی با میرایی ضعیف سیستم اتفاق افتاد، تحلیل آن ها نشان می دهد که صادرات برق از مناطق خارجی، میرایی نوسانات منطقه داخلی را کاهش می دهد، چیزی که از مطالعات شبیه سازی گذشته پیش بینی می شد.

❖ تحلیل پرونی از ثبت های WAMS

تحلیل پرونی یک روش است که تحلیل فوریه را با تخمین مستقیم فرکانس، میرایی، شدت و فاز نسبی مولفه های مودال موجود در هر سیگنال بسط می دهد. این روش، سیگنال را به مودهای غالب نوسانش تجزیه می کند. این روش مقادیر ویژه پیچیده و مولفه های ویژه مرتبط را فراهم می کند. بخش های حقیقی و موهومی مقادیر ویژه به ترتیب با مودهای میرایی و فرکانس متناسب هستند.

❖ مودهای سطح منطقه در سیستم ENTISO-E/CEE

از آغاز بهم پیوستگی ENTISO-E و CEE، نوسانات میرای ضعیف با فرکانس پایین در سطح منطقه در سیستم های متصل، قابل مشاهده شد. بر اساس مطالعات پایداری یک ترس مسلم وجود دارد که این نوسانات در برخی حالات سیستم بتواند مبادله توان برنامه ریزی شده را در سیستم های متصل، محدود کند.

تعامل سنکرون سازی با بازار برق

روای یک «بازار برق از Lisbon تا Vladivostok» ممکن است نیاز به زمان داشته باشد که راهبرد انرژی و همچنین سیاست های اتحادیه اروپا تغییر یابد. بنابراین هر عضو ENTISO-E باید این راهبرد و سیاست در بخش های انرژی و برق در کشورش بکار برده شود و CEE به عنوان عضوی از ENTISO-E باید بازارهای برق آن ها را بر طبق سیاست های انرژی و برق اتحادیه اروپا راه اندازی کند.

در این بخش، در ابتدا راهبرد و برنامه انرژی، سیاست انرژی، بازار برق و زیرساخت های انرژی اتحادیه اروپا توضیح داده می شود و سپس تعامل بهم پیوستگی با ENTSO-E روی بازار برق و سیاست انرژی کشورهای CEE ارائه می شود.

برنامه راهبردی اتحادیه اروپا

در توسعه بهترین راهبرد برای سال های آینده و زمان تغییر که بالا توضیح داده شد، اعضای ENTSO-E با این درک که TSO ها باید تغییری را که صنعت انرژی در حال تحقق آن است، شکل دهند. برای مثال تغییر در ترکیب منابع، شبکه های هوشمند و توانمندسازی مشتریان، فرصت ها و مخاطرات بیشماری را برای سیستم و جامعه ارائه کردند و لازم است TSO ها تجربه و تخصص خود را در بسیاری از تصمیم گیری ها و تعدیل های ضروری سیاست گذاران در مورد طراحی بازار، امنیت عرضه، قابلیت استفاده از ترکیب انرژی، رقابت و تاب آوری به کمک بیاورند. همچنین بازخورد ذی نفعان که ENTSO-E جستجو و دریافت کرد، بر رسیدن به چشم انداز روشن اروپا، فعال تر شدن در توضیح نواحی معین شده برای بهبود عموم و ایفای نقش رهبری در هماهنگی اجرای تنظیمات تصمیم گیری شده، دلالت می کند.

سیاست انرژی

قرن ۲۱ با حوزه جدید انرژی توصیف می شود. مناقشه بر سر قیمت گازی که اوکراین از روسیه تامین می کند، بحث امنیت تامین و ظرفیت بالقوه اروپا برای رویارویی با چالش های جدید انرژی را ایجاد کرد. لذا در سال ۲۰۰۶ انرژی با تاکید بر تقاضای سیاست جدید انرژی در اروپا، به برنامه های سیاسی برگشت. برای بازگشت به این مسئله، کمیسیون اروپا در مارس ۲۰۰۶ یک برگ سبز منتشر کرد که رویکرد دستیابی به هدف تامین انرژی تاب آور، ایمن و مقرون به صرفه را تشریح می کرد. این برگ سبز ایجاد «شبکه برق یکنای اروپا»؛ یک «کد شبکه اروپا» برای به کار گرفتن با «مرکز شبکه های انرژی اروپا» را درخواست می کند.

در پاسخ به بحث مطرح شده توسط برگ سبز، کمیسیون در ۱۰ ژانویه ۲۰۰۷ یک بسته جامع اقدامات با هدف تدوین سیاست های جدید انرژی برای مقابله با تغییرات آب و هوا و تقویت امنیت و رقابت پذیری انرژی اتحادیه اروپا، مطرح کرد. برای دستیابی به این هدف، کمیسیون برای تمرکز بر تعدادی از اقدامات مرتبط با انرژی پیشنهاد می کند: (۱) بهبود

^۱Single European grid

^۲European grid code

^۳European Centre of Energy Networks

بهره‌وری انرژی، ۲) ارتقا اشتراک انرژی تجدیدپذیر در در ترکیب انرژی و همچنین اقدامات جدید برای اطمینان از مزایای دسترسی همگانی به بازار داخلی انرژی، ۳) تقویت همبستگی بین کشورهای عضو با چشم‌انداز بلند مدت‌تر برای توسعه فناوری انرژی، ۴) یک تمرکز مجدد روی ایمنی و امنیت هسته‌ای و تلاش‌های مصمم برای اینکه اتحادیه اروپا با شرکای بین‌المللی خود که شامل تولیدکنندگان انرژی، واردکنندگان انرژی و کشورهای در حال توسعه هستند، «با یک صدا صحبت کند».

بازار برق داخلی اروپا

فرایند آزادسازی پیشرفت کرده است اما هنوز در حال پیشروی است و پیشرفت سریع به سمت یک بازار برق کاملاً رقابتی پان-اروپایی لازم است. این کمیسیون در گزارش پیشرفت منظم خود به این نتیجه رسیده است که با تصویب دومین بخشنامه برق و گاز، چارچوب اساسی برای توسعه یک بازار داخلی واقعی برقرار است. اما برای اطمینان از اجرای مؤثر در کلیه کشورهای عضو، پیشرفت بیشتر لازم است. هرچند، کمیسیون قوانین جدید اتحادیه اروپا را برای بخش برق مستثنی نمی‌کند، اما یک سال پیش تعدادی انتخاب ممکن برای توسعه بیشتر بازارها را به عنوان بخشی از بسته انرژی، پیشنهاد داد.

اساساً ساختار بازار داخلی اتحادیه اروپا نیاز دارد که تمرکز جدی بر اطمینان از هماهنگی کافی در بازارهای موجود، صورت بگیرد. شتاب در حرکت از ساختارهای ملی به بازار پان-اروپایی لازم است. از این لحاظ، همه بازیگران اصلی از ایده منطقه‌ای ERGEG با هدف پیشرفت در ادغام بازار منطقه‌ای پشتیبانی می‌کنند. اما ضروری است که یک دستورالعمل و برنامه زمانی با اهداف بلند برای این ادغام تنظیم شود و کمیسیون اروپا برای تهیه یک چشم‌انداز واقعی اروپایی برای این روند، تعاملات بیشتری انجام دهد.

اساساً برای اطمینان از توسعه منطقه‌ای/اروپایی واقعی بازار و شبکه، عملکرد بیشتر TSOها (و تنظیم‌گرها) نیاز است. لازم است اطمینان حاصل شود که این اقدامات تحت یک عنوان عمل می‌کنند و فرآیندهای مؤثر برنامه‌ریزی شبکه منطقه‌ای در همه جای اتحادیه اروپا توسعه داده می‌شود. پیشرفت بیشتر در جهت همکاری بیشتر بین TSOها و طرز فکر منطقه‌ای‌تر در توسعه شبکه در دوره ۲۰۰۷ پیش‌بینی می‌شود.

هدف اصلی از فعالیتهای بازار، اطمینان از پیگیری کدهای شبکه همزمان با نهایی شدن روند پذیرش و تمرکز روی اجرای کدها برای ایجاد پیشنهادهایی برای عناصر پان-اتحادیه اروپا و هماهنگی تحولات توسعه ای در روندهای منطقه ای خواهد بود. همچنین موقعیتهایی درباره موضوعات مربوط به طراحی بازار و هرگونه دستورالعمل چارچوب ACER که در آینده امکان پذیر است (هماهنگ سازی تعرفه)، توسعه داده خواهد شد.

سال ۲۰۱۵ نیز برای پیشرفت بازار برق در اروپا و برای مشارکت در کار ENTSO-E جهت تکمیل بازار داخلی انرژی^{۲۱} (IEM) سال مهمی خواهد بود. اثر RES، توسعه و ادغام بازار DSR و ذخیره سازی و توسعه بیشتر در شبکه های هوشمند و همکاری TSO ها و DSO ها، همه شدیداً بر میزان کارایی بازارهای برق تاثیر خواهد گذاشت.

زیرساخت های انرژی اتحادیه اروپا

ایجاد و تکمیل بازار داخلی واقعی اروپا به ظرفیت انتقال برون مرزی گاز و برق کافی نیاز دارد. در این زمینه، دستورالعمل های شبکه انرژی فرا اروپایی^{۲۲} (TEN-E) یک ابزار مهم سیاست گذاری با هدف تقویت و تسریع در اجرا و ساخت اتصالات و افزایش انگیزه برای سرمایه گذاران خصوصی هستند.

سیاست های خارجی انرژی

کمیسیون اروپا در تاریخ ۱۳ می ۲۰۰۳ مکاتبه ای را با هدف تقویت همکاری انرژی با کشورهای همسایه مورد توافق قرار داد. این نوشتار تأکید می کند که ایجاد تدریجی یک بازار واقعی برق و گاز اروپا، که به طور بالقوه شامل بیش از ۳۵ کشور است باید یک هدف میان مدت آشکار اتحادیه اروپا باشد. هدف ایجاد بازار برق گسترده تر با کشورهای غیر اتحادیه اروپا می تواند محرک قابل توجهی برای ایجاد بهم پیوستگی بیشتر بین اتحادیه اروپا و کشورهای همسایه باشد.

بازارهای برق در CEE

ادغام کامل هدف گذاری شده بازارهای ملی انرژی تا سال ۲۰۱۴ در یک بازار انرژی سراسری داخلی اتحادیه اروپا برای برق یک چالش بزرگ بازارهای برق اروپا است. امروزه کشورهای اروپای شرقی و مرکزی دارای بازارهای برق نوپا هستند

^{۲۱}Internal Energy Market

^{۲۲}Trans-European Energy Network

و توسط بازیگران بازارهای غربی به خوبی شناخته شده نیستند. هرچند از بین پیامدهای مختلف، ایجاد این بازار انرژی واحد اروپایی به آنها نقش بسیار مهمتری در درک تکامل قیمت برق در اروپا می‌دهد.

بورس برق لهستان (POLPX) در سال ۲۰۰۰ ایجاد شد که آن را به قدیمی‌ترین بازار برق در CEE تبدیل می‌کند. بورس برق اروپا مرکزی (PXE)، که در ابتدا تجارت توان را برای برق چک انجام می‌داد، در ژوئیه ۲۰۰۷ تأسیس شد. PXE در سال ۲۰۰۸، تجارت در بازار اسلواکی را آغاز کرد و محصولات مجارستانی نیز در اول مارس ۲۰۰۹ عرضه شدند. جمهوری چک، مجارستان و اسلواکی اتصال بازارهای برق خود را در سال ۲۰۱۲ برقرار کردند که یک رویکرد هماهنگ سازمان بازار و همچنین قیمت های عمده فروشی برق پایدار و همگراتر را ایجاد کرد. در حقیقت، ضریب همبستگی بین اسلواکی و جمهوری چک از آغاز سال ۲۰۱۳ برابر با ۰,۹۹۹ است که تأیید می‌کند که آنها به طور مشابه تکامل می‌یابند. اخیراً، در ۱۱ ژوئیه ۲۰۱۳، الحاق لهستان و رومانی به این پروژه سه جانبه اتصال بازار امضا شده است. این همکاری جدید باید به یک همگرایی در قیمت‌ها در سال‌های آتی منجر شود.

با این حال، نقدینگی همه این مبادلات بسیار پایین است و مقررات زدایی بازارهای برق در بیشتر کشورهای CEE به آرامی آغاز می‌شود. برای سه ماهه دوم سال ۲۰۱۳، بر اساس اعلام کمیسیون اروپا، نسبت نقدینگی در CEE ۱۷ درصد بود. این واقعیت که بازیگران انرژی در کنار گذاشتن تنها تامین کننده و مدل تنظیم شده قیمت‌ها مشکلاتی دارند، پیش از این در غرب اروپا شناخته شده است، اما به دلیل شروع تازه مبادلات، در CEE حتی واقعی‌تر است. موردهای لهستان و رومانی ایده خوبی برای این موضوعات می‌دهد. در لهستان، عرضه بین چندین بازیکن در مناطق مختلف تقسیم می‌شود. آنها پیشنهاد را کاملاً کنترل می‌کنند و اجازه نمی‌دهند جایی برای رقابت فراهم شود. این وضعیت نامعقول است و آژانس تنظیم مقررات انرژی لهستان از ایجاد شکست در تأمین برق در سال‌های آینده هراس دارد، در صورتی که هیچ کاری برای آزادسازی بخش انرژی انجام نشود. در رومانی، یک آژانس ملی قیمت انرژی را تنظیم می‌کند. کمیسیون اروپا در حال حاضر اقدام به تخطی و نقض علیه رومانی کرده است تا این کشور را مجبور به مقررات زدایی بازار انرژی خود قبل از سال ۲۰۱۵ کند.

با این وجود، CEE پویاترین منطقه تجارت انرژی در اروپا در سه ماهه دوم سال ۲۰۱۳ بود، زیرا حجم معامله شده در بازار روز پیش برق، به طور سالانه بیش از ۱۵ درصد رشد کرد. این نشانه خوبی است و نشان می دهد که نقدینگی باید در سال های آتی افزایش یابد.

۲. تجربه سیستم برق ترکیه و ENTSO-E

شورای هلسینکی^۴ اروپا در پایان سال ۱۹۹۹ به این نتیجه رسید که «ترکیه یک کشور نامزد پیوستن به اتحادیه است که از قبل پیوستن به اتحادیه را بر اساس همان ملاک هایی که در مورد سایر کشورهای نامزد پیاده می شود انتخاب کرده است. با تکیه بر راهبرد فعلی اروپا، ترکیه نیز مانند سایر کشورهای نامزد، برای تحریک و پشتیبانی اصلاحات اساسی خود از راهبرد پیش از الحاق بهره مند خواهد شد».

ادغام کامل بازار برق ترکیه به بازار برق داخلی اتحادیه اروپا نه تنها نیاز به تطبیق قوانین ملی بازار برق با قانون مربوطه اتحادیه اروپا دارد، بلکه لازم است اتصال فیزیکی سنکرون سیستم قدرت ترکیه با شبکه انتقال برق اروپا، شبکه ENTSO-E (اتحادیه همکاری انتقال برق)^۵ در تطابق کامل با استانداردها و الزامات فنی ENTSO-E برقرار شود. وزارتخانه وظیفه اصلی در مورد دستیابی به این هدف را بر عهده دارد.

اتصال سیستم برق ترکیه با سیستم برق UCTE پیشین (در حال حاضر ENTSO-E) از سال ۱۹۷۵ در دستور کار ترکیه بوده است. در گذشته خطوط اتصالی با همه کشورهای مجاور به جز یونان ساخته شد اما همیشه ارجحیت به اتصال سنکرون با سیستم برق ENTSO-E داده شده است. هیچکدام از این خطوط اتصالی در حالت سنکرون عملیاتی نشده بود و تنها برای مبادلات انرژی به شیوه جزیره ای و روش های تولید مستقیم استفاده می شد.

علاوه بر پیوند ۴۰۰ کیلوولت با بلغارستان که در سال ۱۹۷۵ مجاز بود، دومین پیوند ۴۰۰ کیلوولت در سپتامبر ۲۰۰۲ کامل شد. در ۲۸ مارس ۲۰۰۲ تفاهم نامه برای ساخت خط اتصال ۴۰۰ کیلوولت باباسکی فیلیپی بین یونان و ترکیه، در آنکارا امضا شد که تا پایان سال ۲۰۰۶ کامل می شود. اعتبار مالی لازم برای ساخت بخش ترکیه (حدود ۵۰ کیلومتر) از طریق مساعده بانک جهانی تامین شد.

^۴Day-ahead

^۵Helsinki

^۶Union for the Coordination of Transmission of Electricity

از اوایل دهه ۹۰، مطالعات اولیه برای گزینه های مختلف اتصال بین شبکه های یونان، ترکیه و بلغارستان انجام شده است. این مطالعات نشان داد که پروژه های اتصال سنکرون سیستم برق ترکیه به سیستم برق ENTSO-E از طریق بلغارستان و/یا یونان عملی و با دوام است.

در بازه زمانی ۲۰۰۰ الی ۲۰۰۱ مجموعه مطالعات دقیقی برای بررسی چندین سناریوی اتصال سیستم برق ترکیه به سیستم برق ENTSO-E از طریق بلغارستان و یونان توسط یک تیم از شرکت های برق منطقه بالکان به نام های PPC (یونان)، TEAS (ترکیه)، NEK (بلغارستان) و EKC (یوگوسلاوی) اجرا شده و به وسیله کمیسیون اروپا در چارچوب برنامه TEN (شبکه های انتقال اروپا) تأمین مالی شده است.

در ۲۱ مارس ۲۰۰۰، TEAS یک تقاضانامه برای عضویت در ENTSO-E تهیه کرد. کمیته راهبری ENTSO-E در ۲۶ آوریل ۲۰۰۰ تصمیم بر ملاحظه و ارزیابی تمام شرایط ممکن برای به هم پیوستگی سنکرون سیستم برق ترکیه با سیستم برق ENTSO-E گرفت.

در ارتباط با این اتصال، یک زیرگروه تحت کارگروه توسعه سیستم شکل گرفت تا مسئله نحوه اتصال ممکن ترکیه به ENTSO-E را بررسی نماید. این زیرگروه پیش از این تعدادی از گام های مربوط به تقاضانامه ترکیه برای اتصال به سیستم برق ENTSO-E را برداشته است. بنا بر مطالعات مرتبط گذشته:

- راهبردهای شناسایی شده، پیش نیازهای فنی و دنباله عملیات
- مطالعات تعریف شده بیشتر و آزمون های مقدماتی مورد نیاز درباره اتصال پیش بینی شده ترکیه به ENTSO-E
- تهیه پیش نویس شرایط مرجع فعالیت هایی که باید قبل از تصمیم گیری در مورد اتصال سیستم برق ترکیه به سیستم برق ENTSO-E انجام گیرد که شامل موارد زیر است:

- مطالعات بیشتر که مطالعات استاتیک و پایداری را تکمیل می کنند

- رصد و آزمون های اولیه سیستم برق ترکیه

- گزارش های مربوط به وضعیت سیستم برق ترکیه شامل تعادل نیرو-انرژی، طرح های دفاعی، طرح های مرمت و غیره

- مطالعات استاتیک که تأثیرات بهم پیوستگی ترکیه در سطح منطقه (یعنی بر شبکه در همسایگی ترکیه) را مورد بررسی قرار می‌دهد، توسط بهره‌برداران محلی سیستم انتقال ENTSO-E^۷ در منطقه انجام می‌شود.
 - مطالعات پایداری که اثرات بهم پیوستگی ترکیه را بر کل سیستم ENTSO-E تحلیل می‌کند، توسط ENTSO-E TSOs با رهبری RWE آلمان، انجام می‌شود.
- تجربه گذشته ENTSO-E با توسعه سیستم پیشین (مانند CEE و یوگوسلاوی پیشین) ثابت کرد که قبل از هرگونه توسعه سیستم، باید مطالعات استاتیک و پایداری به منظور از بین بردن تأثیرات منفی احتمالی بهم پیوستگی جدید بر امنیت سیستم‌های مجاور و همچنین کل سیستم ENTSO-E مورد استفاده قرار بگیرد. بررسی گسترش سیستم، شناسایی خطرات احتمالی و انجام اقدامات متقابل مناسب، پیش شرط لازم برای ایجاد بهم پیوستگی موثر است.

معرفی

با هدف دستیابی به حداکثر منفعت از بهم پیوستگی بین‌المللی، روش هدف‌گذاری، بهره‌برداری موازی سنکرون است. بر این مبنا اولویت ترکیه اتصال به سیستم ENTSO-E است. از دهه ۱۹۷۰ مطالعات مربوط به گزینه‌های تبادل انرژی از طریق یونان، ترکیه و بلغارستان انجام شده است. هیچ خط اتصالی برای سنکرون‌سازی این کشورها پیاده‌سازی نشد.

مطالعات انجام شده در دهه ۱۹۹۰ ثابت کرد که اتصال سنکرون سیستم برق ترکیه از طریق بلغارستان و یونان با ENTSO-E امکان‌پذیر و بادوام است. کمیته راهبری ENTSO-E تصمیم می‌گیرد کلیه شرایط ممکن برای بهم پیوستگی سنکرون سیستم برق ترکیه را به شبکه ENTSO-E در نظر بگیرد و یک زیرگروه به منظور ادامه مطالعات، آزمایش‌های اولیه و شناسایی راهبردهای مرتبط با اتصال ترکیه تشکیل شد. به منظور برآورده کردن نیازهای گسترده سیستم، برخی از انتظارات برای نیروگاه‌ها، در حوزه پایداری نوسانی تعریف می‌شوند.

با توجه به بزرگ شدن سیستم برق ENTSO-E اروپا به سمت ترکیه که در پایان سال ۲۰۱۰ اتفاق می‌افتد، رفتار میرایی نوسانات سطح منطقه سیستم توسعه یافته بیشتر و بیشتر اهمیت پیدا می‌کند.

به عنوان نتیجه مطالعات امکان‌سنجی که تاکنون در مورد بهم پیوستگی سنکرون سیستم برق ترکیه با سیستم ENTSO-E انجام شده است، پیش‌بینی می‌شود پس از بهم پیوستگی سیستم برق ترکیه با سیستم برق ENTSO-E، نوسانات

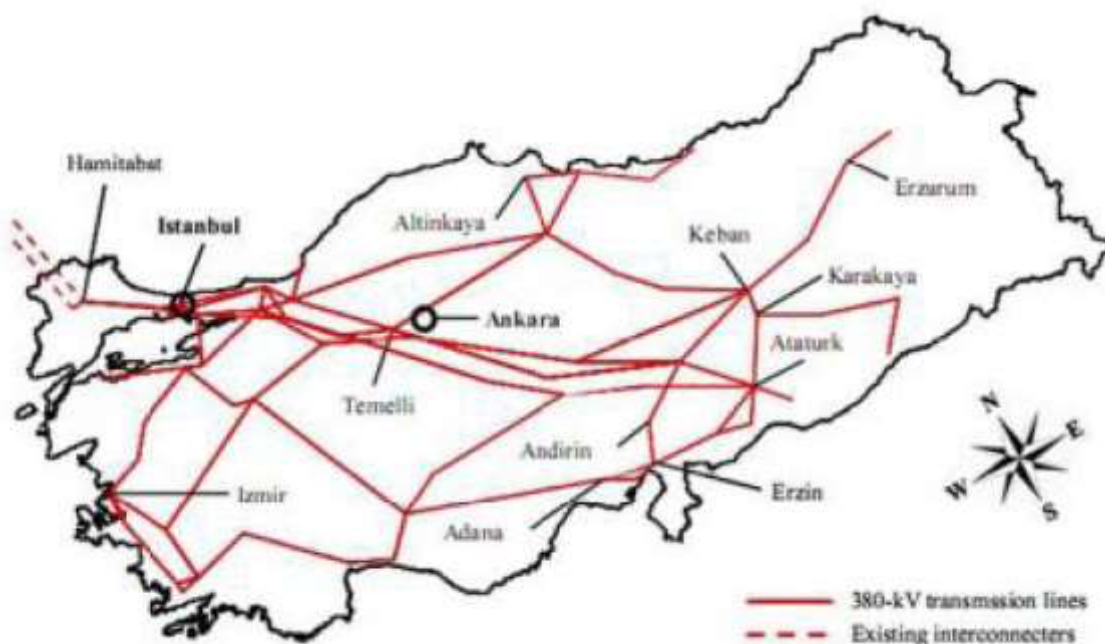
^۷Local TSOs

سطح منطقه ثابت شده است که با فرکانس حدود ۰,۱۵ هرتز رخ می دهد. بنابراین، انتظار می رود TSO ترکیه معیارهای گسترده پایداری سیستم را برآورده کند تا عملکرد پایدار شبکه را قبل از بهم پیوستگی سنکرون دو سیستم تضمین کند. برای حفظ ثبات زاویه روتور سیگنال کوچک سیستم بهم پیوسته، پیشگیری های زیر از طرف کمیته کاری ENTSO-E به TSO ترکیه توصیه شده است:

- میزان سازی مجدد گاورنر نیروگاه های اصلی برق آبی به منظور خراب نشدن میرایی کل سیستم برای نوسانات فرکانس پایین سطح منطقه؛
- میزان سازی مجدد PSS های نیروگاه هایی که در ابعاد قابل ملاحظه هستند به منظور میرایی نوسانات فرکانس پایین سطح منطقه؛
- اصلاح STATCOM ها به منظور ارتقا میرایی در حالت میرایی ضعیف نوسانات فرکانس پایین سطح منطقه؛
- اصلاح SVC ها به منظور ارتقا میرایی در حالت میرایی ضعیف نوسانات فرکانس پایین سطح منطقه؛
- نصب مقاومت های ترمز به عنوان یک اقدام پیشگیرانه پشتیبان برای تقویت میرایی در حالت میرایی ضعیف نوسانات فرکانس پایین سطح منطقه؛

سیستم قدرت ترکیه

تولید انرژی الکتریکی در ترکیه به طور تقریبی به ۳۰٪ نیروگاه های بخار که بر مبنای ذغال قهوه ای (لیگنیت) محلی و وارداتی هستند، ۳۰٪ نیروگاه های برق آبی که در شرق و جنوب شرقی این کشور قرار دارند و ۳۰٪ نیروگاه های سیکل ترکیبی بر مبنای گاز طبیعی وارداتی هستند، تقسیم می شود. ظرفیت نصب شده سیستم برق ترکیه در سال ۲۰۱۱ تقریباً ۵۳ گیگاوات است. تقاضای انرژی الکتریکی می تواند به دو بخش خانگی و صنعتی تقسیم شود که تقریباً نیمی از مصرف به هر کدام تعلق دارد. معمولاً اوج بار در سیستم برق ترکیه (۲۹ گیگاوات) در زمستان، حوالی ساعت ۶ بعد از ظهر (در روزهای کاری هفته) اتفاق می افتد. مراکز اصلی بار در سیستم برق ترکیه در غرب و شمال غربی این کشور واقع شدند. با این حال، به دلیل ظرفیت بزرگ برق آبی، قابلیت های قابل توجهی در تولید برق در قسمت شرقی و جنوب شرقی ترکیه واقع شدند. بنابراین انتقال انرژی الکتریکی اساساً برای انتقال در مسافت های طولانی طراحی می شود. جریان زیاد بار از جنوب شرقی به شمال غربی، که شامل تلفات انتقال بالا است، برای سیستم انتقال ترکیه معمولی است.



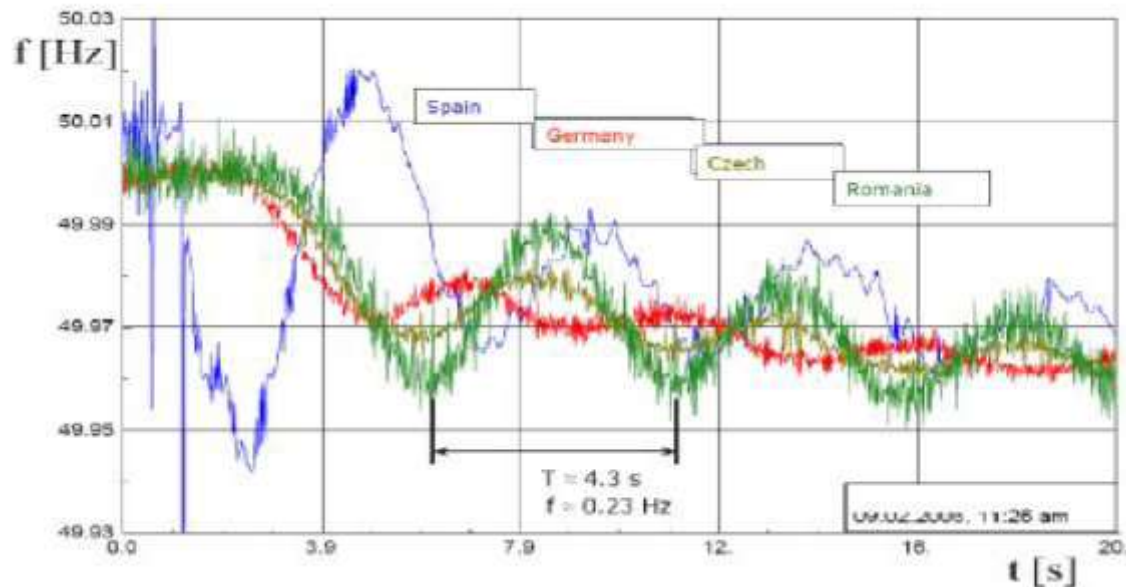
شکل ۱۰- مدل سیستم انتقال فوق ولتاژ بالا ترکیه

نوسان سطح منطقه در سیستم قدرت ENTSO-E قبل از بهم پیوستگی

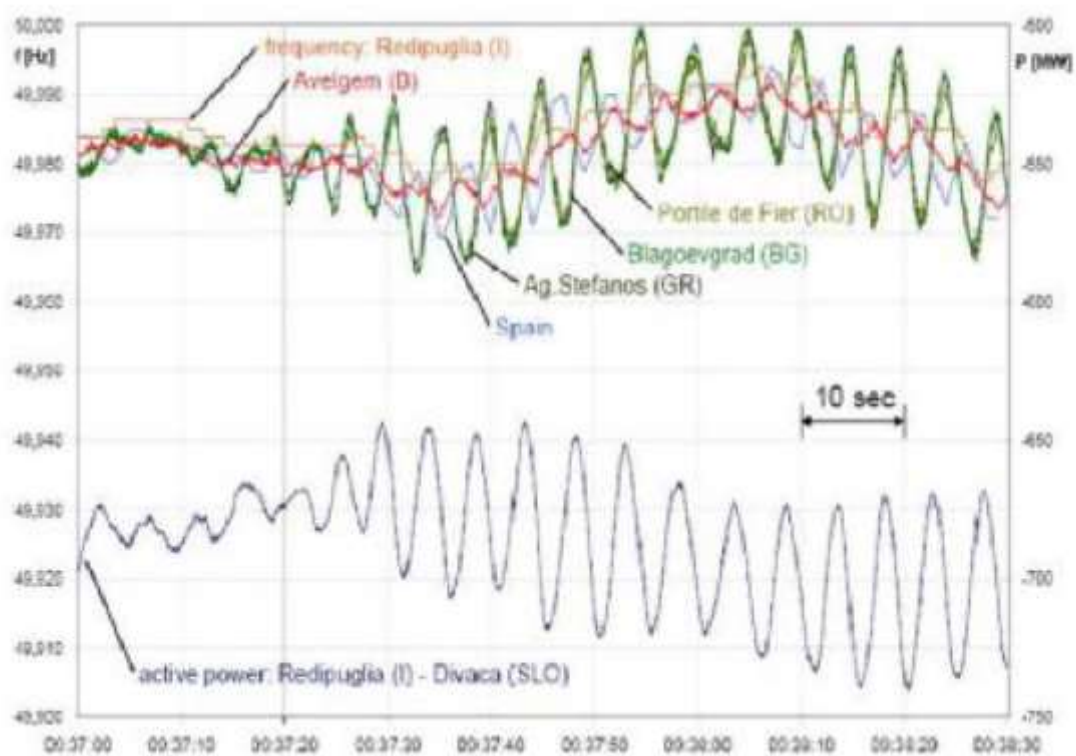
ثبت داده‌های سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده (WAMS) تغییرات قابل توجه در رفتار سیستم دینامیک نشان داده است. بیش از پنجاه دستگاه برای ثبت فرکانس و جریان توان در نقاط جداگانه در سیستم ۴۰۰ کیلوولت و ۲۲۰ کیلوولت با هدف نمایش همه ثبت‌ها با استفاده از مرجع زمان یکسان نصب می‌شود. داده‌های زیادی از نوسان سطح منطقه از WAMS جمع‌آوری شد، که اغلب با قطعی برق نیروگاه و خرابی در سطوح ولتاژ ۲۲۰ کیلوولت یا ۴۰۰ کیلوولت شبکه انتقال تحریک می‌شوند.

شکل ۳-۴ یک مثال از نوسان در سطح منطقه بعد از قطع شدن نیروگاه ۱۲۰۰ مگاواتی در اسپانیا را نشان می‌دهد. بعد از قطع برق نیروگاه، فرکانس در مجاورت محل قطع برق (اسپانیا) به سرعت کاهش می‌یابد. کاهش فرکانس در سراسر سیستم پخش می‌شود و سرانجام با یک تاخیر زمانی حدود ۲ ثانیه به رومانی و بلغارستان می‌رسد. فرکانس نوسان مشاهده شده در سطح منطقه در محدوده ۰,۲۲ الی ۰,۲۶ هرتز است و در بیشتر حالات میرا شوندگی کافی است. در بعضی حالات میرایی ضعیف مشاهده شد.

شکل ۴-۴ یک نوسان سطح منطقه شرق-غرب که در ۲۰۰۵/۵/۱ رخ داد، نشان می‌دهد. در این حالت میرایی خیلی ضعیف است چراکه دامنه فرکانس و نوسان توان در ده پریود اول نوسان به طور قابل توجهی کاهش پیدا نکرد.



شکل ۱۱- نوسان سطح منطقه بعد از قطعی برق نیروگاه ۱۲۰۰ مگاواتی در اسپانیا



شکل ۱۲- نوسان در سطح منطقه شرق-غرب با میرایی ضعیف در ۲۰۰۵/۵/۱

سیستم برق وسعت یافته E-ENTSO بعد از بهم پیوستگی

اکنون اثرات سیستم برق ترکیه بر رفتار میرایی نوسان سیستم وسعت یافته E-ENTSO تحلیل می شود. بنابراین مدل فعلی سیستم E-ENTSO با مدل بخش ترکی پیوند دارد. به عنوان مبنای شبیه سازی ها، یک نوسان سطح منطقه ای با میرایی ضعیف در سیستم E-ENTSO رخ داد، که با قطع ۱,۴ گیگاوات از بلوک ۲ Civeaux در فرانسه تحریک شد. با یک مقدار ویژه غالب $S_p = -0.013 \pm j1.42$ که معادل است با بازه زمانی نوسان $T_p = 4.42$ s و میرایی $1\%D$ این نوسان سطح منطقه ای به طور ضعیف میرا می شود.

بر مبنای مدل جزئی فعلی سیستم E-ENTSO سنکرون و گسترش یافته با مدل بخش ترکیه، رفتار دینامیک سیستم E-ENTSO وسعت یافته تحلیل می شود. سیستم E-ENTSO وسعت یافته حاصل، وسعت زیادی در جهت شرق-غرب دارد. به علاوه اتصال بین ترکیه و بلغارستان ضعیف است.

برای تحلیل رفتار دینامیک سیستم قدرت وسعت یافته تعدادی سناریو در نظر گرفته می شوند. در سناریو اول، هیچ تبادل توان اکتیو بین ترکیه و بلغارستان اتفاق نمی افتد. در سناریو دوم، واردات توان اکتیو به ترکیه و در سناریو سوم، صادرات توان اکتیو ۵۰۰ مگاواتی از ترکیه تحلیل می شود. در سناریو چهارم اثر اضافی یک تبادل برق بین اسپانیا و فرانسه بر رفتار میرایی نوسان، در نظر گرفته می شود.

اتصال HVDC به سیستم برق ایران

اتصال HVDC به همسایه های شرقی ترکیه مانند سیستم قدرت ایران، راه حل پشتیبانی دیگری است. اتصال HVDC کمک می کند که سیستم قدرت وسعت یافته E-ENTSO پایدار شود و رفتار میرایی نوسان کل سیستم بهبود پیدا کند.

سنکرون سازی سیستم های قدرت E-ENTSO و ترکیه

در ساعت ۹:۲۵ مورخ ۲۰۱۰/۹/۱۸ اولین خط بین ترکیه و بلغارستان بسته شد و در نتیجه در همان زمان سیستم قدرت ترکیه با سیستم قدرت E-ENTSO به حالت سنکرون درآمد. عملکرد پایدار هر دو سیستم اتفاق افتاد. بعد از آن خط دوم بین ترکیه و بلغارستان و همچنین خط بین ترکیه و یونان با موفقیت بسته شد.

به هم پیوستگی آزمایشی موازی TEIAS با ناحیه سنکرون ENTSO-E اروپای قاره ای

در ساعت ۹:۲۵ مورخ ۱۸ سپتامبر ۲۰۱۰ (CET) سیستم قدرت ترکیه با سیستم های قدرت به هم پیوسته اروپای قاره ای سنکرون شد. بر طبق رویه های ENTSO-E در طی این زمان امنیت و عملکرد سیستم های به هم پیوسته رصد خواهد شد.

سیستم قدرت ترکیه با دو خط ۴۰۰ کیلوولت به سیستم بلغارستان و یک خط ۴۰۰ کیلوولت به سیستم یونان متصل می شود. عملکرد موازی درون منطقه سنکرون اروپای قاره ای، کیفیت و امنیت تامین برق در ترکیه افزایش خواهد داد و پیش بینی می شود سرانجام دسترسی به بازار برق اروپا فراهم شود. در نگاه مبادلات تجاری برق، این دوره عملکرد موازی آزمایشی، به سه فاز تقسیم می شود:

۱. دوره پایدارسازی بدون تبادل انرژی برنامه ریزی شده. این فاز دو هفته ادامه خواهد داشت.
۲. بعد از ارزیابی دوره پایدارسازی، تبادل غیرتجاری انرژی بین بهره بردار سیستم ترکیه و بهره برداران سیستم انتقال بلغارستان و یونان به ترتیب به صورت دو طرفه و در هر دو مرز انجام خواهد شد. در نتیجه، تبادل برق فیزیکی بدون هیچ گونه مشارکت تجاری صورت خواهد گرفت. همه جریانات انرژی برگشت پذیر خواهد بود و برق فرستاده شده، به ناحیه اصلی تعرفه برگشت داده می شود. تراز برق برای TSO های درگیر صفر خواهد بود. این فاز برای دو هفته ادامه خواهد یافت.
۳. پس از موفقیت این دو مرحله، دوره آزمایشی تا مرحله ۳ ادامه خواهد یافت، که در آن تخصیص ظرفیت محدود برای تبادل برق تجاری بین ترکیه و منطقه سنکرون اروپای قاره ای در ENTSO-E مطابق رویه های توافق شده متقابل بین بلغارستان، یونان و ترکیه و مطابق با قوانین اتحادیه اروپا و روش های ENTSO-E، مجاز خواهد بود.

قوانین حراج برای مبادلات تجاری در موعد مقرر منتشر و توسط ENTSO-E به طور جداگانه اعلام خواهد شد. تا آوریل ۲۰۱۴، گروه منطقه ای کامل اروپای قاره ای و گروه منطقه ای جنوب شرقی قاره (RG CSE) تصمیم به کار همگام دائمی سیستم ترکیه با سیستم اروپای قاره ای گرفتند. در سال ۲۰۱۴ توافقنامه بلند مدت به TEIAS ارائه شد. به هم پیوستگی ترکیه و ENTSO-E در سال ۲۰۱۷ به حالت سنکرون دائمی درآمد.

بخش ششم) نمونه های تجربه شده بهم پیوستگی DC

۱. اتصال پارا به ریودوژانیرو در برزیل

خط انتقال ۸۰۰ کیلوولت بلومونت- ریودوژانیرو در برزیل بلندترین خط UHVDC جهان به طول ۲,۵۳۹ کیلومتر است که برق را از نیروگاه برق آبی ۱۱۲۰۰ مگاواتی بلومونت واقع در پارا به ریودوژانیرو انتقال می دهد و قادر است حداکثر ۴۰۰۰ مگاوات توان را منتقل کند.

ساخت این خط انتقال که به خط Belo Monte UHVDC Bipole II نیز مشهور است، با هزینه کل ۲,۱۴ میلیارد دلار در سپتامبر ۲۰۱۷ آغاز و در آوریل ۲۰۱۹ به پایان رسید. این خط در حالی که از ۸۱ شهر می گذرد، انرژی الکتریکی را از شمال برزیل (منطقه آمازون) به ساحل جنوب شرقی این کشور منتقل می کند و قادر است برق حدود ۲۲ میلیون نفر را در جنوب شرقی برزیل تامین کند.

این سیستم UHVDC، شامل دو ایستگاه مبدل ۴ گیگاواتی است. اولین ایستگاه AC به DC در شینگو و ایستگاه دوم که DC به AC است در پاراکامبی (در ریودوژانیرو) واقع است. همچنین این سیستم که از خطوط انتقال هوایی استفاده می کند، متشکل از ۴۴۴۸ دکل ۱۰۵ متری، ۱۴ ترانسفورماتور ۸۰۰ کیلوولت و ۱۴ ترانسفورماتور ۴۰۰ کیلوولت است.

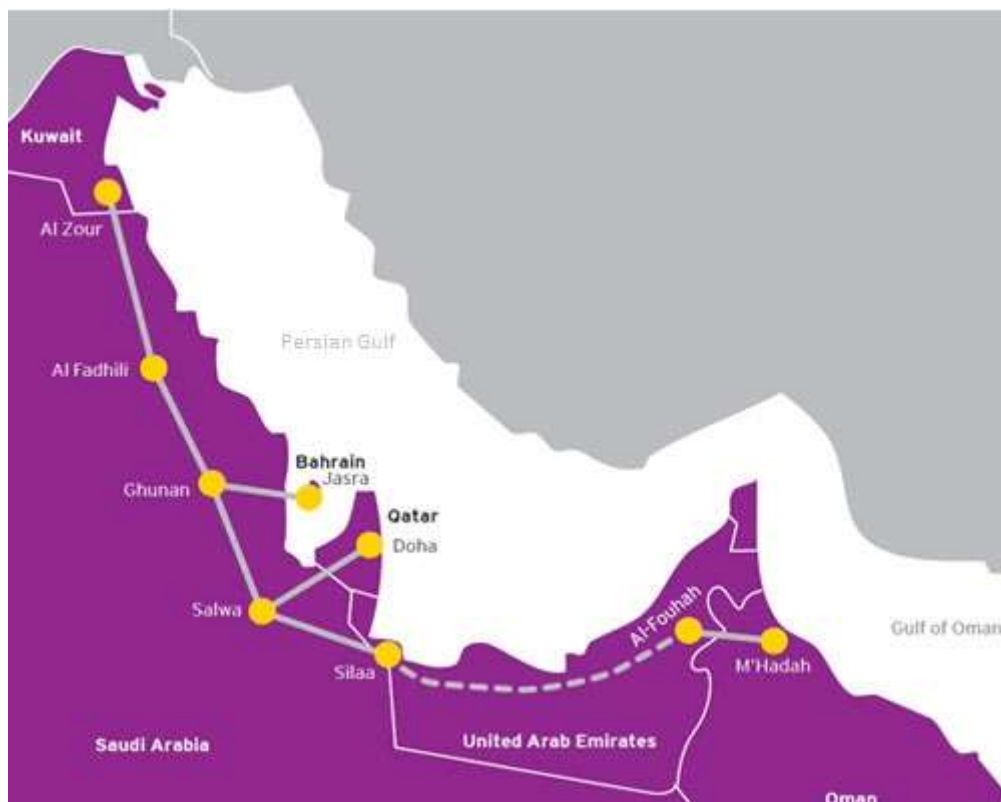
خط انتقال UHVDC بلومونت-ریودوژانیرو توسط شرکت شبکه دولتی چین (SGCC) و شرکت های تابعه PowerChina به عنوان بخشی از جاده ابریشم جدید (BRI) ساخته شد. ارزش کل تجهیزات برقی وارد شده از چین برای این پروژه حدود ۷۲۰ میلیون دلار تخمین زده شده است.

همچنین مطالعات طراحی شهری، الکتریکی و الکترومکانیکی این پروژه توسط شرکت Tractabel Engie انجام شد و شرکت ABB تحت یک قرارداد ۷۵ میلیون دلاری، ۱۴ عدد ترانسفورماتور ۴۰۰ کیلوولتی ایستگاه مبدل را تحویل داد.

بانک توسعه برزیل (BNDES) نزدیک به ۱,۳ میلیارد دلار از هزینه پروژه خط انتقال UHVDC بلومونت- ریودوژانیرو را تامین کرد. ساخت و بهره برداری این خط انتقال به مدت ۳۰ سال به هلدینگ شبکه دولتی برزیل (SGHB) که تابعه شرکت SGCC است، سپرده شد. SGCC طی سال های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۹ بیش از ۱۲,۴ میلیارد دلار در برزیل سرمایه گذاری کرده است که تقریباً ۶۰٪ از کل سرمایه گذاری های خارجی این شرکت در این دوره را شامل می شود.

۲. اتصال عربستان به کشورهای حاشیه خلیج فارس

کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس (GCC) در سال ۲۰۰۱ اقدام به راهاندازی سازمان بهم پیوستگی شورای همکاری خلیج فارس (GCCIA) کردند که هدف آن اشتراک منابع ۶ کشور عضو در راستای ایجاد اقتصاد انرژی مقاوم بود. کویت، بحرین، قطر، امارات متحده عربی، عمان و عربستان اعضای GCC هستند.



شکل ۱۳- بهم پیوستگی شبکه های برق کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس

پروژه شبکه بهم پیوسته GCCIA در ۳ فاز تعریف و اجرا شد. فاز اول شامل اتصال شبکه برق کشورهای شمالی منطقه یعنی کویت، عربستان، بحرین و قطر بود. فاز دوم مربوط به تغییرات داخلی شبکه برق بخش جنوبی یعنی امارات و عمان و سنکرون سازی شبکه برق این دو کشور مربوط بود و در فاز سوم شبکه برق بخش شمالی و جنوبی بهم متصل شدند. از آنجایی که شبکه انتقال برق عربستان، ۳۸۰ کیلوولت ۶۰ هرتز و شبکه سایر اعضا ۴۰۰ کیلوولت ۵۰ هرتز است، لازم بود برای اتصال شبکه عربستان به شبکه بهم پیوسته از روش HVDC استفاده شود. بنابراین فاز یک پروژه به ترتیب زیر انجام گرفت:

- یک خط انتقال دو مداره ۴۰۰ کیلوولت ۵۰ هرتز از الزور (کویت) به دوحه جنوبی (قطر) با گذر از غونان (عربستان) با پست های مورد نیاز کشیده شد که یک اتصال میانی در الفضلی (عربستان) نیز برقرار شد.
- یک اتصال به شکل back to back HVDC به سیستم قدرت ۳۸۰ کیلوولت ۶۰ هرتز عربستان در الفضلی ایجاد شد.
- از آنجایی که بحرین جزیره است و باید بخشی از خط انتقال از آب بگذرد، یک خط انتقال دو مداره ۴۰۰ کیلوولت ۵۰ هرتز شامل خطوط هوایی و زیردریایی از غونان (عربستان) به الجزرا (بحرین) به همراه پست های مرتبط ایجاد شد.
- یک مرکز کنترل در غونان عربستان تاسیس شد که با مرکز کنترل ملی هر کشور عضو در ارتباط است و وظیفه آن اطمینان از امنیت سیستم، کنترل دسترسی به اتصالات، تنظیم فرکانس و تنظیم مبادلات، هماهنگی عملکرد بهم پیوستگی و ضبط و صدور معاملات است.
- سیستم back to back پیاده سازی شده در توان ۱۸۰۰ مگاوات کار می کند و از سه پست ۶۰۰ مگاوات تشکیل شده است که به صورت همزمان و در یک مکان ساخته شدند. هر پست هم می تواند مستقل کار کند و هم هماهنگ با دو پست دیگر راه اندازی شود. این ایستگاه مبدل ۳ قطبی HVDC در نزدیکی پست ۳۸۰ کیلوولت AC الفضلی متعلق به شرکت برق سعودی که از قبل موجود بود، قرار گرفت.
- این ایستگاه مبدل در عربستان سعودی، تقریباً ۱۰۰ کیلومتری شمال غربی دمام واقع شده و متعلق به سازمان بهم پیوستگی شورای همکاری خلیج فارس (GCCIA) است. این ایستگاه در سال های ۲۰۰۶ تا ۲۰۰۹ توسط شرکت Ar & T (در حال حاضر Alstom Grid) ساخته شده است.
- یکی از اصلی ترین کارکردهای HVDC جستجوی مداوم برای وقوع ائتلاف انرژی در شبکه های بهم پیوسته است. هنگامی که از بین رفتن تولید در بخشی از شبکه تشخیص داده شود، پیوند HVDC به سیستم توان تزریق می کند و از طریق استفاده از کنترل فرکانس، سیستم را به شرایط عادی باز می گرداند.

ملاحظات محیطی

منطقه عربستان بسیار گرم و خشک و دارای گرد و غبار است و این موضوع چالش خاصی را برای این پروژه به وجود آورد. پست ایستگاه مبدل در بیابان واقع شده است، و این در حالی است که تالار درگاهها برای شیرهای تریستور HVDC به کیفیت هوای بالایی نیاز دارد. تهویه مطبوع تالار به صورت مدار بسته است. هوای بالا رونده قبل از استفاده شدیداً فیلتر می شود و فشار هوا در تالار درگاه، اندکی حفظ می شود تا از ورود آلاینده ها در طوفان های مکرر ماسه جلوگیری شود. تجهیزات خنک کننده به دلیل دمای محیط + ۵۵ درجه سانتیگراد و نبود آب شیرین برای خنک کننده، بزرگترین تجهیزات برای نصب HVDC تاکنون بوده است. خنک کردن موازی برای درگاه های تریستور جهت حفظ دما در محدوده مناسب ضروری است.

بخش هفتم) چالش‌ها، منافع و موانع برای ایران

ایران در حال حاضر با تمام کشورهای هم‌مرز خشکی، تبادل توان دارد. اما این لزوماً به معنی بهم پیوستگی شبکه‌های برق این کشورها با ایران نیست. ایران در مرزهای شرقی هیچ‌گونه بهم پیوستگی الکتریکی ندارد. در حال حاضر شبکه برق کشور با شبکه ارمنستان به صورت دائمی و با شبکه عراق به صورت آزمایشی سنکرون است. همچنین یک اتصال back to back HVDC بین ایران و ترکیه و در خاک کشور ترکیه در حال احداث است تا شبکه برق دو کشور به صورت HVDC بهم متصل شود.



شکل ۱۴- ارتباطات الکتریکی فعلی و برنامه‌ریزی شده ایران با کشورهای همسایه

تصمیم‌گیری برای چگونگی اتصال به شبکه برق کشورهای اطراف، وابسته به وضعیت و کیفیت شبکه برق دو طرف، برنامه‌های آتی سیستم قدرت هر کشور، شرایط زیست محیطی و اقتضات فناوری و مالی طرفین است. برای مثال از نظر مسائل زیست محیطی بحث حریم خط که در فناوری HVDC بسیار فضای کمتری از محیط زیست را تحت تاثیر قرار می‌دهد، بیشتر چالشی برای محیط‌های جنگلی است، پس این معیار برای اتصال ایران به کشورهای شرقی می‌تواند در اولویت کمتری باشد. همچنین مسئله انتشار اغتشاشات یک شبکه به شبکه برق کشور عاملی است برای عدم سنکرون‌سازی دو شبکه اما از سوی دیگر، در صورتی که با بکارگیری ادوات FACTS و تجهیزات حفاظتی امکان سنکرون‌سازی ایمن دو شبکه وجود داشته باشد، منافع سیاسی سهل‌الوصول‌تری خواهد داشت.

مسئله تبادل برق با سایر کشورهای دورتر از مرز ایران برای گام های بعدی نیز عامل مهمی است، چراکه ممکن است در نحوه اتصال ایران به کشور همسایه موثر باشد. به طور مثال چنانچه ایران بخواهد با شبکه برق روسیه به شکل AC متصل و سنکرون شود، یک مسیر برای این اتصال، سنکرون شدن با شبکه برق کشور آذربایجان است.

مسئله مهم برای ایران این است که فناوری HVDC در کشور وجود ندارد و تجربه ای هم در این زمینه تا کنون اتفاق نیفتاده است. اتصال back to back HVDC با ترکیه نیز توسط کشور ترکیه سرمایه گذاری و به پیمان کاران خارجی سپرده شد است. چراکه این کشور با سنکرون شدن با شبکه برق اروپا، بنا دارد برای حفظ و ارتقای پایداری شبکه خود، به کشورهای ایران، عراق و سوریه به صورت back to back HVDC متصل شود.

کریدورهای انتقال توان بالا برای ایران

با روند توسعه شبکه برق کشورهای مختلف، نیاز به انتقال احجام بالای توان الکتریکی از مراکز تولید به مراکز مصرف، پررنگ شدن مزیت های نسبی تولید برق از برخی منابع اولیه انرژی نظیر انرژی های تجدیدپذیر و دور شدن مراکز عمده تولید برق از مراکز مصرف و مناطق شهری به دلیل محدودیت های زیست محیطی، فناوری های انتقال توان با ظرفیت بالا در بسیاری از کشورهای پیشرفته دنیا، بسط و نفوذ قابل ملاحظه ای یافته است.

هر چند یکی از نموده های اصلی افزایش ظرفیت انتقال برق، بالا رفتن سطوح ولتاژ انتقال است، اما در کنار آن استفاده از سایر فناوری های انتقال توان در ظرفیت بالا نظیر استفاده از هادی های موازی بیشتر در خطوط انتقال (چه به صورت افزایش مدارهای موازی و چه به صورت افزایش هادی های گروهی (باندل)) استفاده از هادی های پر ظرفیت و استفاده از فناوری ظرفیت دینامیک خطوط نیز در استفاده بهینه از کریدور ایجاد شده بسیار جدی شده است. دیدگاه کریدورهای انتقال توان با ظرفیت بالا، یکی از نگرش های نوین در توسعه شبکه برق کشور و ایجاد زیرساخت های مستحکم برای آن در طی دهه های بعدی می باشد. لازمه پیاده سازی زیرساخت های انتقال توان با ظرفیت بالا، بکارگیری فناوری های مربوطه است که با برنامه ریزی های مناسب می تواند زیرساخت مستحکمی را برای شبکه برق کشور طی سال های آتی فراهم آورد.

تصویر زیر نتیجه یکی از بررسی های انجام شده، برای مقایسه فناوری های HVAC، EHVAC و HVDC جهت استفاده در خطوط انتقال با ظرفیت بالا در داخل کشور است که انرژی الکتریکی را از مراکز مازاد تولید در کشور به مراکز

مبدا	مقصد	فناوری	مجموع هزینه ها	حریم خط	فناوری منتخب
ترکیه	پاکستان	EHVAC	۷۴۰۶	۱۵۰	HVDC
		HVDC	۴۴۴۱	۸۸	
قفقاز	پاکستان	EHVAC	۷۲۳۵	۱۰۰	HVDC
		HVDC	۴۳۶۷	۸۸	
ترکیه	ترکمنستان	EHVAC	۵۵۵۴	۱۰۰	HVDC
		HVDC	۳۵۴۷	۸۸	

شکل ۱۶- تصویر مقایسه جدولی از مجموع هزینه ها و حریم خط دو فناوری HVDC و EHVAC برای مسیرهای ترانزیتی برق کشورهای همسایه در ایران [۶]

چنانچه گفته شد، برای برخی مسیرهای **ترانزیتی** مطالعه شده، اتصال HVDC بهترین نوع اتصال (از منظر اقتصادی و حریم خط) است. برنامه ریزی برای اجرای این پروژه ها می تواند بستر ورود فناوری HVDC به کشور شود و زمینه بومی سازی آن را فراهم کند. اما نباید به توجیهی برای معطل ماندن پروژه ها و از بین رفتن منافع منطقه ای ایران و فرصت سوزی تبدیل شود.

از سوی دیگر فرکانس شبکه برق همه همسایگان ایران ۵۰ هرتز و با فرکانس شبکه برق کشور یکی است. همچنین با توجه به گستردگی شبکه برق ایران، اتصال به کشورهایی که شبکه برق آن ها تا نزدیکی مرز ایران توسعه یافته است (برای مثال افغانستان این گونه نیست)، به خطوط انتقال با مسافت زیاد نیاز ندارد، لذا برای اکثر همسایگانی که مرز خاکی با ایران دارند، الزامی برای اتصال HVDC وجود ندارد. تنها عامل اتصال به صورت DC با کشورهای همجوار می تواند عدم تاثیرپذیری شبکه ها و عدم انتقال اغتشاشات از یک شبکه به شبکه دیگر باشد که این موضوع باید برای هر کشور همسایه جداگانه بررسی شود و نهایتا در یک نقشه جامع، برنامه ریزی برای شبکه بهم پیوسته منطقه ای با محوریت ایران صورت گیرد.

بخش هشتم) منابع

- 1- Opportunities and Challenges for Interconnection of Iran Grid into Neighboring Countries, Monenco group
- 2- <https://www.nsenergybusiness.com>
- 3- <https://www.GEGridSolutions.com>
- 4- <https://www.siemens.com>
- ۵- مزیت سنجی توسعه فناوری سیستم های جریان مستقیم در مقابل جریان متناوب برای زیرساخت های آتی شبکه انتقال کشور، علی آرانی زاده، محمد جعفریان و همایون برهمندپور، سی و سومین کنفرانس بین المللی برق، ۱۳۹۷
- ۶- مطالعات امکان سنجی استفاده از کریدورهای انتقال توان با ظرفیت بالا برای ایران در افق ۱۴۱۰، پژوهشگاه نیرو،

۱۳۹۶