Sahand University of Technology

DOR: 20.1001.1.23223146.1401.9.2.1.9

Journal of Nonlinear Systems in Electrical Engineering

Vol. 13, No. 1

Spring and Summer 2026

ISSN: 2322 – 3146

http:// jnsee.sut.ac.ir

Fractional-order Control Strategy for TCSC in Coordination with AGC to Reinforce Frequency Resilience under Multiple Cybersecurity Threats in a Nonlinear Hybrid Competitive Cyber-physical Power

J Javad Morsali[1*], Masoud Alilou[2]

[1,2]Department of Electrical Engineering, Engineering Faculty of Khoy, Urmia University of Technology, Khoy, Iran

*Corresponding author email: j.morsali@uut.ac.ir

Abstract

Today, widespread cybersecurity threats necessitate effective control of existing devices in power systems to develop resilient control strategies, which is more important than ever. Frequency resilience in cyber-physical power systems under cyber and delay-inducing attacks challenges the automatic generation control (AGC). Capacitive energy storage (CES) and thyristor-controlled series capacitor (TCSC) are among the most widely used devices to reinforce AGC, with no background for improving frequency resilience. This research presents a precise, dedicated dynamic model of a TCSC equipped with resilient fractional-order controllers (FOCs) as part of a coordinated design strategy with AGC for a nonlinear, hybrid, competitive cyber-physical power system. The coordinated design is treated as an optimization problem, in which an integral of time-weighted squared error (ITSE) index is minimized using metaheuristic algorithms. Simulations demonstrate that in a 3.5-second delayed power system controlled by the proposed FOCs-based TCSC-AGC, oscillations are damped within a maximum of 200 seconds. So, resilience against delay-inducing attacks is significantly higher compared to the earlier CES-AGC, which has a maximum tolerable time delay of only 1.1 seconds. Also, the power system controlled by the proposed strategy is fully resilient to false data injection (FDI)-type cyberattacks, including location-based, ramp, exogenous, and strategic attacks, unlike the former CES-AGC approach. Furthermore, the proposed strategy is resilient to simultaneous FDI cyber threats and delay-inducing attacks, even without parameter readjustment. Sensitivity analyses confirm the robustness of dynamic responses to ±25% variations in the synchronization coefficient or ±20% changes in loading relative to nominal values when employing the proposed approach.

Keywords

Thyristor controlled series capacitor (TCSC), fractional-order control strategy, automatic generation control (AGC), cybersecurity threats, false data injection (FDI)-type cyberattack, communication time delay (CTD), resilient control approach, nonlinear hybrid competitive cyber-physical power system

1. Short Introduction

This study presents a comprehensive literature review of the last 10 years on the application of TCSC to frequency regulation in nonlinear power systems. It describes weaknesses in the dynamic models used for TCSC and ESDs, as well as flaws in their coordinated control schemes for improving AGC performance. Moreover, research on controlling TCSC to support AGC and enhance resilience against cybersecurity threats is limited. To address these gaps, this paper proposes a new resilient TCSC-AGC coordinated control strategy based on FOCs. For the first time, TCSC participation in reinforcing frequency resilience of a nonlinear hybrid competitive cyber-physical power system under various FDI cyberattacks and CTDs is investigated and compared with the existing CES-AGC coordinated approach.

2. Proposed Work

The simultaneous design of the proposed FOCs-based TCSC and AGC is formulated as a nonlinear minimization problem, in which the ITSE performance index is minimized using metaheuristic algorithms such as IPSO and MGSO. A nonlinear restructured cyber-physical power system is considered, incorporating DFIG-based WTGs and PVs. The frequency resilience of the cyber-physical power system, controlled by the proposed strategy, is investigated by time-domain simulations under different CTDs to determine the MTTD. The results show that the proposed FOCs-based TCSC and AGC, with MTTD=3.5 seconds, outperform the earlier CES-AGC, with MTTD=1.1 seconds, in withstanding large CTDs. Also, by readjusting the proposed controllers for the power system under MTTD, smaller ITSE indices can still be achieved, and larger CTDs (up to 5 seconds) can be tolerated. This paper verifies the effectiveness of the proposed FOCs-based TCSC and AGC coordinated control strategy in improving the cyber-physical power system's resilience under various FDI cyberattacks, even with concurrent CTDs, whereas the existing CES-AGC fails to provide any resilient controllers.

3. Conclusion

Dynamic simulations under a competitive environment show that, compared to the existing CES-AGC, the proposed FOCs for TCSC, coordinated with AGC, provide resilient responses under large CTDs. Further analyses show that the proposed TCSC control strategy, coordinated with the AGC loop, is quite resilient against various FDI-type cybersecurity threats, including location-based, ramp, exogenous, and strategic cyberattacks, in contrast to the existing CES-AGC, which becomes dynamically unstable under these attacks. The proposed TCSC-AGC approach also remains resilient to concurrent cyberattacks and large CTDs, even without parameter resets. Sensitivity analyses confirm the robustness of the responses to changes in the system's key parameter, the synchronization coefficient, and in loading conditions.

راهبرد کنترل مرتبه کسری TCSC هماهنگ با کنترل خودکار تولید برای تقویت تاب‌آوری فرکانس تحت تهدیدات امنیت سایبری چندگانه در یک سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی

جواد مرسلی[1]*، مسعود علیلو[2]

[1] نویسنده مسئول، استادیار، دانشکده فنی و مهندسی خوی، دانشگاه صنعتی ارومیه، خوی، ایران

[2] استادیار، دانشکده فنی و مهندسی خوی، دانشگاه صنعتی ارومیه، خوی، ایران

* **آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول:** j.morsali@uut.ac.ir

دانشگاه صنعتی سهند

DOR: 20.1001.1.23223146.1401.9.2.2.0

نشریه سامانه‌های غیرخطی در مهندسی برق

دوره ۱۳ - شماره ۱

بهار و تابستان ۱۴۰۵

صفحات ۱۹ الی ۶۷

ISSN: 2322-3146

http:// jnsee.sut.ac.ir

تاریخ ارسال: ۱۴۰۵/۰۵/۰۴ **تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۷/۰۳** **تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۷/۱۲**

چکیده

امروزه با گسترش تهدیدات امنیت سایبری، ضرورت کنترل مؤثر ادوات موجود در سیستم‌های قدرت با هدف توسعه راهبردهای کنترلی تاب‌آور بیش از پیش مطرح است. تاب‌آوری فرکانسی در سیستم‌های قدرت سایبرفیزیکی تحت حملات سایبری و تأخیرزا، کنترل خودکار تولید (AGC) را به چالش می‌کشد. ذخیره‌ساز انرژی خازنی (CES) و خازن سری کنترل شده با تریستور (TCSC) از پرکاربردترین ادوات برای تقویت AGCبدون پیشینه پژوهشی برای بهبود تاب‌آوری فرکانس هستند. این تحقیق یک مدل دینامیکی اختصاصی دقیق از TCSC مجهز به کنترل‌کننده‌های مرتبه کسری (FOCs) تاب‌آور را در قالب یک راهبرد طراحی هماهنگ با AGC برای سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی ارائه می‌دهد. طراحی همزمان یک مسأله‌ی بهینه‌سازی قلمداد می‌شود که در آن شاخص انتگرال زمان در مجذور خطا (ITSE) با الگوریتم‌های فراابتکاری حداقل‌سازی می‌گردد. شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد در سیستم قدرت کنترل‌شده با TCSC-AGC پیشنهادی نوسانات فرکانس نواحی و توان با وجود تأخیر ۳/۵ ثانیه‌ای حداکثر طی ۲۰۰ ثانیه میرا می‌شوند که در مقایسه با رویکرد پیشین CES-AGC با حداکثر تأخیر زمانی قابل تحمل ۱/۱ ثانیه‌ای، تاب‌آوری در برابر حملات تأخیرزا خیلی بیشتر است. همچنین، سیستم قدرت کنترل‌شده با راهبرد پیشنهادی، برخلاف رویکرد CES-AGC، مقابل حملات سایبری از نوع تزریق داده کاذب (FDI) شامل حمله مبتنی بر مکان، شیب، برون‌زا و راهبردی کاملاً تاب‌آور است. بعلاوه، راهبرد پیشنهادی مقابل تهدیدات همزمان FDI و حملات تأخیرزا، حتی بدون بازتنظیم پارامترها، تاب‌آور است. تحلیل‌های حساسیت مؤید مقاوم بودن پاسخ‌های دینامیکی در برابر ٪۲۵± تغییر در ضریب سنکرونیزاسیون یا ٪۲۰± تغییر در بارگذاری نسبت به مقدار نامی هنگام استفاده از طرح پیشنهادی است..

واژه‌های کلیدی

خازن سری کنترل شده با تریستور

راهبرد کنترل مرتبه کسری

کنترل خودکار تولید

تهدیدات امنیت سایبری

حمله سایبری از نوع تزریق داده کاذب

تأخیر زمانی ارتباطاتی

رویکرد کنترل تاب‌آور

سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی

لیست عبارات و اختصارات

AGC	Automatic generation control	کنترل خودکار تولید
RES	Renewable energy source	منبع انرژی تجدیدپذیر
WTG	Wind turbine generator	ژنراتور توربین بادی
DFIG	Doubly fed induction generator	ژنراتور القایی دو سو تغذیه
PV	Photovoltaic	پنل خورشیدی
GRC	Generation rate constraint	قید نرخ تولید
TD	Time delay	تأخیر زمانی
ESD	Energy storage device	ادوات ذخیره‌ساز انرژی
VRFB	Vanadium redox flow battery	باتری جریان اکسایشی- کاهشی وانادیومی
DEG	Diesel engine generator	ژنراتور دیزلی
GPP	Geothermal power plant	نیروگاه زمین‌گرمایی
DSTS	Dish-stirling solar thermal system	سیستم حرارتی خورشیدی بشقابی استرلینگ
SOFC	Solid-oxide fuel cell	پیل سوختی اکسید جامد
EV	Electric vehicle	خودرو برقی
DG	Distributed generation	تولید پراکنده
FOC	Fractional order controller	کنترل‌کننده مرتبه کسری
FOPID	Fractional order proportional integral derivative	مشتقی انتگرالی تناسبی مرتبه کسری
AVR	Automatic voltage regulator	تنظیم‌کننده ولتاژ خودکار
TID	Tilt integral derivative	مشتقی انتگرالی شیب
TCSC	Thyristor controlled series capacitor	خازن سری کنترل شده با تریستور
IOC	Integer order controller	کنترل‌کننده مرتبه صحیح
SMES	Superconducting magnetic energy storage	ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابررسانا
CES	Capacitive energy storage	ذخیره‌ساز انرژی خازنی
FDI	False data injection	تزریق داده کاذب
BES	Battery energy storage	سیستم ذخیره‌ساز انرژی باتری
FES	Flywheel energy storage	سیستم ذخیره‌ساز انرژی چرخ طیار
UC	Ultra capacitor	ابرخازن
CPSS	Conventional power system stabilizer	پایدارساز سیستم قدرت سنتی
FACTS	Flexible alternating current transmission system	سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف‌پذیر
PID	proportional integral derivative	مشتقی انتگرالی تناسبی
CV	Contract violation	نقض قرارداد
MTTD	Maximum tolerable time delay	حداکثر تأخیر زمانی قابل تحمل
ITSE	Integral time-multiplied squared error	انتگرال زمان در مجذور خطا
IPSO	Improved particle swarm optimization	بهینه‌سازی ازدحام ذرات بهبودیافته
EPF	Economic participation factor	ضریب مشارکت اقتصادی
CPF	Contract participation factor	ضریب مشارکت قرارداد
BD	Boiler dynamics	دینامیک بویلر
LSC	Line side converter	مبدل سمت خط
ACE	Area control error	خطای کنترل ناحیه
RSC	Rotor side converter	مبدل سمت روتور
ISE	Integral squared error	انتگرال مجذور خطا
DC	Direct current	جریان مستقیم
ITAE	Integral time-multiplied absolute error	انتگرال زمان در قدرمطلق خطا
MGSO	Modified group search optimization	بهینه‌سازی جستجوی گروهی اصلاح‌شده
DPM	Disco participation matrix	ماتریس مشارکت شرکت توزیع
DISCO	Distribution company	شرکت توزیع
MPPT	Maximum power point tracking	ردیابی نقطه توان حداکثر
FC	Fuel cell	پیل سوختی
GDB	Governor dead-band	باند راکد گاورنر
GENCO	Generation company	شرکت تولید

Print

CTD	Communication time delay	تأخیر زمانی ارتباطی
IAE	Integral absolute error	انتگرال قدر مطلق خطا
AC	Alternating current	جریتان متناوب
MG	Micro grid	ریزشبکه
FR	Frequency regulation	تنظیم فرکانس
ROCOF	Rate of change of frequency	نرخ تغییر فرکانس
FLP	Frequency linked pricing	قیمت‌گذاری مبتنی بر فرکانس
HES	Hydrogen energy storage	ذخیره انرژی هیدروژن
DOGSA	Disrupted oppositional-learned gravitational search algorithm	الگوریتم جستجوی گرانشی یادگیری‌شده‌ی تقابلی مختل‌شده
ICA	Imperialistic competition algorithm	الگوریتم رقابت استعماری
MFO	Moth flame optimization	بهینه‌سازی شعله پروانه
SBOA	Secretary bird optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی پرنده منشی
WCA	Water cycle algorithm	الگوریتم چرخه آب
SRSR	Swarm robotics search and rescue	جستجو و نجات رباتیک گروهی
DTO	Driving training-based optimization	بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش رانندگی
AFA	Artificial flora algorithm	الگوریتم گیاهان مصنوعی
MPO	Memory-based political optimizer	بهینه‌ساز سیاسی مبتنی بر حافظه
CSOA	Cuckoo search optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی جستجوی فاخته
SGO	Squid game optimizer	بهینه ساز بازی اسکوئید
SSA	Salp swarm algorithm	الگوریتم ازدحام سالپ
SA	Simulated annealing	آنیلینگ شبیه‌سازی شده
JS	Jellyfish search	جستجوی عروس دریایی
PDO	Prairie dog optimizer	بهینه‌ساز سگ‌های دشتی
DE-AEFA	Differential evolution-artificial electric field algorithm	الگوریتم میدان الکتریکی مصنوعی تکامل تفاضلی
FOA	Fruitfly optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی مگس میوه
BA	Bat algorithm	الگوریتم خفاش
CFA	Chaos-based firefly algorithm	الگوریتم کرم شب تاب مبتنی بر آشوب
BUZOA	Buzzard optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی Buzzard
WOA	Whale optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی نهنگ
QOHS	Quasi oppositional harmony search	جستجوی هماهنگی شبه تقابلی
MVO	Multi verse optimizer	بهینه ساز چند آیه ای
GOA	Grasshopper optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی ملخ
hTLBO-PS	Hybrid teaching learning based optimization and pattern search	بهینه‌سازی ترکیبی مبتنی بر آموزش و یادگیری و جستجوی الگو
ANFIS	Adaptive neuro fuzzy inference system	سیستم استنتاج فازی عصبی تطبیقی
HAEFA	Hybrid artificial electric field	میدان الکتریکی مصنوعی ترکیبی
I-FDO	Improved-fitness dependent optimizer	بهینه‌ساز وابسته به برازش بهبود یافته
DSOA	Donkey and smuggler optimization algorithm	الگوریتم بهینه‌سازی الاغ و قاچاقچی
DSM	Direct search method	روش جستجوی مستقیم
SOS	Symbiotic organism search	جستجوی موجودات همزیست
IT2FLC	Interval type-2 fuzzy logic control	کنترل منطق فازی نوع-۲ بازه ای
STA	Sooty tern algorithm	الگوریتم پرستوی دودی
CRM	Constant-parameter realistic model	مدل واقعی پارامتر ثابت
DoS	Denial of service	عدم ارایه خدمات
ESS	Energy storage system	سیستم ذخیره ساز انرژی
TCR	Thyristor controlled reactor	راکتور کنترل شده با تریستور

Preprint

۱- مقدمه

۱-۱- بیان مسأله

تاب‌آوری فرکانس سیستم‌های قدرت واقعی در یک محیط کاملاً رقابتی با انواع قراردادهای دوجانبه و اشتراکی، به یک کار چالش‌برانگیز برای حلقه کنترل خودکار تولید (AGC) تبدیل می‌شود. حفظ تاب‌آوری فرکانسی سیستم‌های قدرت ترکیبی، چالش‌های تنظیم فرکانس را، با توجه به ماهیت متغیر و غیر قابل پیش‌بینی توان خروجی منابع انرژی تجدیدپذیر(RESs)، مضاعف می‌کند. در چنین شرایطی، ملاحظات مربوط به محدودیت‌های فیزیکی و ذاتی غیرخطی در واحدهای تولیدی نظیر قید نرخ تولید (GRC)، باند راکدگاورنر (GDB)، دینامیک بویلر (BD) و تأخیرهای زمانی ارتباطاتی (CTD) در کانال‌های قبل و بعد مرکز AGC باعث می‌گردد حلقه AGC به تنهایی قادر به برآوردن نیازمندی‌های تنظیم فرکانس در حدود قابل قبول و رضایت‌بخش نباشد. به عنوان یک راه حل موثر، امروزه در مقالات متعددی از ادوات سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف‌پذیر (FACTS) و ادوات ذخیره‌سازی انرژی (ESDs) با پاسخ دینامیکی سریع برای بهبود عملکرد سیستم AGC استفاده شده است. خازن سری کنترل شده با تریستور (TCSC) یکی از پرکاربردترین ادوات FACTS در این موضوع است. لیکن، در طرح‌های کنترلی موجود پیرامون بکارگیری TCSC برای بهبود عملکرد AGC، نقاط ضعف مختلفی نظیر استفاده از مدل‌های تقریبی مبتنی بر بسط تیلور وجود دارد که به طور جامع در این تحقیق مرور و بررسی می‌شود. همچنین، مدل‌های دینامیکی ارائه شده برای مشارکت ادوات ذخیره‌ساز انرژی در مسأله AGC هرچند بعضاً از مدل‌های مرتبه بالا مبتنی بر دینامیک واقعی آن ذخیره‌ساز هستند، لیکن با پارامترهای ثابت در مدل ارائه شده‌اند و اساساً امکان طراحی هماهنگ با TCSC و یا AGC به منظور بهبود حداکثری عملکرد دینامیکی و افزایش تاب‌آوری سیستم قدرت تحت حملات سایبری وجود ندارد، درنتیجه حضور این مدل از ذخیره‌سازها اثربخشی محدودی در افزایش عملکرد AGC دارند. به علاوه، در برخی تحقیقات پیشین از مدل‌های بسیار ساده‌انگارانه با توابع تبدیل از نوع مرتبه اول، شامل صرفاً یک بهره و یک ثابت زمانی، برای مدل‌سازی دینامیک پیچیده FACTS و ESDs استفاده شده است که این مدل‌ها، چه به صورت پارامتر ثابت و چه قابل تنظیم، دینامیک منحصر به فرد آن تجهیزات را نشان نمی‌دهند و باعث می شود نتایج حاصل، قابل اتکا نباشد. در نتیجه، فقدان یک رویکرد طراحی هماهنگ بین FACTS و AGC با قابلیت تنظیم بهینه پارامترها و مبتنی بر دینامیک دقیق و اختصاصی ادوات که بتواند به تاب‌آوری فرکانس سیستم قدرت سایبرفیزیکی ترکیبی غیرخطی در مواجهه با انواع تهدیدات امنیت سایبری کمک کند، نشان‌دهنده یک شکاف پژوهشی است که نیاز به بررسی بیشتر دارد.

این مقاله، ضمن ارایه یک مدل دینامیکی دقیق برای مشارکت TCSC در تنظیم توان مبادله شده در خط اتصال بین نواحی سیستم قدرت (Tie-line)، به ارائه کنترل‌کننده‌های مرتبه کسری کمکی جدید برای دینامیک منحصر به فرد TCSC در قالب یک راهبرد طراحی هماهنگ با AGC می‌پردازد. هدف طرح پیشنهادی، بررسی تأثیر بکارگیری موثر TCSC به عنوان یک FACTS سری پرکاربرد در مسأله کنترل فرکانس ثانویه، بدون حضور ذخیره‌ساز انرژی و صرفاً هماهنگ با AGC، در بهبود تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت تحت تهدیدات امنیت سایبری مختلفی از نوع تأخیری و حملات سایبری از نوع تزریق داده کاذب (FDI)، به صورت مجزا و همزمان با هم و ارتقای خاصیت مقاوم بودن در برابر تغییرات در پارامترهای سیستم قدرت و بارگذاری می‌باشد. نتایج بدست آمده با رویکرد کنترل هماهنگ CES-AGC موجود در تحقیقات پیشین مقایسه خواهد شد.

Preprint

۱-۲- مرور مقالات، شکاف‌های پژوهشی و انگیزه‌های تحقیق

تجهیز TCSC یکی از پرکاربردترین ادوات FACTS است که با اهداف مختلفی در خطوط انتقال به صورت سری نصب می‌شود و به علت مزایای زیادی که دارد تحقیقات گسترده‌ای را به خود اختصاص داده است. در این تحقیق، جدول (۱) مرور جامعی از مقالات ده سال اخیر با محوریت کاربرد TCSC در مسأله تنظیم فرکانس سیستم های قدرت غیرخطی ارایه می کند.

جدول (۱): مرور مقالات با محوریت استفاده از TCSC در مسأله تنظیم فرکانس سیستم‌های قدرت

مرجع	تعداد نواحی	محیط تحلیل	ترکیب منابع تولید توان	کنترل‌کننده بار-فرکانس	ذخیره ساز انرژی		سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف‌پذیر		طراحی هماهنگ	قیود غیرخطی	تابع هدف	الگوریتم هوشمند
					نوع	مدل	نوع	مدل				
[۱]	دو	رقابتی	گازی، حرارتی، دیزلی، آبی، هسته‌ای- آبی، حرارتی، گازی	CPIDF-PDF, CPI-PDF	SMES	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	SSSC, UPFC, TCPS, TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	AGC-SMES-FACTS	-	ISE	GA
[۲]	سه	سنتی	حرارتی، آبی، حرارتی خورشیدی- حرارتی، آبی، زمین گرمایی- حرارتی، آبی، زمین گرمایی	FCPI-PIDN	RFB, CES, SMES	CRM	IPFC, UPFC, TCSC	$\frac{1}{T_{UPFC}s+1}$ $\frac{1}{T_{IPFC}s+1}$	AVR-AGC	GDB, GRC	ISE	AFA
[۳]	دو	سنتی	گازی، حرارتی، آبی- گازی، حرارتی، آبی	FOPID, PID	-	-	TCSC	Taylor series-based model	TCSC-AGC	GDB, GRC	ITSE	QOHS
[۴]	دو	سنتی	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	I	-	-	TCSC	FOPID	AGC-TCSC	GRC, GDB	ITSE	IPSO
[۵]	دو	سنتی	حرارتی	IT2FSs-PID	-	-	TCSC	Taylor series-based model	AGC-TCSC-AVR	GRC	ITAE	SA
[۶]	دو	سنتی	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	3DOF-PID	SMES	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$ $K_{SMES}=1$, $T_{SMES}=0.9985s$	TCSC	Taylor series-based model	×	-	ISE	WCA
[۷]	سه	سنتی	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	TLNF-TDN	-	-	TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$ $K_{TCSC}=0.1565$, $T_{TCSC}=0.1782$ s	×	GRC, CTD	ISE	SBOA
[۸]	دو	سنتی	آبی، آبی- آبی، آبی	PID	SMES	$\frac{K_{SMES}}{1+sT_{SMES}}\cdot\frac{1+sT_1}{1+sT_2}\cdot\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$	TCSC	Taylor series-based model	AGC-SMES-TCSC	-	ITSE	MFO
[۹]	دو	رقابتی	حرارتی، حرارتی، بادی- حرارتی، حرارتی، بادی	I	SMES	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	AGC-TCSC-SMES	GRC, GDB, CTD	ISE	DOGSA
[۱۰]	دو	سنتی	حرارتی، حرارتی، بادی- حرارتی، حرارتی	I	FES	$\frac{K_{FES}}{T_{FES}s+1}$ $K_{FES}=0.01$, $T_{FES}=0.1$ s	TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$ $K_{TCSC}=2$ $T_{TCSC}=0.02s$	AGC-DFIG	GRC, GDB	ISE	PSO
[۱۱]	دو	رقابتی	حرارتی، حرارتی- حرارتی، حرارتی	PID	-	-	TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	AGC-TCSC	-	ISE	QOHS

Print

				Adjustable K_{TCSC}, T_{TCSC}								
IPSO	ITSE	GRC, GDB	AGC-TCSC	Taylor series-based model	TCSC	-	-	I	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۱۲]
IPSO	ITSE	GRC, GDB	AGC-FACTS	Taylor series-based TCSC, $\frac{K_{SSSC}}{1+sT_{SSSC}}.\frac{1+sT_1}{1+sT_2}.\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$ $\frac{K_{TCPS}}{T_{TCPS}s+1}$	TCSC, SSSC, TCPS	-	-	I	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۱۳]
PSO	ITSE, ITAE, ISE, IAE	GDB, GRC, BD	AGC-AVR	$\frac{K_{HVDC}}{T_{HVDC}s+1}$ $K_{HVDC}=1$, $T_{HVDC}=0.8$ s $\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC, HVDC	-	-	PID/PI-PD	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۱۴]
DTO	ISE	BD, GRC,	×	Injected power model	TCSC, SVC, TCPS	$\frac{K_{UC}}{T_{UC}s+1}$	UC	FOPID	حرارتی، فتولتائیک، پیل سوختی هیدروژن- حرارتی، بادی، پیل سوختی هیدورژن	رقابتی	دو	[۱۵]
BA	ISE	-	×	$\frac{K_{FACTS}}{1+sT_{FACTS}}$	TCSC, SSSC, UPFC, DPFC	$\frac{K_{UC}}{T_{UC}s+1}$	UC	2DoF-PID	حرارتی، بادی- آبی، دیزلی	رقابتی	دو	[۱۶]
WOA	ISE	GDB, GRC	×	$\frac{K_{FACTS}}{T_{FACTS}s+1}$ $K_{SSSC}=0.18$, $T_{SSSC}=0.03$s $K_{TCSC}=1$, $T_{TCSC}=0.01$s $K_{IPFC}=1$, $T_{IPFC}=0.01$ s	SSSC, TCSC, IPFC	$\frac{K_{UC}}{T_{UC}s+1}$ $K_{UC}=-0.7$, $T_{UC}=0.9$ s $\frac{K_{RFB}}{T_{RFB}s+1}$ $K_{RFB}=0.6758$, $T_{RFB}=0$ s	UC, RFB	IDN-FOPD	بادی، حرارتی-گازی، حرارتی	رقابتی	دو	[۱۷]
GA	ISE	-	×	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$ $K_{TCSC}=2$ $T_{TCSC}=0.02$s	TCSC	-	-	I	حرارتی، حرارتی- حرارتی، حرارتی	رقابتی	دو	[۱۸]
HAEFA	ISE	-	AGC-TCSC-SMES	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	SMES	PID	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۱۹]
MFO	ISE	GDB, GRC, TD	AGC-TCSC-SMES	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{SMES}}{1+sT_{SMES}}.\frac{1+sT}{1+sT}.\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$	SMES	PID	حرارتی، حرارتی- حرارتی، آبی- حرارتی، گازی	سنتی	سه	[۲۰]
WCA	ISE	GDB, GRC, CTD	×	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{BES}}{T_{BES}s+1}$	BES	TIDF	حرارتی، آبی، اتمی- حرارتی، آبی، اتمی	سنتی	دو	[۲۱]
DE-AEFA	ISE	-	AGC-AVR	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	SMES	PID	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۲۲]
I-FDO	ITSE	GRC, BD, TD, GDB	×	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC	$\frac{K_{RFB}}{T_{RFB}s+1}$ $K_{RFB}=0.67$,	RFB	FOI-PD	حرارتی، آبی، گازی- حرارتی، آبی، گازی	رقابتی	دو	[۲۳]

Pre Print

						T_{RFB}=0 s					
PSO	IAE	-	×	Taylor series-based model	TCSC, SVC	-	–	–	ژنراتور توربین بادی و ژنراتور سنکرون	سنتی	پنج	[۲۴]
PSO	IAE	-	SMES-BES	Taylor series-based model	TCSC, SVC	ROCOF-based model	SMES, BES	-	ژنراتور توربین بادی و ژنراتورهای سنکرون	سنتی	پنج	[۲۵]
-	IT2FLC	GRC, GDB	×	Taylor series-based model	TCSC	-	-	IT2FL-PID	حرارتی، آبی، گازی– حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۲۶]
CSO	ISE	–	AGC-SMES-TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	SMES	PID	حرارتی، آبی، اتمی، دیزلی، گازی–حرارتی، آبی، گازی	رقابتی	دو	[۲۷]
DSOA	ISE	GRC, GDB	×	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{CES}}{T_{CES}s+1}$	CES	TIDF	حرارتی، آبی، زمین‌گرمایی–حرارتی، آبی	سنتی	دو	[۲۸]
AEFA	ITAE	-	AGC-TCSC	Taylor series-based model	TCSC	-	-	PID	حرارتی، آبی، گازی– حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۲۹]
DSM	ISE	GRC, GDB	×	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$ K_{TCSC}=2, T_{TCSC}=0.02s $\frac{K_{HVDC}}{T_{HVDC}s+1}$ K_{HVDC}=1, T_{HVDC}=0.2 s	HVDC, TCSC	–	–	I	حرارتی، حرارتی– حرارتی، حرارتی	سنتی	دو	[۳۰]
SSA	ISE	GDB, GRC	AGC-TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC	–	–	PIDF	حرارتی، گازی– حرارتی، گازی	سنتی	دو	[۳۱]
WCA	ITSE	GDB, GRC	AGC-BES-TCSC /SSSC	Taylor series-based model $\frac{K_{SSSC}}{1+sT_{SSSC}}\frac{1+sT_1}{1+sT_2}\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$	TCSC, SSSC	$\frac{K_{BES}}{T_{BES}s+1}$	BES	FOPID	حرارتی، آبی، زمین‌گرمایی– حرارتی، آبی	سنتی	دو	[۳۲]
DSOA	ITAE	-	×	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{RFB}}{T_{RFB}s+1}$	RFB	TIDF	حرارتی، آبی– حرارتی، آبی	سنتی	دو	[۳۳]
SOS	ITSE	GRC, GDB, TD	AGC-TCSC	$\frac{K_{TCSC}}{T_{TCSC}s+1}$	TCSC	-	-	PID	حرارتی، آبی، گازی– حرارتی، آبی، گازی	سنتی	دو	[۳۴]
STA	ISE	GDB, GRC	AGC-AVR	Taylor series-based model	TCSC	$\frac{K_{SMES}}{T_{SMES}s+1}$	SMES	CascadePI-IDDF	حرارتی، آبی، اتمی– حرارتی، آبی، اتمی	سنتی	دو	[۳۵]
IPSO/MGSO	ITSE	GDB, GRC, BD, CTD	AGC-CES-TCSC, AGC-TCSC	FOCs-based precise dynamic model	TCSC	Lead-lag based realistic dynamic model	CES	I	حرارتی، آبی، گازی، فتوولتائیک، بادی– حرارتی، آبی، گازی، فتوولتائیک، بادی	رقابتی	دو	این مقاله

بر طبق جدول (۱)، عمده تحقیقات پیشین راجع به TCSC روی سیستم قدرت دوناحیه‌ای متمرکز بوده و در محیط تحلیل سنتی بیشتر از محیط تجدیدساختار یافته بررسی شده است و فضا برای مطالعات بیشتر، عمیق‌تر و دقیق‌تر در فضای رقابتی سیستم‌های قدرت وجود دارد. همچنین، جهت حصول نتایج قابل اتکا و واقع‌گرایانه، استفاده از منابع تولید توان متنوعی شامل حرارتی، آبی، گازی در

Pre Print

کنار منابع انرژی تجدیدپذیر نظیر فتوولتائیک و بادی ضروری به نظر می‌رسد. بر طبق داده‌های جدول (۱)،کنترل‌کننده‌های مختلفی برای حلقه کنترل ثانویه یا همان AGC از قبیل کنترل‌کننده‌های ساده انتگرالی (I)، تناسبی، انتگرالی، مشتقی (PID)، کنترل‌کننده‌های فازی، آبشاری و مرتبه کسری متنوعی پیشنهاد شده است. ذخیره‌سازهای انرژی مختلفی نظیر CES یا همان ابرخازن (UC)، ذخیره‌ساز انرژی مغناطیسی ابررسانایی(SMES)، ذخیره‌ساز انرژی باتری جریان اکسایشی-کاهشی (RFB)، ذخیره‌ساز انرژی چرخ طیار (FES) و ذخیره‌ساز انرژی باتری (BES) نیز در مسأله AGC بکار برده شده است که بررسی مدل‌های دینامیکی نشان می‌دهد عمدتاً از توابع تبدیل ساده مرتبه اول شامل یک بهره و ثابت زمانی استفاده شده است که در برخی از مقالات این پارامترها با مقادیر ثابت از پیش تعیین شده و در برخی دیگر به صورت بهینه شونده فرض شده‌اند. در هر دو حالت، استفاده از توابع تبدیل مرتبه اول ساده، دینامیک اختصاصی ذخیره‌ساز را نادیده می‌گیرد و از حیث ساختار مدل، نمی‌توان وجه تمایزی بین ادوات ذخیره‌ساز مختلف قایل شد که یک نقطه ضعف اساسی محسوب می‌شود. علاوه بر آن، نتایج بدست آمده به علت ساده‌سازی‌های فرض شده در مدل، چندان قابل اتکا و قابل استناد به ماهیت واقعی ذخیره‌ساز نخواهند بود. در [۸, ۲۰] از ساختار جبران‌سازهای پسفاز-پیشفاز سنتی برای مدل‌سازی SMES استفاده شده است. این مدل از SMES اگرچه با پارامترهای قابل تنظیم ارایه شده است ولی همچنان بیانگر دینامیک منحصر به فرد SMES نیست. از این ساختار جبران‌سازهای پسفاز-پیشفاز در پایدارسازهای سیستم قدرت سنتی (CPSS) [۳۶, ۳۷]، میراسازهای نوسانات توان مبتنی بر ادوات FACTS [۳۸] و سایر ذخیره‌سازهای انرژی نظیر CES [۳۹] به صورت گسترده‌ای استفاده شده است و اختصاص به SMES ندارد. در میان مقالات بررسی شده در جدول (۱) صرفاً در [۲] از مدل مبتنی بر دینامیک منحصر به فرد ذخیره‌سازهای RFB، CES و SMES استفاده شده است. با اینحال، از آن جایی که این مدل های اختصاصی دارای پارامترهای ثابت (CRM) هستند، اساساً قابلیت طراحی بهینه و همزمان با حلقه کنترل ثانویه فرکانس ندارند. فلذا اثربخشی بسیار محدودی در بهبود عملکرد AGC خواهند داشت. در تمام مقالات مرور شده در جدول (۱) از TCSC در مسأله تنظیم فرکانس سیستم‌های قدرت استفاده شده است. از ادوات FACTS دیگر نظیر SSSC، TCPS، UPFC، IPFC، SVC و HVDC نیز بعضاً استفاده شده است. نگاهی دقیق به مدل‌سازی‌های ارایه شده برای TCSC در جدول (۱) گویای این است که در تحقیقات پیشین از دو مدل مختلف برای پیاده‌سازی TCSC استفاده شده است. یک سری از مقالات از توابع تبدیل مرتبه اول ساده شامل بهره TCSC و ثابت زمانی TCSC، با مقادیر ثابت از پیش تعیین شده یا مقادیر قابل تنظیم بصورت بهینه، برای پیاده‌سازی دینامیکی TCSC استفاده کرده‌اند. این مدل های مرتبه اول همچنان که در مورد مدل‌سازی ذخیره‌سازها توضیح داده شد دینامیک منحصر به فرد TCSC را نشان نمی‌دهند و یک نقطه ضعف در مدل‌سازی واقع‌گرایانه محسوب می‌شود. در برخی دیگر از مقالات، از تقریبی از بسط سری تیلور برای مدل‌سازی دینامیک TCSC استفاده شده است. این شیوه مدل‌سازی، بر پایه‌ی نسبت جبران‌سازی راکتانسی TCSC از راکتانس سری خط اتصال نواحی شکل گرفته است و با توجه به اینکه نسبت جبرانسازی سری در خطوط انتقال واقعی عددی در بازه (۱و ۱-) است فلذا به درستی می‌توان از بسط سری تیلور برای مدل‌سازی عملکرد واقعی یک TCSC در Tie-line استفاده کرد. لیکن، با توجه به ماهیت بسط تیلور که ایجاد سری نامحدودی از جملات می‌کند، در پیاده‌سازی نرم‌افزاری مدل دینامیکی بدست آمده، استفاده از مدل تقریبی با جملاتی محدود اجتناب‌ناپذیر خواهد شد. انتخاب تقریب معقولی از بسط سری تیلور چالش‌برانگیز است و بایستی بین تعداد جملات در نظر گرفته شده از بسط تیلور که مستقیماً روی پیچیدگی پیاده‌سازی تأثیرگذار است و دقت مدل‌سازی مصالحه‌ای برقرار شود. درنتیجه، چنانچه بتوان یک مدل دینامیکی دقیق از مشارکت TCSC در تنظیم توان مبادله‌ای Tie-line بدون نیاز به تقریب زدن کنترل‌کننده ارایه کرد می‌توان از این چالش عبور کرد. در این مقاله به این مسأله پرداخته خواهد شد.

برای حداکثر بهره‌کشی از پتانسیل ادوات TCSC و ESDs در برآوردن اهداف اصلیAGC ، یعنی میرایی موثر نوسانات فرکانس نواحی و توان Tie-line، انتخاب یک شاخص عملکرد استاندارد و مناسب، ضروری است. در مقایسه با شاخص‌های عملکرد انتگرال مجذور خطا (ISE) و انتگرال قدرمطلق خطا (IAE)، شاخص‌های انتگرال زمان در قدر مطلق خطا (ITAE) و انتگرال زمان در مجذور

خطا (ITSE) به دلیل استفاده از عامل زمان، بر نوسانات طولانی مدت تأثیر می‌گذارند و از این رو به طور مؤثر به کاهش زمان نشست پاسخ‌ها کمک می‌کنند. نقطه ضعف شاخص‌های IAE و ISE این است که ممکن است پاسخی با زمان نشست طولانی ایجاد کنند، زیرا همه خطاها را به طور یکنواخت در طول زمان وزن می‌دهند. کاری که شاخص‌های ITAE و ITSE انجام می‌دهند، جریمه کردن نوساناتی است که برای مدت طولانی بیشتر از نوسانات اولیه ادامه می‌یابند. از این رو، شاخص‌های ITAE و ITSE زمان نشست را کاهش می‌دهند که با شاخص‌های عملکردی IAE یا ISE قابل دستیابی نیست. با این حال، عیب ITAE این است که منجر به پاسخ‌هایی با نوسانات نسبتاً بزرگ می‌شود. به دلیل استفاده از توان دوم عبارت خطا، شاخص ITSE انحرافات بزرگ را بیشتر از شاخص ITAE جریمه می‌کند تا احتمال نوسانات بزرگ را به طور مؤثر به حداقل برساند [۳۹, ۴۰]. بر این اساس، شاخص ITSE برای به حداقل رساندن موثر نوسانات بزرگ و طولانی مدت، به عنوان یک تابع هدف مناسب شناخته شده است. با این وجود ، با بررسی جدول (۱) مشخص می‌شود مقالات متعددی از شاخص ISE استفاده کرده‌اند که توانایی پایینی در کاهش زمان نشست نوسانات دارد و باعث می‌شود از ظرفیت میراسازی ادوات استفاده حداکثری نشود. فلذا جهت استفاده از حداکثر ظرفیت میراسازهای پیشنهادی بایستی از شاخص‌های عملکردی مناسب‌تری در طراحی استفاده کرد. همچنین بررسی جدول (۱) نشان می‌دهد خیلی به ندرت همگی قیود غیرخطی‌ساز GRC، GDB، CTD و BD در محاسبات لحاظ شده‌اند و در اکثر مقالات، این قیود یا کلاً لحاظ نشده‌اند و یا بصورت ناقص و موردی لحاظ شده‌اند که اعتبار و دقت نتایج بدست آمده را در فضای واقعی و فیزیکی مسأله زیر سوال می‌برد. نتیجه اینکه جهت حصول اطمینان از اعتبار نتایج حاصل از طرح پیشنهادی، بایستی ارزیابی‌ها روی یک سیستم قدرت غیرخطی با لحاظ قیود فیزیکی ذاتی انجام شود. این در مقالات موجود دیده نمی‌شود.

در سال‌های اخیر، کنترل‌کننده مرتبه کسری مشتقی انتگرالی تناسبی (FOPID)، مشتقی انتگرالی شیب (TID)، ترکیب آنها با کنترل‌کننده‌های مرتبه صحیح و کنترل‌کننده‌های آبشاری به دلیل مزایای متعددی که دارند به طور گسترده‌ای در تنظیم فرکانس سیستم‌های قدرت بکار گرفته شده‌اند. مقایسه بین کنترل‌کننده‌های مرتبه کسری به عنوان تکنیکی نوظهور و کنترل‌کننده‌های مرتبه صحیح کلاسیک نظیر PID نشان می‌دهد که راهبردهای کنترلی مبتنی بر FOCها ویژگی‌های برتری چون پاسخ‌های دینامیکی برتر در حوزه زمان، رفتار مقاوم‌تر و حساسیت کمتر نسبت به تغییرات در پارامترها و شرایط بهره‌برداری سیستم تحت کنترل به دلیل مسطح بودن منحنی فاز برای طیف وسیعی از فرکانس‌های نقاط کاری و توانایی قابل توجه در دستیابی به اهداف متناقض مانند ردیابی بهتر نقطه تنظیم و پتانسیل بالاتر در دفع اغتشاش نسبت به راهبردهای مبتنی بر IOCها دارند [۳۹, ۴۱]. جدول (۱) کاربرد انواع مختلفی از کنترل‌کننده‌های مرتبه صحیح، کسری و ترکیبی را در حلقه AGC نشان می‌دهد. در [۴, ۴۲-۴۴]، کنترل‌کننده‌های مرتبه کسری FOPID و TID به عنوان میراگرهای مبتنی بر ادوات FACTS بکار رفته‌اند تا عملکرد AGC را بهبود دهند. در [۴۰]، مدل دینامیکی واقع‌گرایانه SMES با کنترل‌کننده‌ی کمکی مبتنی بر FOCs برای بهبود عملکرد AGC در یک سیستم قدرت تجدید ساختار یافته‌ی آبی-گازی-حرارتی مطرح شده است. با این حال، اثربخشی رویکرد کنترلی پیشنهادی در یک سیستم قدرت ترکیبی شامل RESهایی نظیر ژنراتور توربین بادی (WTG) مبتنی بر ژنراتور القایی دو سو تغذیه (DFIG) و فتوولتائیک (PV)، ارزیابی نشده است. علاوه بر این، تأثیر BD به عنوان یک محدودیت فیزیکی غیرخطی مهم در بررسی‌ها در نظر گرفته نشده است. در [۳۹]، مرور جامعی از اهمیت، قابلیت‌ها و کاربرد CES در مسأله تنظیم فرکانس و مدل‌های دینامیکی موجود از آن برای پیاده‌سازی آورده شده است. سپس یک طرح کنترلی مبتنی بر FOCs برای دینامیک انحصاری CES ارائه شده است و اثربخشی آن در بهبود تنظیم فرکانس (FR) در یک سیستم قدرت غیرخطی ترکیبی شامل PV و WTGهای مبتنی بر DFIG ارزیابی شده است. با این حال، در [۳۹, ۴۰] تأثیر کنترل کارآمد ذخیره‌سازها در بهبود تاب‌آوری سیستم قدرت تجدید ساختار یافته در برابر تهدیدات امنیت سایبری و CTDهای بزرگ بررسی نشده است. در [۴۱]، تأثیر کنترل‌کننده میراساز مرتبه کسری مبتنی بر ذخیره‌ساز انرژی باتری جریان اکسایشی-کاهشی وانادیومی

(VRFB)، که به صورت هماهنگ با AGC طراحی شده است، در ارتقای تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت تحت حملات سایبری و CTD های بزرگ، به صورت مستقل از هم و به صورت همزمان، گزارش شده است.

در حالی که تعاملات عمیق سایبرفیزیکی، تنظیم فرکانس را در معرض خطرات حملات سایبری قرار می‌دهد، حفظ فرکانس برای امنیت سیستم‌های قدرت بسیار مهم است. حملات FDI، حملات انکار سرویس (DoS) و حملات تأخیری، انواع معمول حملات سایبری رایج در سیستم‌های قدرت هستند که هر کدام قادر به کاهش فرکانس سیستم از طریق مکانیسم‌های متمایز و ایجاد خطرات امنیتی جدی هستند [۴۵]. با این حال، مطالعات موجود در مورد تنظیم فرکانس با TCSC فاقد جنبه‌های امنیتی هستند که بتوانند به این نوع حملات بپردازند. این تحقیق تلاشی برای پر کردن این خلاء پژوهشی است. در ادامه، مروری بر مسأله‌ی تاب‌آوری AGC سیستم‌های قدرت در برابر حملات سایبری از نوع FDI و CTDs ارایه شده است.

سیستم‌های قدرت ادغام شده با RESs در محیط تجدید ساختار یافته و در مقیاس بزرگ و ناحیه گسترده، به دلیل ادغام کانال‌های ارتباطی باز، وجود واحدهای ترمینال کنترل از راه دور (RTU)، دستگاه‌های اندازه‌گیری و حسگرها با لایه فیزیکی از جمله در GENCOها و ESDهای مختلف، به عنوان سیستم‌های سایبرفیزیکی در نظر گرفته می‌شوند. برای اطمینان از FR امن و قابل اعتماد در سیستم‌های قدرت، یک راهبرد کنترل کارآمد و تاب‌آور ضروری است. بنابراین، برای ارتقای تاب‌آوری در برابر CTDهای بزرگ و حملات سایبری در سیستم‌های قدرت سایبرفیزیکی تجدید ساختار یافته یکپارچه با RES، تحقیقات بیشتر روی توسعه رویکردهای کنترلی تاب‌آورتر مورد نیاز است. اخیراً، محققان به طور فزاینده‌ای روی موضوع AGC تحت CTDهای بزرگ و تهدیدات امنیت سایبری رو به رشد برای سیستم‌های انرژی تمرکز کرده‌اند. برای مقابله با تهدیدات امنیت سایبری، رویکردهای کنترلی مختلفی در مقالات ارائه شده است. بسیاری از تحقیقات انجام شده متمرکز بر الگوریتم‌های تشخیص حملات سایبری هستند [۴۶-۵۱]. حال آن که داشتن یک رویکرد کنترلی تاب‌آور در برابر حملات سایبری که برای مدت قابل توجهی از دید ناظر شبکه بی اطلاع و مخفی مانده‌اند، ضروری است . افزایش تاب‌آوری سیستم تأخیردار از طریق ارتقای کیفی و فنی کنترل‌کننده‌های درگیر در مسأله AGC اهمیت بسزایی دارد [۴۱].

در سیستم‌های قدرت رقابتی ترکیبی غیرخطی، CTDs با ایجاد تأخیر فاز و تأثیرگذاری بر پایداری سیستم از طریق پاسخ آهسته به انحرافات فرکانس و توان Tie-line، عملکرد AGC را کاهش می‌دهند. همچنین، در حملات با تأخیر زمانی، مهاجمان سیگنال‌های حسگرها، مبدل‌های اندازه‌گیری و یا مراکز کنترل را به تأخیر می‌اندازند که می‌تواند عملکرد عادی سیستم انرژی را به طور جدی مختل کند. سیستم AGC سیگنال‌های کنترلی اصلاحی را بر اساس ACE محاسبه شده از اندازه‌گیری‌های بلادرنگ انحراف فرکانس سیستم و تبادل توان Tie-line تولید می‌کند. داده‌های سیگنال ACE از طریق کانال‌های ارتباطی باز در شبکه سیستم قدرت منتقل می‌شوند و آنها را در برابر CTDها آسیب‌پذیر می‌کنند. CTDها همچنین بین مرکز LFC و GENCOs رخ می‌دهند. مشکل راهبردهای AGC موجود از دو جنبه است. یکی اینکه در طراحی‌ها معمولاً CTDهای حداقلی را در نظر می‌گیرند و یا آن که تأخیرهای ذاتی در طرح AGC را کلاً نادیده می‌گیرند. چنین طرح‌های کنترل فرکانس سهل‌انگارانه، اگر چنانچه CTD قابل ملاحظه باشد، در عمل ناکارآمد خواهند بود. اکثر راهبردهای فعلی AGC، CTDهای محدود مانند ۱ ثانیه [۷]، ۰/۵ ثانیه [۵۲-۵۴]، ۰/۲۵ ثانیه [۲۱]، ۰/۲ ثانیه [۵۵, ۵۶]، ۰/۱ ثانیه [۵۵, ۵۷]، ۵۰ میلی‌ثانیه [۲۰, ۳۴, ۵۸] و ۱۰ میلی‌ثانیه [۵۹] را در نظر می‌گیرند. در فناوری مدرن، کانال‌های ارتباطی اختصاصی نباید بیش از ۵۰ میلی‌ثانیه تأخیر در انتقال سیگنال‌های اندازه‌گیری شده، حتی در شرایط نامطلوب ایجاد کنند [۳۹, ۴۱]. تأخیرهای طولانی‌تر می‌توانند بر عملکرد سیستم تأثیر منفی بگذارند، بنابراین باید در طول فرآیند طراحی کنترل در نظر گرفته شوند. در عمل، CTDها می‌توانند بزرگ‌تر باشند. به عنوان مثال، ممکن است تأخیر ۲ تا ۴ ثانیه‌ای بین مرکز توزیع بار ملی و GENCOها رخ دهد [۶۰]. این سطح از CTD می‌تواند سیستم حلقه بسته را ناپایدار کند. برای کاهش این خطر، گنجاندن محدودیت CTD در طراحی AGC بسیار مهم است. برای حفظ پایداری فرکانسی و تاب‌آوری سیستم قدرت، استفاده از ادوات FACTS و تدوین راهبرد تنظیم

فرکانس مبتنی بر این تجهیزات که بتواند در برابر تهدیدات امنیت سایبری از نوع حملات تأخیرزا تاب‌آوری کند، بسیار حیاتی است. مقالات مربوط به این موضوع کمیاب است.

علاوه بر این، کانال‌های ارتباطی باز مستعد حملاتی هستند که با هدف جعل داده‌های اندازه‌گیری انجام می‌شوند و معمولاً به عنوان حملات سایبری FDI شناخته می‌شوند که می‌توانند با تحریف اندازه‌گیری‌های بلادرنگ، پایداری شبکه را مختل کرده و با تغییر سیگنال ACE، عملکرد کنترل را تخریب کنند. در نتیجه‌ی حملات سایبری مضر FDI، سیگنال ACE هنگام تحویل به مرکز AGC محلی، جعل می‌شود. علاوه بر این، نقاط اغتشاش بار هنگام انجام حملات سایبری به عنوان اهدافی برای مهاجمان عمل می‌کنند. حتی در غیاب اغتشاشات بار واقعی در سیستم، مهاجمان سیگنال‌های مخرب را از طریق نقاط اغتشاش بار ارسال می‌کنند. این امر با فرکانس بهره‌برداری سیستم تداخل می‌کند و باعث نوسانات فرکانس قابل توجهی می‌شود که می‌تواند منجر به خروج GENCO از مدار شود. در طول حمله، عملکرد AGC در مناطق به هم پیوسته مختل می‌شود. در نتیجه، کیفیت توان در سمت گیرنده به شدت تحت تأثیر قرار می‌گیرد و منجر به نوسانات در پاسخ دینامیکی می‌شود. یک حمله سایبری برای ناپایدار کردن تدریجی سیستم طراحی شده است. در [۶۱]، یک بررسی جامع از تعاملات بین سیستم‌های انرژی سایبرفیزیکی، ارتباطات در سیستم‌های سایبری، تجزیه و تحلیل انواع مختلف تهدیدات امنیت سایبری، روش‌های مدل‌سازی آنها و بررسی مکانیسم‌های دفاعی، برای افزایش امنیت سایبری در سیستم‌های انرژی انجام شده است. علاوه بر این، ویژگی‌ها و ارتباط مدل‌های مختلف تهدیدات سایبری از دیدگاه فنی توضیح داده شده است.

همزمانی حملات FDI و CTD بزرگ تحقق اهداف AGC را پیچیده‌تر می‌کند و توسعه راهبردهای کنترل تاب‌آور را برای مدیریت کارآمد چنین شرایطی ضروری می‌سازد. حملات سایبری و CTDها بر عملکرد سنکرون GENCOها تأثیر می‌گذارد و منجر به نوسانات نامطلوب فرکانس می‌شود که در نهایت ممکن است به ناپایداری فرکانسی بیانجامد. پرداختن به تهدیدات امنیت سایبری FDI همراه با CTDهای بزرگ، یک مسئله چالش‌برانگیز برای AGC در سیستم‌های قدرت ترکیبی تجدید ساختار یافته است که بر پایداری فرکانس، کیفیت توان و تاب‌آوری فرکانسی تأثیر منفی می‌گذارد. راهبردهای AGC کمی وجود دارند که به طور مؤثر CTDها و حملات سایبری را به طور همزمان در نظر می‌گیرند. تنظیم فرکانس یک سیستم قدرت ترکیبی غیرخطی شامل RES در حضور CTDها و حملات انکار سرویس (DoS) در [۶۲] بررسی شده است. در [۴۱] به مسأله‌ی استفاده مؤثر از قابلیت‌های ذخیره‌ساز انرژی VRFB در بهبود تاب‌آوری سیستم AGC پرداخته شده است. به مدد راهبرد طراحی هماهنگ VRFB و AGC و بکارگیری کنترل‌کننده کمکی مبتنی بر FOCs برای VRFB، سیستم قدرت ترکیبی تجدید ساختار یافته غیرخطی توانسته در برابر انواع حملات سایبری از نوع FDI و CTDs عملکرد تاب‌آوری از خودش نشان دهد. بررسی مقالات فوق نشان می‌دهد که پتانسیل قابل توجه ادوات FACTS برای افزایش تاب‌آوری فرکانسی یک سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی تحت CTDهای بزرگ و حملات سایبری مختلف هنوز ناشناخته مانده است. این شکاف نیاز به توجه بیشتر دارد. مرور مقالات نشان می‌دهد تاکنون به مسأله بهبود تاب‌آوری فرکانسی سیستم‌های قدرت تحت حملات سایبری با استفاده از راهبرد بکارگیری FOCs به عنوان میراساز مبتنی بر ادوات FACTS پرداخته نشده است. بر این اساس، طراحی هماهنگ بین کنترل‌کننده میراساز مرتبه کسری مبتنی بر دینامیک اختصاصی دقیق TCSC و حلقه AGC با هدف افزایش تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت تحت حملات سایبری یک خلاء پژوهشی است که بایستی پر شود. هدف این مقاله دستیابی به این هدف با ارائه یک راهبرد کنترل بهینه و هماهنگ مبتنی بر FOCs برای TCSC است. به این ترتیب، مشارکت مؤثر TCSC در مسأله AGC تضمین می‌شود. برای اولین بار، ارزیابی جامع تاب‌آوری سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی، که توسط راهبرد پیشنهادی TCSC-AGC کنترل می‌شود، در برابر تهدیدات مختلف امنیت سایبری، از جمله حملات سایبری FDI و CTDهای بزرگ، به صورت جداگانه و همزمان انجام می‌شود.

ردیف آخر جدول (۱) به معرفی کلیات طرح جدید پیشنهادی این مقاله می‌پردازد. با توجه به نقاط ضعف مدل‌های دینامیکی بکار رفته برای TCSC و نیز ایرادات طرح‌های کنترل هماهنگ، جهت پر کردن خلاءهای پژوهشی موجود، یک مدل دینامیکی دقیق برای

مدل‌سازی مشارکت TCSC در تنظیم توان تبادلی در Tie-line ارایه می‌شود. سپس، استراتژی بکارگیری FOCs برای TCSC بصورت طراحی هماهنگ با AGC پیشنهاد شده است. همچنین، برای اولین بار تأثیر مشارکت TCSC در قالب طرح کنترل هماهنگ پیشنهادی برای بهبود تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت ترکیبی تحت حملات سایبری مختلف مطرح و ارزیابی شده است. در هیچ یک از مقالات بررسی شده در جدول (۱) بهبود تاب‌آوری سیستم قدرت با کمک گرفتن از TCSC مطرح نشده است و این موضوع کاملاً جدید و نوآورانه است. برای حصول نتایج واقعی و قابل اعتماد، از یک سیستم قدرت غیرخطی دو ناحیه‌ای ترکیبی با واحدهای حرارتی بازگرمایشی، آبی، گازی، بادی و فتوولتائیک در هر ناحیه و با لحاظ قیود فیزیکی GRC، GDB، BD و CTD در محیط تجدیدساختار یافته استفاده شده است. به منظور بهره‌مندی از حداکثر پتانسیل کنترل‌کننده‌های هماهنگ در بهبود عملکرد تنظیم فرکانس، شاخص عملکردی ITSE انتخاب شده است که مناسب کاهش موثر دامنه و زمان نشست نوسانات فرکانس نواحی و توان در Tie-line است. از الگوریتم‌های فراابتکاری نظیر بهینه‌سازی جستجوی گروهی اصلاح‌شده (MGSO) و بهینه‌سازی ازدحام ذرات بهبودیافته (IPSO) برای حل مسأله بهینه‌سازی طرح کنترل هماهنگ پیشنهادی استفاده می‌شود.

۱-۳- نوآوری‌های اصلی

با توجه به مرور مقالات پیشین و توضیحات ارائه شده از شکاف‌های پژوهشی موجود، جنبه‌های مهم تحقیق حاضر را می‌توان به شرح زیر برشمرد:

(i) یک بررسی جامع از مقالات ده سال اخیر با تمرکز بر نحوه بکارگیری TCSC در مسأله AGC، ارائه شده است. مدل‌های دینامیکی قبلی برای TCSC و ذخیره‌ساز انرژی مرور شده و وضعیت موجود از نظر طراحی هماهنگ آن‌ها با AGC همراه با نقاط ضعف پیاده‌سازی‌های صورت گرفته و محدودیت‌های حاکم بر آن‌ها، شرح داده شده است.

(ii) در این تحقیق، طرح کنترل پیشنهادی روی مدل دینامیکی دقیق و بدون تقریب TCSC پیاده‌سازی شده است. در مدل‌سازی‌های قبلی TCSC عمدتاً از توابع تبدیل مرتبه اول ساده و یا از مدل تقریبی مبتنی بر بسط سری تیلور استفاده شده است. جمع‌بندی اینکه مدل‌های موجود یا تقریبی‌اند و دقیق نیستند یا اساساً قابلیت طراحی بهینه و هماهنگ با AGC را ندارند.

(iii) یک رویکرد کنترلی مرتبه کسری تلفیقی جدید برای TCSC جهت طراحی هماهنگ با AGC پیشنهاد شده است. لازم به توضیح است که در مطالعات قبلی، استفاده از کنترل‌کننده‌های مرتبه کسری FOPID و TID در حلقه AGC، ادوات FACTS و ESDs به صورت مجزا و جداگانه مورد بررسی قرار گرفته است. در این پژوهش، با تلفیق مزایای این دو کنترل‌کننده مرتبه کسری، کنترل‌کننده‌ی جدیدی به نام FOTID برای مدل دینامیکی دقیق TCSC ارایه شده و طراحی هماهنگ آن با AGC یک نوآوری در رویکرد کنترل است.

(iv) عملکرد دینامیکی کنترل‌کننده FOTID پیشنهادی برای TCSC و هماهنگ با AGC با نسخه متناظر با کنترل‌کننده‌های FOPID و TID مقایسه می‌شود.

(v) تاب‌آوری طرح کنترل هماهنگ پیشنهادی TCSC-AGC بر روی یک سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی شامل منابع تجدیدپذیر بادی مبتنی بر DFIG و فتوولتائیک ارزیابی می‌شود و محدودیت‌های فیزیکی ذاتی غیرخطی‌ساز نظیر CTD، BD، GDB و GRC نیز برای اطمینان از پاسخ‌های معتبر و واقع‌گرایانه در نظر گرفته شده‌اند. بر اساس بررسی‌های جدول (۱)، هیچ مقاله‌ای به طور همزمان این قیود غیرخطی‌ساز را در مورد یک سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی برای بررسی کنترل‌کننده‌های هماهنگ در نظر نگرفته است.

PrePrint

(vi) تاب‌آوری فرکانسی رویکرد کنترل هماهنگ پیشنهادی TCSC-AGC تحت CTDs مختلف بررسی می‌شود تا حداکثر تأخیر زمانی قابل تحمل (MTTD) سیستم قدرت سایبرفیزیکی تجدید ساختار یافته ترکیبی غیرخطی تعیین شود. نشان داده می‌شود که با بازتنظیم کنترل‌کننده‌های پیشنهادی برای سیستم قدرت تحت MTTD همچنان می‌توان به عملکرد تاب‌آوری قابل توجهی دست یافت و CTDs بزرگتری را بدون ناپایدار شدن تحمل کرد.

(vii) برای اولین بار، تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی، در حالی که توسط تهدیدات مختلف امنیت سایبری از نوع FDI مورد حمله قرار می‌گیرد، با رویکرد کنترل پیشنهادی برای TCSC-AGC مورد ارزیابی قرار گرفته و با نسخه CES-AGC موجود در [۳۹] مقایسه می‌شود. بر اساس داده‌های جدول (۱)، بررسی مشارکت مؤثر TCSC در بهبود تاب‌آوری فرکانسی سیستم AGC در مواجهه با حملات سایبری مختلف قبلاً در هیچ مقاله مرتبطی بررسی نشده است.

(viii) برای اعتبارسنجی بیشتر، تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی، کنترل شده با راهبرد پیشنهادی AGC-TCSC، تحت حملات همزمان سایبری از نوع FDI و تأخیری بررسی و اعتبارسنجی می‌شود.

(ix) تحلیل‌های حساسیت برای سنجش میزان مقاوم بودن طرح کنترل‌کننده‌های هماهنگ پیشنهادی از طریق تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات پارامتر سیستم و بارگذاری انجام می‌شود.

۱-٤- ساختار مقاله

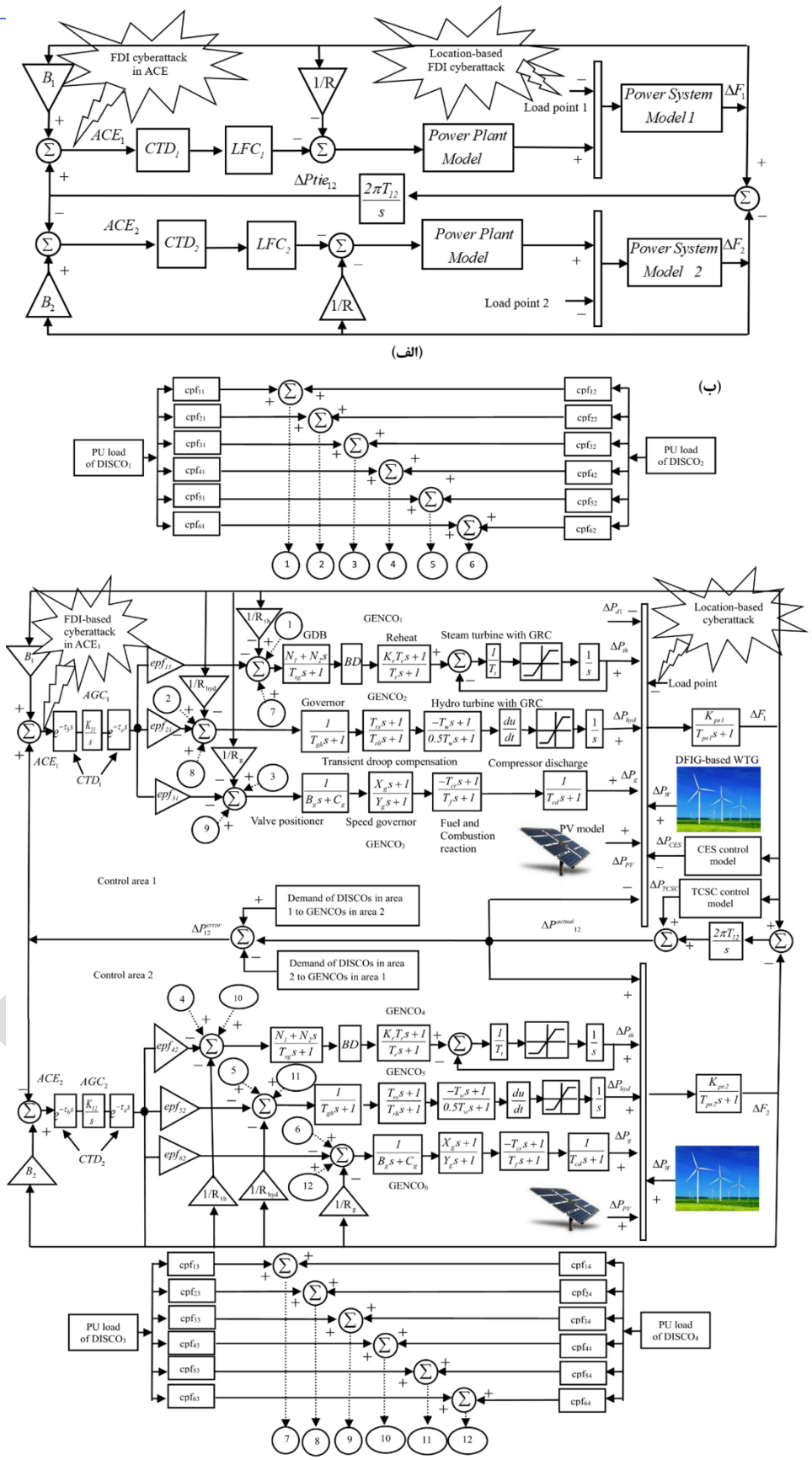
ساختار ادامه مقاله به شرح زیر تنظیم شده است. بخش ۲ به معرفی سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی مد نظر تمرکز دارد. معرفی مختصری از AGC تجدید ساختار یافته، نحوه مدل‌سازی اجزای سیستم قدرت نظیر منابع تجدیدپذیر به همراه مدل‌سازی دقیق TCSC و ذخیره‌ساز انرژی نیز در بخش ۲ آورده شده است. بخش ۳ رویکرد کنترل پیشنهادی و روش طراحی، نحوه پیاده‌سازی کنترل‌کننده‌های کسری، تابع هدف کنترلی و توضیح مختصری از الگوریتم‌های فراابتکاری به کار رفته برای پرداختن به مسئله کمینه‌سازی تابع هدف را معرفی می‌کند. در بخش ۴، نتایج شبیه‌سازی و تحلیل نتایج ارائه شده است. بخش پایانی مقاله یعنی بخش ۵ به بیان نتیجه‌گیری و چشم‌انداز آتی پژوهش اختصاص دارد.

۲- سیستم قدرت تحت مطالعه

۲-۱- سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی

برای دستیابی به نتایج دقیق و واقعی در محیط رقابتی از یک سیستم قدرت ترکیبی، یک سیستم دو ناحیه‌ای به هم پیوسته شامل واحدهای گازی، حرارتی بازگرمایش و برق‌آبی به عنوان GENCOها فرض شده‌اند و RESهایی مانند PV و WTG در آن ادغام شده است [۳۹, ۴۱]. محدودیت‌های فیزیکی ذاتی ناشی از BD، GDB و GRC در تمام ارزیابی‌ها در نظر گرفته شده است تا به نتایج قابل اعتماد، واقع‌بینانه و دقیق دست یافت. تأثیرات CTDs و حملات سایبری FDI بر تاب‌آوری سیستم به صورت مجزا از هم و نیز وقوع همزمان بررسی شده است. طرح‌واره سیستم قدرت ترکیبی تجدید ساختار یافته به صورت نمودارهای بلوکی و شرح مختصری از بلوک‌ها در شکل (۱) ارائه شده است.

Print



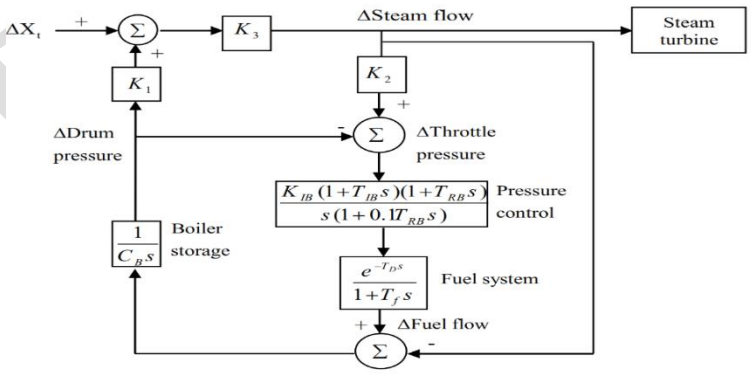
شکل (۱) : (الف) شکل متعارف LFC در یک سیستم قدرت دوناحیه‌ای سنتی (ب) نمایش بلوکی LFC در سیستم قدرت سایبرفیزیکی دوناحیه‌ای رقابتی ترکیبی غیرخطی با حضور ادوات TCSC و CES

جزئیات اجزای واحدها در قسمت "لیست پارامترها" در ابتدای مقاله و مقادیر پارامترها در قسمت "پیوست داده" انتهای مقاله ارائه شده است. به خاطر ملاحظات اقتصادی، مشابه [۳۹] واحد CES فقط در ناحیه کنترلی یک قرار دارد و سیگنال تغییر فرکانس همان ناحیه به عنوان ورودی آن انتخاب شده است. واحد TCSC به صورت سری با Tie-line نصب می‌شود و بطور مشابه از سیگنال تغییر فرکانس ناحیه یک به عنوان ورودی آن استفاده شده است. در این مطالعه، از یک کنترل‌کننده انتگرالی ساده برای حلقه‌های AGC استفاده شده است. با این انتخاب، نقش اصلی در بهبود تاب‌آوری فرکانس بر عهده TCSC است تا AGC. بنابراین، عملکرد TCSC به دقت مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

در عمل، تغییر توان قابل حصول توسط واحدهای تولید برق آبی و حرارتی توسط یک نرخ شیب به نام GRC محدود می‌شود. در این مقاله، GRC در نیروگاه حرارتی بازگرمایشی برای هر دو نرخ شیب نزولی و افزایشی ٪۱۰± در دقیقه در نظر گرفته شده است [۴, ۱۲, ۱۴]. برای واحدهای برق‌آبی GRC های رایج ٪۲۷۰ در دقیقه و ٪۳۶۰ در دقیقه به ترتیب برای افزایش و کاهش تولید انتخاب شده‌اند [۲, ۴, ۷, ۱۲, ۲۰]. اثر GDB در واحدهای حرارتی به میزان کلی تغییر ماندگار در سرعت اشاره دارد که در طی آن موقعیت دریچه توربین بخار بدون تغییر باقی می‌ماند [۱۲, ۱۴]. اثر GDB به دلیل واکنشی در اتصال بین پیستون سرو و میل بادامک به نام لقی رخ می‌دهد. بخش عمده‌ای از لقی در چرخ دنده و پینیون مورد استفاده برای چرخاندن میل بادامک که موقعیت دریچه را کنترل می‌کند، ظاهر می‌شود. پدیده غیرخطی لقی باعث ایجاد نوسان سینوسی پایدار با فرکانس طبیعی ۰/۵ هرتز می‌شود [۴۱]. پدیده GDB تأثیر مخرب قابل توجهی بر رفتار دینامیکی AGC دارد. در نظر گرفتن اثر GDB، واحد حرارتی بازگرمایش را غیرخطی می‌کند. روش معمول برای یافتن یک مدل خطی برای GDB از نوع لقی، خطی‌سازی مدل غیرخطی با توجه به تغییرات سرعت و نرخ تغییر آن است. مقاله حاضر، لقی غیرخطی ٪۰/۵را برای نیروگاه‌های حرارتی بازگرمایشی در نظر می‌گیرد [۴۱]. بنابراین، تابع تبدیل GDB را می‌توان به صورت رابطه (۱) ارائه داد [۳-۵, ۲۱, ۲۳, ۲۶]:

$$GDB = \frac{N_1 + N_2 s}{T_{sg} s + 1} \qquad (۱)$$

که در آن ضرایب فوریه به صورت N1=0.8 و N2=-0.2/π یافت می‌شوند [۳-۵, ۲۶]. برای توضیح رفتار پایدار جریان بخار و سوخت روی فشار درام در واحد حرارتی، دینامیک دیگ بخار به عنوان یک محدودیت ذاتی باید در مدل‌سازی در نظر گرفته شود. شکل (۲) مدل BD را نشان می‌دهد [۱۴, ۱۵, ۲۳].



شکل (۲) : نمایش بلوکی دینامیک بویلر

این نمایش بلوکی بصورت تابع تبدیل برای یک دیگ بخار درام‌دار طراحی شده و شامل کنترل‌های احتراق است. با این وجود، خروجی‌هایی قابل قیاس با راکتورهای آب تحت فشار و دیگ‌های بخار یک بار گذر ارائه می‌دهد. تغییرات در جریان بخار و تغییرات در فشار، شیرهای کنترل توربین و همچنین کنترل‌کننده‌های دیگ بخار را فعال می‌کند [۳۹, ۴۱].

۲-۲- AGC در محیط تجدید ساختار یافته

در یک بازار رقابتی، سهم هر شرکت تولیدکننده (GENCO) در پاسخ به سیگنال درخواستی AGC توسط یک ضریب مشارکت اقتصادی (EPF) سنجیده می‌شود [۴۴]. در معاملات اشتراکی (Poolco)، GENCOs هر ناحیه فقط می‌توانند با شرکت‌های توزیع (DISCOs) درون همان ناحیه مشارکت داشته باشند. در مقابل، در معاملات دوجانبه (Bilateral)، GENCOها نمی‌توانند DISCOهای واقع در منطقه خود را تأمین کنند [۴۳, ۴۴]. در یک بازار کاملاً رقابتی، تراکنش‌های دوجانبه و معاملات اشتراکی می‌توانند همزمان باشند. علاوه بر این، GENCOها ممکن است لازم باشد در صورت وقوع نقض قرارداد (CV)، تقاضای برآورده نشده را برآورده کنند. به طور معمول، کل توان تولید شده توسط هر GENCO با مجموع توانی که با DISCOها قرارداد بسته به علاوه سهم آن از تأمین تقاضای برآورده نشده برابر است. این موضوع به صورت رابطه (۲) فرموله می‌شود [۴۴]:

$$\Delta P_{gi} = \Delta P_{ci} + epf_{ij} \sum \Delta P_{ucj} \quad (۲)$$

که در آن ΔP_{gi} و ΔP_{ci} کل توان تولیدی و توان قراردادی GENCO iام را نشان می‌دهد؛ epf_{ij} نشان‌دهنده ضریب مشارکت اقتصادی تولیدکننده iام در تأمین بار قرارداد نشده ناحیه jام است؛ $\Sigma\Delta P_{ucj}$ نشان‌دهنده کل توان قرارداد نشده در ناحیه jام به دلیل نقض قرارداد است. ضریب مشارکت اقتصادی یک تولیدکننده به ظرفیت مشارکت آن در مسأله AGC و قیمت پیشنهادی متکی است [۴۳]. توان قراردادی GENCOها از روی ضرایب مشارکت در قرارداد (CPF) و بار تخصیص داده شده توسط DISCOها محاسبه می‌شود [۴۰]:

$$\Delta P_{ci} = \sum_{k=1}^{N_D} cpf_{ik} \Delta P_{Lk} \quad (۳)$$

که در آن، ND نشان‌دهنده تعداد کل DISCOها است و ΔP_{Lk} توان قرارداد بسته شده‌ی DISCO kام است

مقدار نهایی تغییر توان برنامه‌ریزی‌شده در Tie-line به صورت رابطه (۴) تعیین می‌شود [۴۱]:

$$\Delta P_{12}^{scheduled} = \sum_{i=1}^{3}\sum_{j=3}^{4} cpf_{ij} \Delta P_{Lj} - \sum_{i=4}^{6}\sum_{j=1}^{2} cpf_{ij} \Delta P_{Lj} \quad (۴)$$

تغییر در توان خطای Tie-line توسط رابطه (۵) محاسبه می‌شود [۴۴]:

$$\Delta P_{12}^{error} = \Delta P_{12}^{actual} - \Delta P_{12}^{scheduled} \quad (۵)$$

که در آن، ΔP_{12}^{actual} نشان دهنده تغییر در توان واقعی Tie-line است. در نهایت، ΔP_{12}^{error} باید به صفر برسد، زیرا ΔP_{12}^{actual} بایستی به $\Delta P_{12}^{scheduled}$ همگرا شود. مشابه AGC سنتی، ΔP_{12}^{actual} بدون حضور ادوات FACTS به صورت رابطه (۶) محاسبه می‌شود [۶۳, ۶۴]:

$$\Delta P_{12}^{actual} = \Delta P_{12}^{0} = \frac{2\pi T_{12}}{s}(\Delta F_1 - \Delta F_2) \quad (۶)$$

در صورت حضور ادوات FACTS سری نظیر TCSC در Tie-line، عبارت ΔP_{12}^{actual} بایستی مجدد فرمول‌بندی شود تا شامل سهم مشارکتی ادوات FACTS نیز شود. سیگنال خطای کنترل ناحیه (ACE) به عنوان ورودی به مراکز AGC هر ناحیه به صورت روابط (۷) و (۸) تعریف می‌شود [۶۳, ۶۴]:

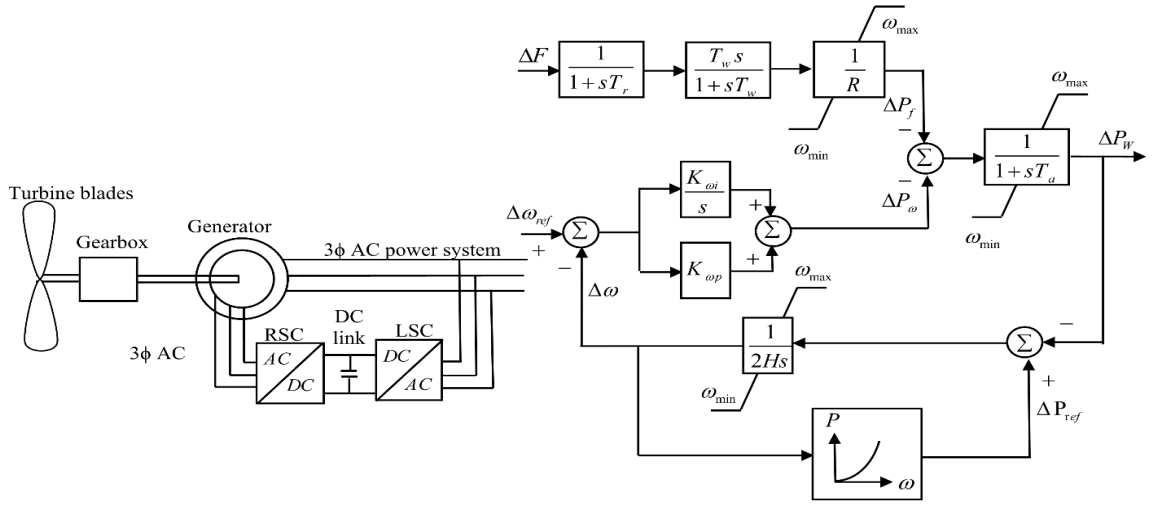
$$ACE_1 = B_1\Delta F_1 + \Delta P_{12}^{error} \quad (۷)$$

$$ACE_2 = B_2\Delta F_2 + a_{12}\Delta P_{12}^{error} \quad (۸)$$

که در آن B_1 و B_2 ضرایب بایاس نواحی ۱ و ۲ بوده و $a_{12} = -P_{n1}/P_{n2}$ که در آن، Pn1 و Pn2 بیانگر توان‌های نامی نواحی ۱ و ۲ است.

۲-۳- مدل دینامیکی ژنراتور توربین بادی

توربین‌های بادی مدرن قابلیت تغییر توان الکتریکی تولید شده در طیف وسیعی از سرعت‌های باد را دارند [۹۷]. ژنراتورهای القایی دوسو تغذیه (DFIG) به دلیل توانایی عالی در مدیریت توان‌های اکتیو و راکتیو، راندمان بالا و هزینه نسبتاً کم، شناخته‌شده‌ترین توربین‌های بادی با سرعت متغیر هستند. فرکانس و دامنه ولتاژ ترمینال در توربین‌های بادی مبتنی بر DFIG کنترل می‌شوند تا مستقل از سرعت باد وارد بر روتور توربین، ثابت بمانند. علاوه بر این، این توربین‌ها می‌توانند مستقیماً به شبکه جریان متناوب (AC) متصل شوند و در عین حال سنکرونیزاسیون با شبکه AC را در شرایط مختلف حفظ کنند [۴۱]. شکل (۳-الف) طرح‌واره این توربین‌ها را نشان می‌دهد [۳۹].



(الف) **(ب)**

شکل (۳): سیستم تولید توان بادی از نوع ژنراتور القایی دو سو تغذیه (الف) طرحواره، (ب) مدل بلوک دیاگرامی با توابع تبدیل

روتور و استاتور معمولاً به سیم‌پیچ‌های سه فاز مجهز هستند. روتور توان را از ترمینال استاتور از طریق مبدل‌های توان پایین موازی معکوس AC به DC (یکسوساز سمت خط یا LSC)، لینک DC و DC به AC (اینورتر سمت روتور یا RSC) توان دریافت می‌کند در حالی که استاتور مستقیماً به شبکه سه فاز متصل است. برای فراهم کردن محدوده کنترل کافی سرعت شفت و انتقال موثر گشتاور از پره‌های توربین به روتور ماشین آسنکرون، یک گیربکس برای DFIG ضروری است [۴۱]. تمرکز اصلی این مقاله، کنترل بهینه TCSC برای بهبود قابل توجه مشارکت مؤثر آن در AGC یک سیستم قدرت سایبرفیزیکی غیرخطی تجدید ساختار یافته در حضور منابع تجدیدپذیر است. در این راستا، WTGها در سیستم قدرت ادغام شده‌اند و تنها از طریق کنترل دروپ به کنترل فرکانس اولیه کمک می‌کنند اما به AGC کمکی نمی‌کنند. به عبارت دیگر، موضوع مشارکت دینامیکی فعال RESها، مانند WTهای مبتنی بر DFIG و PVها، در راهبرد پیشنهادی در این تحقیق مورد بررسی قرار نمی‌گیرد و فقط ادغام WTG در سیستم قدرت لحاظ شده است

و مدل با جزییات کامل از WT مبتنی بر DFIG به کار گرفته نشده است. زیرا برای تحلیل پایداری از منظر سیستمیک، راهبرد کنترل هماهنگ TCSC-CES-AGC پیشنهادی روی یک سیستم قدرت ترکیبی غیرخطی دو ناحیه‌ای به هم پیوسته با منابع تولید توان متنوع و محیط رقابتی پیاده‌سازی می‌شود که در آن WT مبتنی بر DFIG یک جزء کوچک حساب می‌شود فلذا استفاده از یک مدل دینامیکی WT مناسب و جا افتاده بسیار دلگرم کننده است. در این راستا، پرکاربردترین مدل دینامیکی WT مبتنی بر DFIG مطرح شده در مطالعات قبلی AGC در اینجا استفاده شده است که با مطالعات AGC و هدف کار حاضر سازگار است [۴۱]. با اینحال، فرضیات ساده‌کننده‌ای مانند ورودی ثابت به سیستم WT و تنظیمات ثابت کنترل کننده سرعت از نوع PI در نظر گرفته شده است. در نتیجه، با فرض ثابت بودن سرعت باد در محدوده مجاز، از سیستم کنترل زاویه گام صرف نظر می‌شود. بر این اساس، از آنجایی که مدل‌سازی سیستم قدرت نشان داده شده در شکل (۱) بر اساس اغتشاش سیگنال کوچک است، ورودی‌های کنترلی و محرک‌های سیستم نه از ورودی‌های نوسانی RESها که صرفاً متأثر از تراکنش‌های بار ناشی از ماتریس مشارکت توزیع (DPM) هستند.

شکل (۳-ب) نمایش بلوک دیاگرام تابع تبدیلی سیستم تولید انرژی بادی را برای مطالعات پایداری فرکانس نشان می‌دهد [۳۹]. انحراف فرکانس توسط یک ترنسدیوسر، که به صورت دینامیکی با ثابت زمانی T_r مدل‌سازی شده است، ثبت می‌شود. توربین‌های بادی مبتنی بر DFIG قادر به ارائه توان اکتیو در پاسخ به نوسانات فرکانس حالت پایدار نیستند. در نتیجه، یک فیلتر بالاگذر واش آئوت، که با ثابت زمانی T_w نشان داده می‌شود، برای جلوگیری از تولید سیگنال خروجی به دلیل انحرافات فرکانس در حالت پایدار، گنجانده شده است. اساساً، فیلتر بالاگذر اجازه می‌دهد سیگنال‌ها در شرایط گذرا جریان یابند. پارامتر کنترل دروپ، که با 1/R نشان داده می‌شود، برای تسهیل کنترل فرکانس اولیه اعمال می‌شود. سیگنال ΔP_f نشان دهنده توان خروجی استخراج شده از بلوک کنترل دروپ است که تحت تأثیر سیگنال ورودی انحراف فرکانس ΔF قرار دارد. علاوه بر این، سیگنال نقطه تنظیم توان ΔP_ω برای حفظ سرعت توربین بادی در مقدار بهینه برای به حداکثر رساندن توان عمل می‌کند و در اصل سیگنال خروجی کنترل‌کننده سرعت انتگرالی تناسبی (PI) است. در شکل (۳-ب)، $\Delta\omega_{ref}$ و $\Delta\omega$ نشان‌دهنده نقطه تنظیم و مقادیر محاسبه‌شده نوسانات سرعت WTG هستند. سرعت نقطه تنظیم در تکنیک ردیابی نقطه توان حداکثر (MPPT) بر اساس توان حقیقی محاسبه‌شده استفاده می‌شود. یک کنترل PI سیگنال توان ΔP_ω را در پاسخ به یک سیگنال انحراف سرعت معادل تولید می‌کند. ثابت زمانی توربین بادی با T_a نشان داده شده است. ثابت اینرسی ماشین القایی با H نشان داده شده است. بهره‌های تناسبی و انتگرالی کنترل‌کننده PI سرعت به ترتیب با $K_{\omega p}$ و $K_{\omega i}$ نشان داده می‌شوند. کل توان اکتیو تحویل داده شده به شبکه AC سه فاز توسط WTG مبتنی بر DFIG با ΔP_W نمایش داده شده است. این توان تأمین شده شامل دو مؤلفه ΔP_ω و ΔP_f است. برای دستیابی به حداکثر توان خروجی، ΔP_W با توان مرجع ΔP_{ref} مقایسه می‌شود. توان مکانیکی تولید شده توسط توربین بادی به صورت رابطه (۹) محاسبه می‌شود [۳۹]:

$$P_{mech}=\left(\frac{\frac{1}{2}\rho A_r}{S_n}C_{P,opt}\right)\omega^3 \qquad (۹)$$

که در آن، ρ نشان دهنده چگالی هوا است؛ A_r به مساحت جاروب شده توسط روتور اشاره دارد؛ $C_{P,opt}$ بالاترین مقدار $C_P(\lambda)$ را هنگامی که $\beta=0^o$ است نشان می‌دهد؛ λ_{opt} نشان دهنده λ بهینه است که در آن $C_{P,opt}$ به اوج خود می‌رسد و S_n نشان دهنده توان نامی توربین بادی است [۳۹].

طبق دینامیک روتور و معادله نوسان آن، هرگونه اختلاف بین گشتاورهای مکانیکی و الکتریکی منجر به تغییر در سرعت شفت DFIG می‌شود که به صورت رابطه (۱۰) فرموله می‌شود [۴۱]:

$$\frac{d\omega}{dt}=\frac{1}{2H}\left(T_m-T_e\right) \quad (۱۰)$$

که در آن، T_e و T_m به ترتیب گشتاورهای الکتریکی و مکانیکی را نشان می‌دهند. با توجه به اینکه $P=T.\omega$ و ω تقریباً برابر با واحد است، معادله (۱۰) در حوزه لاپلاس به صورت رابطه (۱۱) ارائه می‌شود [۳۹] که در آن $M = 2H$ نشان دهنده ثابت اینرسی WTG است.

$$\Delta\omega=\frac{1}{Ms}\left(\Delta P_m-\Delta P_e\right) \quad (۱۱)$$

۲-٤- مدل دینامیکی فتوولتائیک

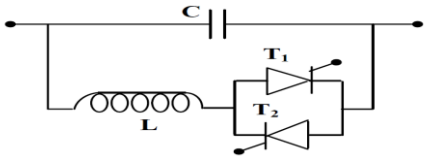
عملکرد سیستم‌های PV تحت تأثیر دو عامل اساسی تابش خورشیدی و دمای محیط قرار دارد. تکنیک MPPT برای به حداکثر رساندن توان تولید شده توسط سیستم‌های PV به کار گرفته می‌شود. از آنجا که سیستم‌های PV مقیاس بزرگ می‌توانند مستقیماً به شبکه قدرت متصل شوند، قادرند خدمات جانبی مانند AGC را نیز ارائه دهند. اگرچه مدل تابع تبدیل مرتبه اول ساده در مقالات متعددی برای سیستم‌های PV گزارش شده است، با این حال در این تحقیق برای به دست آوردن نتایج قابل اعتماد و واقع بینانه، یک مدل تابع تبدیل کامل از سیستم PV و مناسب برای مسأله AGC استفاده می‌شود. این مدل سیستم PV با موفقیت تطبیق داده شده و به طور گسترده در مطالعات قبلی AGC مورد استفاده قرار گرفته است [۱۵, ۳۹, ۴۱, ۶۵]. بر طبق این مدل، تابع تبدیل سیستم PV به صورت زیر است:

$$G_{PV}(s)=\frac{-18s+900}{s^2+100s+50} \quad (۱۲)$$

این مدل جامع سیستم PV، دینامیک پنل PV، MPPT، اینورتر و فیلتر را در نظر می گیرد [۳۹, ۴۱, ۶۶]. جزئیات مدل‌سازی سیستم PV در [۶۶] ارائه شده است. این یک مدل دینامیکی مناسب برای اهداف این مطالعه است.

۲-۵- مدل‌سازی TCSC

تجهیز TCSC از یک خازن ثابت و یک راکتور کنترل شده با تریستور (TCR) موازی با خازن ثابت تشکیل شده است که در شکل (۴) نمایش داده شده است.



شکل (٤): طرح‌واره یک TCSC

این تجهیز به صورت سری با خط انتقال نصب شده و برای اهداف مختلفی چون جبران‌سازی بخشی از راکتانس سلفی خطوط انتقال و در نتیجه کنترل فلوی توان اکتیو در خطوط انتقال، حذف تشدید زیر سنکرون (SSR)، مدیریت تراکم در خطوط انتقال و میراسازی نوسانات توان بین ناحیه‌ای استفاده می‌شود. از آن جایی که در TCSC خازن ثابت و TCR مستقیماً موازی با هم نصب می گردند، ادوات واسط نظیر ترانسفورماتور ولتاژ بالا لازم نیست. بر همین اساس، برتری اصلی TCSC نسبت به سایر ادوات FACTS در صرفه‌ی

اقتصادی آن از لحاظ آزادسازی و افزایش ظرفیت انتقال توان در خطوط انتقال است. همچنین این تجهیز با کنترل پیوسته و دقیق راکتانس سری خط، پاسخ‌های دینامیکی تندی فراهم می‌کند و کاربرد آن را برای میراسازی نوسانات توان در Tie-line خیلی موثر می‌سازد. برای بهبود پایداری زاویه روتور، از TCSC مجهز به یک کنترل‌کننده میراساز نوسانات توان (POD) کمکی به صورت هماهنگ با انواع پایدارساز سیستم قدرت (PSS) به وفور در تحقیقات پیشین استفاده شده است [۳۸, ۶۷-۶۹]. در این تحقیق، از مدل راکتانس متغیر TCSC برای نمایش دینامیک آن استفاده شده است. در این مدل‌سازی، دینامیک TCSC طی فرکانس‌های نوسان توان به صورت یک راکتانس متغیر در فرکانس پایه لحاظ می‌شود. با توجه به موازی بودن خازن ثابت و TCR، راکتانس متغیر TCSC، از رابطه (۱۳) بدست می‌آید [۷۰]:

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_C + X_L(\alpha)} \qquad (۱۳)$$

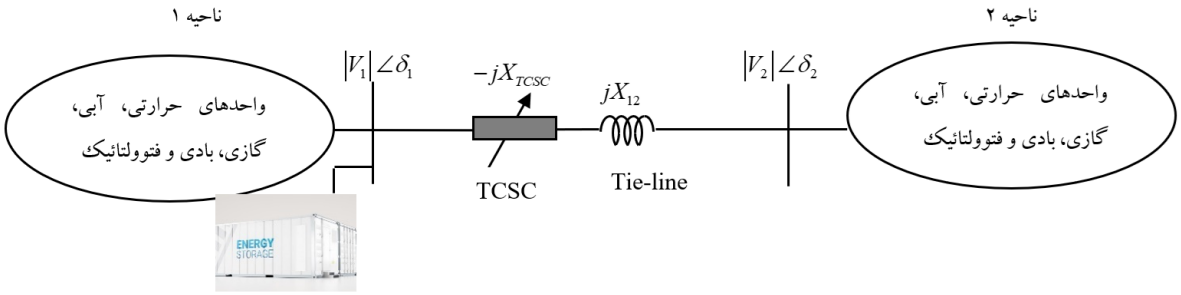
که در آن، α زاویه آتش تریستور، X_C راکتانس خازن ثابت، $X_L(\alpha)$ راکتانس متغیر TCR و XTCSC راکتانس متغیر TCSC است. راکتانس متغیر TCR از رابطه (۱۴) بدست می‌آید [۷۰]:

$$X_L(\alpha) = \frac{\pi}{2\pi - 2\alpha + sin(2\alpha)} X_L ; \frac{\pi}{2} \le \alpha \le \pi \qquad (۱۴)$$

که در آن، X_L راکتانس راکتور L است.

در این مقاله، یک مدل دینامیکی جدید و دقیق در محیط تجدید ساختار یافته برای تبادل فلوی توان در Tie-line با حضور TCSC به صورت سری در Tie-line استخراج می‌شود. مدل‌سازی بدون تقریب TCSC از اهمیت بالایی برخوردار است زیرا مدل بکارگرفته شده برای TCSC مستقیماً روی عملکرد دینامیکی کنترل‌کننده کمکی پیشنهادی مبتنی بر TCSC، دقت شبیه‌سازی‌ها و اعتبار نتایج تأثیر می‌گذارد. فرمول‌بندی مورد استفاده در [۹-۱۱, ۱۸, ۱۹, ۳۰, ۷۱] در این تحقیق دنبال نمی‌شود زیرا تصویر واضحی از نقش و سهم مستقیم TCSC در توان مبادله‌ای در Tie-line ارایه نمی دهد. همچنین، برخلاف روش مدل‌سازی TCSC مبتنی بر تقریب بسط سری تیلور که در [۳, ۵, ۶, ۸, ۱۲, ۱۳, ۲۰-۲۲, ۲۴-۲۶, ۲۸, ۲۹, ۳۲, ۳۳, ۳۵] استفاده شده است، در ادامه، یک مدل‌سازی دقیق برای مشارکت TCSC در توان مبادله‌ای Tie-line در محیط تجدید ساختار یافته و بدون نیاز به رویکرد تقریبی تیلور ارائه می‌شود.

توان واقعی عبوری از Tie-line که TCSC به صورت سری با آن مطابق با شکل (۵) نصب شده است، از رابطه (۱۵) محاسبه می‌گردد.



شکل (۵): طرح‌واره سیستم قدرت دو ناحیه‌ای با TCSC بصورت یک راکتانس خازنی متغیر سری با Tie-line و ذخیره‌ساز انرژی خازنی

$$P_{12}^{actual} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12} - X_{TCSC}} \sin\delta_{12} \qquad (۱۵)$$

PrePrint

که در آن X_{12} راکتانس Tie-line، $|V_1|$ و $|V_2|$ اندازه ولتاژ شین‌ها و δ_{12} اختلاف زاویه‌ی ولتاژ بین دو شین را نشان می‌دهد. پارامتر K درجه جبران‌سازی TCSC است و به صورت رابطه (۱۶) تعریف می‌شود.

$$K = \frac{X_{TCSC}}{X_{12}} \tag{۱۶}$$

این مقدار بایستی طوری تعیین گردد که با راکتانس خط سری شده با آن ایجاد تشدید سری نکند. در عمل، به منظور جلوگیری از ایجاد مدار تشدید سری با راکتانس خطوط انتقال، معمولاً درصد جبران‌سازی سری TCSC بایستی بین ٪۲۵ تا ٪۷۵ لحاظ گردد. توان حقیقی عبوری از Tie-line از طریق کنترل درجه‌ی جبران‌سازی K تنظیم گردد. با توجه به درجه جبران‌سازی سری K، معادله (۱۵) را می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$P_{12}^{actual} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}(1-K)}\sin\delta_{12} \tag{۱۷}$$

رابطه (۱۷) را می‌توان به دو جمله بصورت زیر تفکیک کرد:

$$P_{12}^{actual} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\sin\delta_{12} + \frac{K}{1-K}.\frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\sin\delta_{12} \tag{۱۸}$$

در رابطه (۱۸)، فلوی توان Tie-line به دو عبارت تقسیم شده است تا سهم TCSC در فلوی توان Tie-line به طور مستقل قابل فهم باشد. در مقایسه با فرمول‌بندی ارایه شده در [۹-۱۱, ۱۸, ۱۹, ۳۰, ۷۱]، این روش فرمول‌بندی سودمند است زیرا جمله اول در رابطه (۱۸) عبارت فلوی توان در Tie-line را در غیاب TCSC بیان می‌کند و جمله دوم نشان‌دهنده تأثیر TCSC در فلوی توان Tie-line است. برای یک اغتشاش کوچک در δ_1 ، δ_2 و K از مقادیر نامی خود δ_{10}، δ_{20} و K_0، انحراف فلوی توان Tie-line با خطی‌سازی حول یک نقطه بهره‌برداری به صورت زیر بدست می‌آید:

$$\Delta P_{12}^{actual} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\cos\delta^0{}_{12}\sin\Delta\delta_{12} + \frac{1}{(1-K^0)^2}.\frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\sin\delta^0{}_{12}.\Delta K \tag{۱۹}$$

از آنجایی که به ازای یک تغییر سیگنال کوچک در توان بار، تغییر زوایای ولتاژ باس‌ها عملاً خیلی کوچک است، قابل پذیرش است که بتوان فرض کرد $\sin\Delta\delta_{12} \approx \Delta\delta_{12}$ لذا داریم:

$$\Delta P_{12}^{actual} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\cos\delta_{12}{}^0\Delta\delta_{12} + \frac{1}{(1-K^0)^2}.\frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\sin\delta_{12}^0.\Delta K \tag{۲۰}$$

با فرض اینکه:

$$T_{12} = \frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\cos\delta_{12}{}^0$$
$$C = \frac{1}{(1-K^0)^2}.\frac{|V_1|.|V_2|}{X_{12}}\sin\delta_{12}^0 \tag{۲۱}$$

Print

در نتیجه، رابطه (۲۰) را می‌توان به صورت زیر خلاصه کرد:

$$\Delta P_{12}^{actual} = T_{12}\Delta\delta_{12} + C.\Delta K \quad (۲۲)$$

از آنجا که $\Delta\delta_1 = 2\pi\int\Delta f_1 dt$ و $\Delta\delta_2 = 2\pi\int\Delta f_2 dt$ ، معادله (۲۲) را می‌توان در حوزه لاپلاس به صورت زیر بیان کرد:

$$\Delta P_{12}^{actual}(s) = \frac{2\pi T_{12}}{s}[\Delta F_1(s) - \Delta F_2(s)] + C.\Delta K(s) \quad (۲۳)$$

معادله (۲۳) را می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$\Delta P_{12}^{actual}(s) = \Delta P^{0}{}_{12}(s) + \Delta P_{TCSC}(s) \quad (۲۴)$$

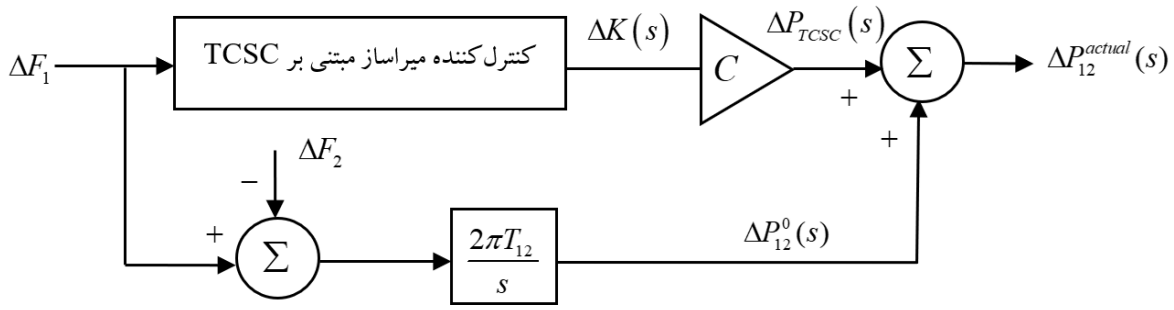
که در آن، انحراف فلوی توان Tie-line بدون حضور TCSC به صورت همان رابطه (۶) بدست آمد:

$$\Delta P^{0}{}_{12}(s) = \frac{2\pi T_{12}}{s}[\Delta F_1(s) - \Delta F_2(s)] \quad (۲۵)$$

همچنین، سهم مشارکت TCSC در انحراف فلوی توان Tie-line به صورت دقیق و شفاف با رابطه (۲۶) بیان می‌شود:

$$\Delta P_{TCSC}(s) = C.\Delta K(s) \quad (۲۶)$$

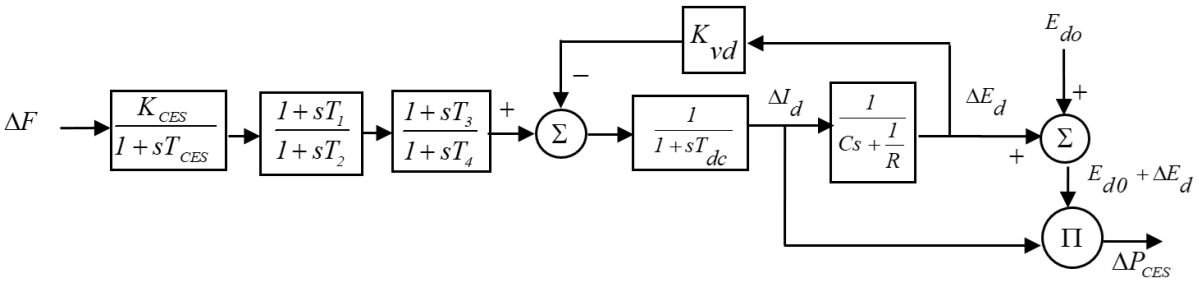
با توجه به اصول خطی‌سازی پیاده شده، به راحتی می‌توان به تفاوت کلیدی بین این روش مدل‌سازی دقیق با رویکرد تقریبی مبتنی بر بسط سری تیلور مورد استفاده در [۳, ۵, ۶, ۸, ۱۲, ۱۳, ۲۰-۲۲, ۲۴-۲۶, ۲۸, ۲۹, ۳۲, ۳۳, ۳۵] برای مدل‌سازی مشارکت TCSC در کنترل فلوی توان Tie-line را درک کرد. لازم به ذکر است که ثابت C طبق رابطه (۲۱) حاوی اطلاعات اختصاصی تجهیز TCSC است که آن را از سایر FACTS سری متمایز می‌کند. از رابطه (۲۶) مشخص است که تبادل فلوی توان Tie-line می‌تواند به طور مداوم با کنترل دینامیکی ΔK تنظیم شود. به منظور تحقق یک کنترل‌کننده میراساز مناسب مبتنی بر TCSC، بهره ثابت C قابل ادغام در بهره تناسبی کنترل‌کننده میراساز مبتنی بر TCSC است. ساختار TCSC به عنوان یک کنترل‌کننده میراساز نوسانات در شکل (۶) نشان داده شده است که در آن انحراف فرکانس در ناحیه یک یعنی ΔF1 به عنوان سیگنال کنترل ورودی استفاده می‌شود.



شکل (٦): ساختار میراساز پیشنهادی مبتنی بر TCSC

۲-٦- مدل‌سازی CES بر اساس [۳۹]

شکل (۷) نمایش بلوک دیاگرام واحد CES مبتنی بر جبران‌ساز پس‌فاز-پیش‌فاز ارایه شده در [۳۹] را نشان می‌دهد.



شکل (۷): بلوک دیاگرام CES مبتنی بر جبران‌ساز پس‌فاز-پیش‌فاز [۳۹]

در شکل (۷)، ΔE_d تغییر در ولتاژ مبدل است که مقابل UC ظاهر می‌شود؛ ΔI_d انحراف در جریان UC است؛ K_{vd} بهره مسیر بازخورد ولتاژ است و T_{dc} ثابت زمانی مبدل است. نکته قابل توجه این است که سیگنال حس شده به عنوان ورودی به واحد CES، سیگنال انحراف فرکانس ناحیه است. ولتاژ UC باید پس از عبور از شرایط گذرای ناشی از اغتشاش بار، به سرعت به مقدار نقطه تنظیم بازگردد. با انجام این کار، CES آماده می‌شود تا بلافاصله به اغتشاشات بعدی بار پاسخ دهد. از این رو، برای سرعت بخشیدن به فرآیند بازیابی ولتاژ UC، انحراف در ولتاژ UC، ΔE_d، توسط یک بهره، K_{vd}، در یک حلقه کنترل بازخورد منفی حس و تقویت می‌شود. بنابراین، انحراف در جریان UC را می‌توان در حوزه لاپلاس به صورت زیر بیان کرد [۳۹]:

$$\Delta I_d = \frac{K_{CES}}{1+sT_{dc}} u_{CES}(s) - \frac{K_{vd}}{1+sT_{dc}} \Delta E_d(s) \quad (۲۷)$$

که در آن انحراف در ولتاژ UC به صورت رابطه (۲۸) بدست می‌آید:

$$\Delta E_d(s) = \frac{1}{Cs+\frac{1}{R}} \Delta I_d \quad (۲۸)$$

انحراف در توان الکتریکی مدوله شده توسط CES به صورت رابطه (۲۹) نوشته می‌شود:

$$\Delta P_{CES} = E_{d0}\Delta I_d + \Delta E_d \Delta I_d \quad (۲۹)$$

برای مشارکت مؤثر در مسأله FR، کنترل‌کننده میرایی مبتنی بر جبران‌سازهای سنتی پس‌فاز-پیش‌فاز به مدل اختصاصی CES اعمال می‌شود [۳۹]. پارامترهای قابل تنظیم مدل CES شکل (۷) عبارت‌اند از KCES، T1 و T3. برای کاهش بار محاسباتی فرآیند تنظیم بهینه، ثابت‌های زمانی جبران‌کننده‌های پس‌فازی T_2 و T_4 و ثابت زمانی TCES واحد CES ثابت فرض می‌شوند. بنابراین، برای جبران کامل تأخیر فاز بین سیگنال‌های فرکانس ناحیه و توان تولید شده، ثابت‌های زمانی پیش‌فازی T_1 و T_3 باید فراتر از ثابت‌های زمانی پس‌فازی از پیش تعیین‌شده T_2 و T_4 بهینه شوند. رایج‌ترین داده‌ها برای بخش اختصاصی واحد CES عبارت اند از [۳۹]: C=1F، R=100Ω، T_{dc}=0.05s، E_{do} = 2.0 kV، E_{dmax} = 2.76 kV، E_{dmin} = 0.6 kV، K_{Vd} = 0.1 kA/kV، $T_2 = T_4 = TCES =$ 0.01s

۲-۷- پیاده‌سازی FOCs پیشنهادی برای TCSC

از نظر ریاضی، دیفرانسیل و انتگرال مرتبه کسری ذاتاً بُعد نامحدودی دارند. برای تضمین تلاش کنترلی محدود و حذف نویز کافی در فرکانس‌های بالا، دیفرانسیل و انتگرال مرتبه کسری بایستی برای شبیه‌سازی در محیط MATLAB/Simulink به صورت باند

کراندار تحقق یابند. با انتخاب یک تکنیک مناسب برای تقریب دیفرانسیل و انتگرال مرتبه کسری به یک معادل مرتبه صحیح، شبیه‌سازی باند کراندار FOCs می‌تواند عملکرد قابل توجهی را به همراه داشته باشد [۴۳, ۴۴]. روش بازگشتی گویای باندکراندار Oustaloup یکی از مؤثرترین تکنیک‌های تقریب معرفی شده تا به امروز است. این رویکرد با موفقیت توسط نویسندگان در تحقیقات قبلی [۳۹-۴۱] به کار گرفته شده است و در اینجا نیز از آن استفاده شده است. طبق تکنیک تقریب Oustaloup، یک عبارت دیفرانسیلی مرتبه کسری با توزیع بازگشتی صفرها و قطب‌ها به صورت زیر تقریب زده می‌شود:

$$s^{\alpha} \approx K \prod_{K=-N}^{N} \frac{s+\omega'_K}{s+\omega_K} \tag{۳۰}$$

که در آن صفرها، قطب‌ها و بهره را می‌توان به صورت بازگشتی از رابطه (۳۱) محاسبه کرد:

$$\omega'_K = \omega_b \left(\omega_h / \omega_b\right)^{\frac{K+N+\frac{1}{2}(1-\alpha)}{2N+1}} ; \omega_K = \omega_b \left(\omega_h / \omega_b\right)^{\frac{K+N+\frac{1}{2}(1+\alpha)}{2N+1}} ; K = \omega_h^{\alpha} \tag{۳۱}$$

که در آن α مرتبه عبارت کسری است؛ $(2N+1)$ تعداد صفرها و قطب‌ها یا مرتبه تقریب است؛ و (ω_b, ω_h) بازه فرکانسی پیش‌بینی‌شده برای پیاده‌سازی FOC است. بین پیچیدگی پیاده‌سازی FOC و دقت آن، مصالحه‌ای وجود دارد. عملکرد مطلوب یک FOC به مرتبه تقریب متکی است. تقریب‌های مرتبه کوچک، موجک‌هایی را در مشخصه‌های بهره و فاز ایجاد می‌کنند. می‌توان با به‌کارگیری مرتبه‌های بالاتر تقریب Oustaloup، چنین ریپل‌هایی را از بین برد. با این وجود، دشواری پیاده‌سازی به دلیل بار محاسباتی فرآیند طراحی با تقریب‌های مرتبه بالاتر، نگران‌کننده خواهد بود. در مطالعه حاضر، تقریب مرتبه پنجم با محدوده فرکانسی (۱۰۰و ۰/۰۱) رادیان بر ثانیه ترجیح داده می‌شود که رایج‌ترین محدوده در پیاده‌سازی FOCs است [۳۹-۴۱, ۴۴]. مشخص شده است که حتی با این مرتبه از تقریب Oustaloup، FOCs به‌دست‌آمده، از جنبه‌های مختلفی نظیر رفتار پایدارسازی و مقاوم بودن، نسبت به IOCs عملکرد بهتری دارند. برای پیاده‌سازی نرم‌افزاری FOCs، جعبه ابزار FOMCON موجود است که ویژه محیط MATLAB/Simulink است. جعبه ابزار FOMCON مخفف جعبه ابزار مدل‌سازی و کنترل مرتبه کسری است که توسط Tepljakov برای تجزیه و تحلیل سیستم‌ها و سیستم‌های کنترل مرتبه کسری در هر دو حوزه زمان و فرکانس ایجاد شده است [۶۶, ۶۷]. هدف FOMCON ارائه ابزارهای کاربرپسند، قوی و دقیق برای کار با FOCs در طیف وسیعی از تحقیقات است [۴, ۴۲, ۶۸, ۶۹]. برای اطمینان از عملکرد صحیح FOMCON، جعبه ابزارهای "سیستم کنترل" و "بهینه‌سازی" در محیط MATLAB/Simulink مورد نیاز است.

۲-۸- تابع هدف

بر اساس توضیحاتی که در بخش ۲-۱ ارایه شده است، در این مقاله شاخص ITSE به صورت رابطه (۳۲) به عنوان تابع هدف به کار گرفته شده است:

$$ITSE = \int_0^{Tsim} t\left[\Delta f_1^{\,2} + \Delta f_2^{\,2} + (\Delta P_{12}^{\,error})^2\right] dt \tag{۳۲}$$

که در آن T_{sim} زمان شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. طبق رابطه (۳۲)، هدف طراحی، کاهش انحرافات فرکانس نواحی و انحراف فلوی توان خطا در Tie-line است. طراحی کنترل‌کننده‌های هماهنگ پیشنهادی به عنوان یک مسأله بهینه‌سازی غیرخطی در نظر گرفته شده

Print

است. الگوریتم‌های بهینه‌سازی فراابتکاری MGSO و IPSO برای به حداقل رساندن ITSE و یافتن پارامترهای قابل تنظیم کنترل‌کننده‌های ارائه شده در جدول (۲) با توجه به محدودیت‌های زیر اعمال می‌شوند [۳۹]:

$$\begin{aligned} &0 \le K_{CES}, K_{TCSC}, K_{I1}, K_{I2}, K_P, K_T, K_I, K_D \le 50 \\ &0.01 \le T_1, T_3 \le 1 \\ &0 \le \lambda, \mu \le 1 \\ &2 \le n \le 3 \end{aligned} \qquad (۳۱)$$

جدول (۲): پارامترهای قابل تنظیم کنترل‌کننده‌های مختلف

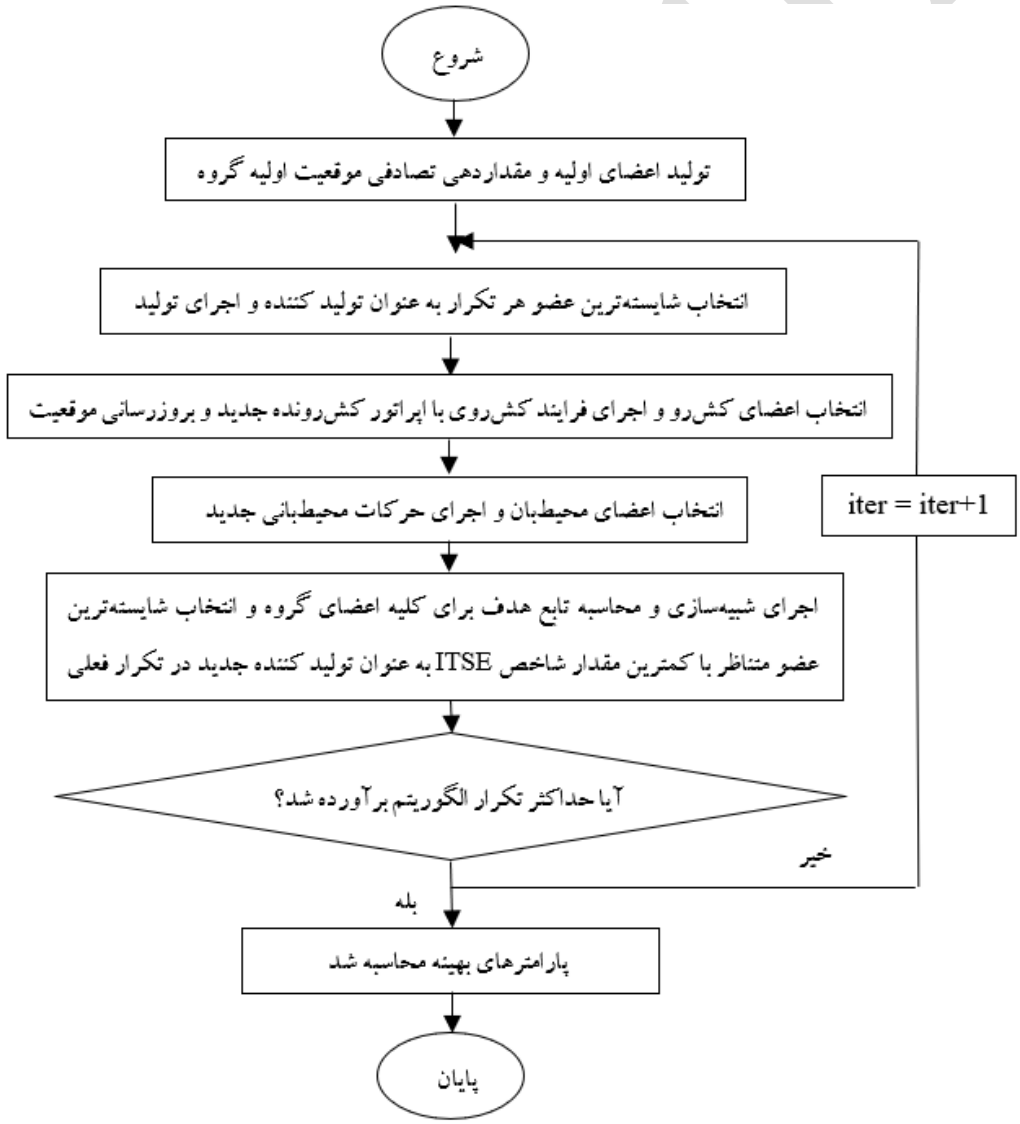
کنترل‌کننده‌های هماهنگ	پارامترهای قابل تنظیم
CES و AGC [۳۹]	$K_{CES}, T_1, T_3, K_{I1}, K_{I2}$
TCSC مبتنی بر TID و AGC	$K_T, K_I, K_D, K_{I1}, K_{I2}$
TCSC مبتنی بر FOPID و AGC	$K_P, K_I, K_D, \lambda, \mu, K_{I1}, K_{I2}$
TCSC مبتنی بر FOTID و AGC	$K_T, K_I, K_D, \lambda, \mu, K_{I1}, K_{I2}$

۲-۹- الگوریتم بهینه‌سازی فراابتکاری MGSO

در این تحقیق برای به حداقل رساندن معادله (۳۲)، الگوریتم MGSO اعمال می‌شود. این الگوریتم یکی از روش‌های بهینه‌سازی فراابتکاری مبتنی بر هوش گروهی است که از رفتار اجتماعی حیوانات در شکار برگرفته شده است. با هدف گسترش یک رویکرد بهینه‌سازی، الگوریتم GSO از مکانیزم‌های جستجوی گروهی حیوانات برای یافتن غذا بهره می‌برد. هر جزء از GSO به عنوان یک عضو نام‌گذاری می‌شود و موقعیت آن عضو یک جواب بالقوه است. همه اعضا جمعیتی را تشکیل می‌دهند که معمولاً به عنوان یک گروه شناخته می‌شود. در GSO، هر گروه سه نوع عضو متمایز دارد: تولیدکنندگان (Producers)، تکاوران یا محیط‌بانان (Rangers) و کِش رونده‌ها (Scroungers). در فعالیت‌های شکار حیوانات، تلاش برای شناسایی غذا به عنوان یک تولیدکننده و گرد هم آمدن برای مشارکت در مصرف غذا به عنوان یک کِش‌رونده، دو رفتار رایج هستند. در ابتدا موقعیت هر عضو بصورت تصادفی مقداردهی اولیه می‌شود. در هر تکرار، شایسته‌ترین عضو به عنوان تولیدکننده انتخاب می‌شود. در مقاله حاضر، تولیدکننده با عضوی با کمترین مقدار ITSE از رابطه (۳۲) مطابقت دارد. در هر تکرار، تولیدکننده موقعیت بهتری را در سه نقطه تصادفی اطراف خود بررسی می‌کند. وقتی تولیدکننده موقعیتی بهتر از موقعیت موجود را تشخیص دهد، به آن مکان حرکت می‌کند. در غیر این صورت، هیچ حرکتی نمی‌کند. حدود ۶۰ تا ۸۰ درصد از اعضا به صورت تصادفی به عنوان کِش‌رونده انتخاب می‌شوند. کِش‌رونده‌ها همچنان به دنبال فرصت‌های بهتر برای پیوستن به غذایی هستند که تولیدکننده تشخیص می‌دهد. این امر بخش اساسی مکانیسم اکتشاف الگوریتم GSO است. باقی اعضای گروه از مکان‌های فعلی پراکنده می‌شوند تا تکاوران یا محیط‌بانان را بنا کنند. محیط‌بانان هر زمان که طعمه تمایل به فرار داشته باشد، مورد نیاز هستند. در مورد طعمه فراری، محیط‌بانان با پرسه زدن تصادفی برای شناسایی مؤثر غذا به مکانیسم اکتشاف کمک می‌کنند. پرسه‌زنی تصادفی به عنوان مؤثرترین شیوه جستجو برای منابع غذایی با توزیع تصادفی است که توسط محیط‌بانان استفاده می‌شود. آنها نقش اساسی در فرآیند تصمیم‌گیری دارند. لذا، GSO بر اساس شخصیت‌های تولیدکننده-کِش‌رونده-محیط‌بان ایجاد می‌شود [۴۲, ۴۳]. برای جزئیات بیشتر درباره الگوریتم GSO به [۷۰] رجوع شود. در قیاس با سایر الگوریتم‌های تکاملی، GSO

Print

دارای الگوریتم قوی برای رسیدن به راه‌حل‌های دقیق و مقاوم دارد و به خوبی می‌تواند به جواب بهینه همگرا شود . بااینحال، مشابه اکثر روش‌های فراابتکاری مبتنی بر هوش جمعی، که از رویکردهای زندگی تیمی، شکار گروهی و جستجوی گروهی برای کشف منابع غذایی الهام گرفته‌اند، GSO همگرایی زودهنگام به یک حداقل محلی و سرعت همگرایی نسبتاً کندی را نشان می‌دهد. برای جلوگیری از گیر افتادن GSO در راه‌حل‌های غیربهینه و افزایش توانایی کاوش و سرعت همگرایی آن، الگوریتم MGSO توسعه داده شده است. این الگوریتم در فرار از حداقل‌های محلی و دستیابی به خروجی‌های دقیق و قابل اعتماد در کوتاه‌ترین زمان ممکن، عالی عمل می‌کند. علاوه بر این، MGSO رفتار مقاومی را نشان می‌دهد که تا حد زیادی تحت تأثیر ابعاد بالای مسأله بهینه‌سازی، مقداردهی اولیه اعضا و غیرخطی بودن مسأله قرار نمی‌گیرد. این مزایا را می‌توان به اپراتورهای کِش‌رو و محیط‌بان که اخیراً توسعه یافته‌اند نسبت داد. در MGSO، اپراتور کِش‌رونده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) الهام می‌گیرد. در نتیجه، موقعیت کِش‌رونده‌ها با استفاده از یک مکانیزم به‌روزرسانی که بسیار شبیه به آن‌چه در الگوریتم PSO است، تنظیم می‌شود. به طور خلاصه، کدنویسی سرراست، اجرا و تطبیق آسان برای حل مسایل مختلف، همگرایی نسبتاً سریع و مکانیزم بهینه‌سازی انعطاف‌پذیر و قوی از ویژگی‌های MGSO است [۳۹]. شکل (۸) نمودار فلوچارت الگوریتم MGSO را نشان می‌دهد.



شکل (۸): فلوچارت الگوریتم MGSO

پارامترهای الگوریتم MGSO شامل تعداد پارامترهای قابل تنظیم (N_{par})، اندازه جمعیت (PopSize) ۵۰، حداکثر تکرار الگوریتم (MaxIter) ۱۰۰۰ و درصد کِش‌روها ٪۸۰ است. تعداد کِش‌روها به صورت روند (درصد کِش‌روها * PopSize) محاسبه می‌شود. درصد محیط‌بان‌ها ٪۲۰ است و تعداد محیط‌بان‌ها به صورت راند (درصد تکاورها * PopSize) - ۱ تعیین می‌شود [۳۹-۴۱].

۳- نتایج و بحث

۳-۱- سازوکار اجرای شبیه‌سازی‌ها و کلیات ارزیابی‌ها

سیستم قدرت نمایش داده شده در شکل (۱)، در محیط MATLAB/Simulink پیاده‌سازی و به مدت ۱۰۰ ثانیه طی فرایند طراحی شبیه‌سازی شده است. الگوریتم‌های اکتشافی MGSO و IPSO به صورت ام‌فایل کدنویسی شده و با Simulink پیوند یافته‌اند تا یک مسأله کمینه‌سازی غیرخطی مبتنی بر تابع هدف رابطه (۳۲) را برای یافتن پارامترهای بهینه حل کنند. نتایج مرتبط با کمترین شاخص ITSE، که پس از چندین اجرا به دست آمده است، به عنوان پارامترهای بهینه نهایی انتخاب می‌شوند. برای شبیه‌سازی FOCs از جعبه ابزار FOMCON استفاده شده است. برای اهداف مقایسه‌ای با تحقیقات پیشین گزارش شده در [۳۹]، یک رویکرد کنترل هماهنگ بین CES و AGC پیاده‌سازی شده است. این رویکرد طراحی هماهنگ CES-AGC، از ویژگی‌های مبتنی بودن بر دینامیک اختصاصی CES بهره می‌برد. همچنین، مقایسه‌ای بین عملکرد کنترل‌کننده‌های TID، FOPID و FOTID وقتی به عنوان میراساز در ساختار TCSC استفاده می‌شوند، انجام شده است. تأثیر اعمال CTDs مختلف بر تاب‌آوری سیستم قدرت بررسی شده است تا MTTD هر طرح کنترلی شناسایی شود. انواع مختلفی از حملات سایبری از نوع FDI به صورت مجزا و نیز همزمان با CTD مشخصی اعمال شده‌اند تا تاب‌آوری سیستم قدرت سایبرفیزیکی کنترل‌شده با رویکرد پیشنهادی TCSC-AGC به دقت ارزیابی شود. علاوه بر این، مقاوم بودن راهبرد کنترلی پیشنهادی از طریق انجام تحلیل حساسیت تحت انحرافات قابل توجه در پارامترهای کلیدی سیستم قدرت و بارگذاری بررسی می‌شود.

۳-۲- ارزیابی عملکرد دینامیکی طرح پیشنهادی در یک محیط کاملاً رقابتی

هدف این بخش بررسی عملکرد راهبرد کنترلی پیشنهادی در یک محیط آزاد است که در آن شرکت‌کنندگان بازار برق آزاد هستند تا در یک چارچوب کاملاً رقابتی در معاملات توافق شده بر اساس DPM شرکت کنند. فرض می‌شود یک توافق بازار بین چهار DISCO و شش GENCO طبق DPM زیر برقرار باشد [۳۹, ۴۴, ۷۱]:

$$DPM = \begin{array}{c} \\ GENCO_1 \\ GENCO_2 \\ GENCO_3 \\ GENCO_4 \\ GENCO_5 \\ GENCO_6 \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} DISCO_1 & DISCO_2 & DISCO_3 & DISCO_4 \end{array} \\ \begin{bmatrix} 0.2 & 0.1 & 0.3 & 0 \\ 0.2 & 0.2 & 0.1 & 0.1666 \\ 0.1 & 0.3 & 0.1 & 0.1666 \\ 0.2 & 0.1 & 0.1 & 0.3336 \\ 0.2 & 0.2 & 0.2 & 0.1666 \\ 0.1 & 0.1 & 0.2 & 0.1666 \end{bmatrix} \end{array} \quad (۳۴)$$

Pr Print

در این چارچوب، توافق‌نامه‌های دوجانبه و قراردادهای اشتراکی به طور همزمان برای شبیه‌سازی یک سیستم کاملاً رقابتی در نظر گرفته می‌شوند. فرض بر این است که DISCOk توافق‌نامه‌ای برای تقاضای ۰/۰۵ مگاوات پریونیت امضا کرده است. برای اهداف مقایسه‌ای، پارامترهای نهایی کنترل‌کننده‌های هماهنگ بعد از چندین اجرا در جدول (۳) گزارش شده است.

جدول (۳): پارامترهای بهینه نهایی راهبردهای کنترلی مختلف به‌دست‌آمده توسط IPSO و MGSO

رویکرد کنترلی	الگوریتم	K_{I1}	K_{I2}	K_{CES}	T_1	T_3	$K_P(K_T)$	n	K_I	λ	K_D	μ	ITSE
Sole AGC [41]	MGSO	0.2618	1.8828	-	-	-	-	-	-	-	-	-	418.3922
	IPSO	0.2734	1.9658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506.4055
CES and AGC [39]	MGSO	0.9388	0.2909	0.3446	0.0386	0.0250	-	-	-	-	-	-	0.2698
	IPSO	0.8936	0.2657	0.3000	0.1025	0.0417	-	-	-	-	-	-	0.3175
TID-based TCSC and AGC	MGSO	0.2004	0.2430	-	-	-	0.0287	-	0.0393	-	0.1564	-	1.5015
	IPSO	0.2228	0.2130	-	-	-	0.0312	-	0.0420	-	0.1337	-	1.7831
FOPID-based TCSC and AGC	MGSO	0.1492	0.2847	-	-	-	0.1161	-	0.2263	0.1564	0.5182	0.8257	1.3590
	IPSO	0.1512	0.2657	-	-	-	0.1312	-	0.2478	0.1217	0.5368	0.8765	1.3725
FOTID-based TCSC and AGC	MGSO	0.2007	0.2800	-	-	-	0.0100	2.4912	0.0405	0.0978	0.1381	0.5994	1.0965
	IPSO	0.1880	0.3134	-	-	-	0.0287	2.9777	0.0694	0.0988	0.1653	0.8091	1.1546

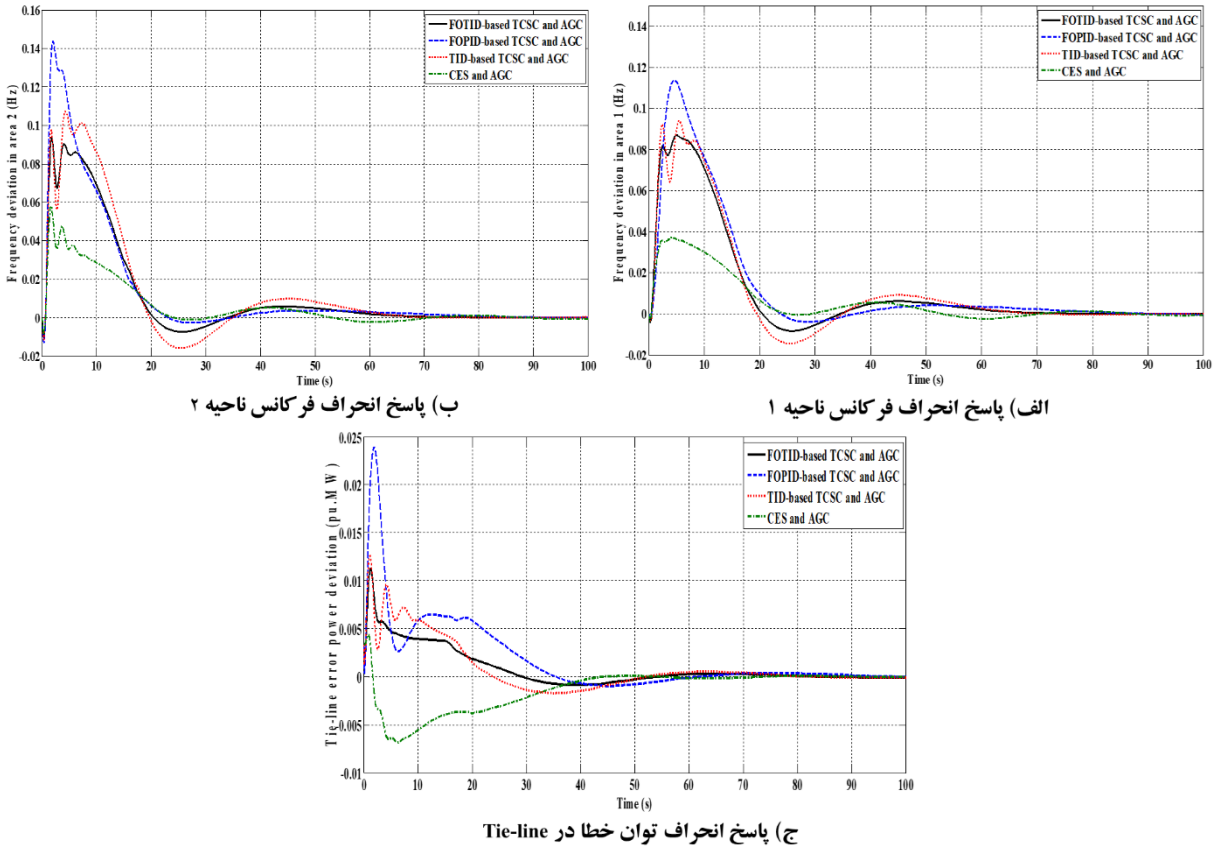
زمان مورد نیاز برای اجرای فرآیند کمینه‌سازی با استفاده از الگوریتم‌های IPSO و MGSO تقریباً یکسان است. با این حال، هنگام ارزیابی بهترین نتایج، تمایز قابل توجهی بین الگوریتم‌ها پدیدار می‌شود. پارامترهای بهینه نهایی با شناسایی کمترین شاخص ITSE تعیین می‌شوند. بنابراین، در جدول (۳) ردیف‌های مرتبط با MGSO نشان دهنده تنظیمات نهایی پارامترهای کنترل‌کننده‌ها هستند. یافته‌ها نشان می‌دهد که در تمام رویکردهای کنترلی، MGSO در کاهش ITSE مؤثرتر از IPSO عمل کرده است. شاخص ITSE بسیار بزرگ برای حالت صرفاً AGC نشان دهنده واگرایی پاسخ‌ها و عدم توانایی کنترل‌کننده در میراسازی نوسانات و حفظ پایداری فرکانس است. طرح کنترل هماهنگ CES-AGC کمترین شاخص ITSE را به دست می‌دهد که نشان می‌دهد این طرح موثرتر از راهبرد کنترلی TCSC-AGC برای کاهش نوسانات فرکانس نواحی و توان Tie-line است. شاخص ITSE بدست آمده برای رویکرد کنترل TCSC-AGC با استفاده از کنترل‌کننده پیشنهادی FOTID کمتر از ITSE بدست آمده از اعمال کنترل‌کننده‌های TID و FOPID است که نشان‌دهنده‌ی برتری آن در بهبود عملکرد میرایی نوسانات فرکانس نواحی و توان خطای Tie-line است.

همانطور که در شکل (۹) نشان داده شده است، با پیاده‌سازی CES-AGC، انحرافات به طور موثرتری و با فراجهش کمتری نسبت به طرح کنترل هماهنگ TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOCs به صفر کاهش می‌یابند. این یافته با ماهیت CES در مقایسه با ماهیت یک FACTS سری مثل TCSC همخوانی دارد. یک ذخیره‌ساز انرژی با پاسخ دینامیکی خیلی سریع مانند CES می‌تواند از طریق جذب فوری توان مازاد شبکه یا تزریق فوری توان مورد نیاز به شبکه به برقراری سریع تعادل توان تولیدی و مصرفی کمک کند

Print

حال آن که تجهیز FACTS سری نقش تنظیم‌گری توان مبادله شده بین نواحی از طریق Tie-line را بر عهده دارد و مستقیماً در جذب یا تزریق توان مورد نیاز به شبکه نقشی ندارد فلذا در مقام مقایسه پتانسیل کمتری برای بهبود عملکرد دینامیکی AGC دارد. شکل (۹) نشان می‌دهد که میرایی ناشی از کاربرد TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOTID بهتر از TCSC-AGC مبتنی بر TID و FOPID است. این مسأله به وضوح در کاهش دامنه و زمان نشست نوسانات مشهود است.

شکل (۹) پاسخ‌های نوسان فرکانس ناحیه ΔFi و پاسخ نوسان توان خطای Tie-line یا ΔP12error را حین استفاده از طرح‌های کنترل هماهنگ مختلف نشان می‌دهد.



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

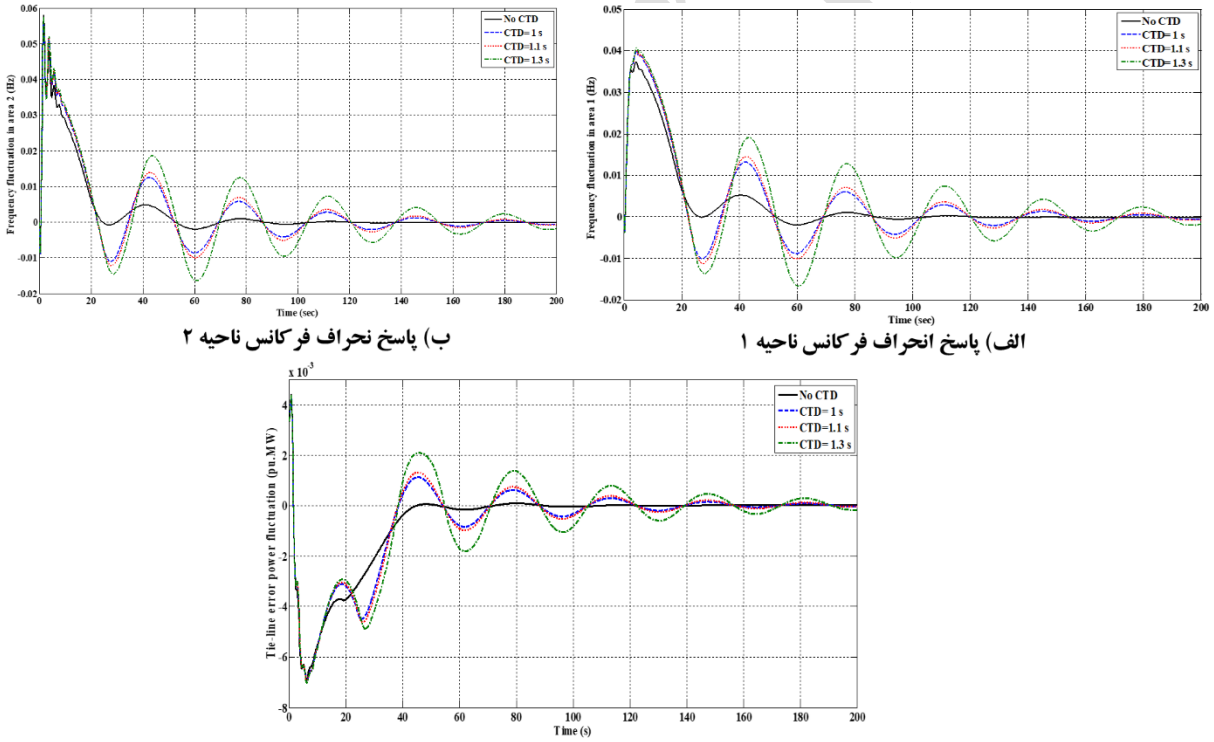
ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۹): پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت تحت بارهای قراردادی طبق DPM و راهبردهای کنترلی مختلف

۳-۳ ارزیابی تاب‌آوری راهبرد کنترل پیشنهادی تحت CTDهای مختلف

مواجهه با CTDs بزرگ در سیستم‌های قدرت رقابتی یکپارچه با RES، یک مسأله واقعی و حیاتی برای حفظ تاب‌آوری فرکانس هستند. در محیط رقابتی، ایجاد شبکه‌های ارتباطی پهن باند، سریع و بدون تأخیر برای ارائه خدمات جانبی AGC بسیار مهم است. در سیستم‌های قدرت ناحیه گسترده با Tie-line طولانی و ضعیف، تأخیر در انتقال داده‌ها می‌تواند به دلیل تأخیر تله‌متری در هنگام انتقال سیگنال‌های ΔF_i و ΔP_{12}^{error} از ترنسدیوسرها و حسگرها به یک مرکز پردازش داده دوردست رخ دهد. تأثیر این نوع CTD در امتداد سیگنال ACE مدل‌سازی می‌شود. علاوه بر این، هنگام ارسال سیگنال AGC پردازش شده به GENCOها CTD دیگری ایجاد می‌شود که پس از بلوک AGC مدل‌سازی می‌شود. در یک چارچوب رقابتی، با توجه به محدودیت‌های فیزیکی در زیرساخت‌های AGC، شناسایی MTTD سیستم از دیدگاه تاب‌آوری بسیار مهم است. در اصل، MTTD نشان دهنده بالاترین تأخیر زمانی قابل

~~تحمل در کانال‌های انتقال داده AGC است که یک سیستم قدرت می‌تواند بدون از دست دادن تاب‌آوری فرکانس تحمل کند~~ [۴۱]. اگر نوسانات در یک بازه زمانی مشخصی برطرف نشوند و زمان نشست نوسانات طولانی باشد، سیستم قدرت به طور رضایت‌بخشی تاب‌آور نیست [۳۹]. در اینجا فرض بر این است که اگر نوسانات در یک بازه زمانی ۲۰۰ ثانیه‌ای برطرف نشوند، یک سیستم قدرت به طور رضایت‌بخشی تاب‌آور نیست. برای ارزیابی MTTD از طریق شبیه‌سازی‌های دینامیکی، رفتار سیستم قدرت تحت CTDهای مختلف با حفظ تنظیمات جدول (۳) تحلیل می‌شود. مطابق شکل (۱)، CTDs برای هر دو کانال ارتباطی به مرکز AGC و از مرکز AGC در نظر گرفته می‌شوند. تأثیر CTDها در هر دو طرف مرکز AGC مشابه است. بنابراین، به جای بررسی جداگانه اثرات CTDها، می‌توان از یک تأخیر زمانی تجمعی در ارزیابی‌ها استفاده کرد. بر این اساس، ارزیابی‌ها برای شناسایی MTTD از طریق آزمون و خطا و به ازای CTDهای تجمعی مختلف انجام می‌شود. توابع تبدیل $\exp(-\tau_a s)$ و $\exp(-\tau_b s)$ برای نمایش CTDها قبل و بعد از مرکز AGC استفاده می‌شوند که τ_b و τ_a نشان دهنده تأخیر زمانی درکانال های قبل و بعد از مرکز AGC است. برای شبیه‌سازی $\exp(-\tau_s)$ در MATLAB، معمولاً از تقریب Padé برای تقریب تأخیر به صورت یک تابع تبدیل گویا استفاده می‌شود. هنگام انتخاب یک تابع تبدیل گویای مناسب برای مدل‌سازی تقریب Padé، باید تعادلی بین پیچیدگی پیاده‌سازی تابع تبدیل و دقت آن در نسخه تقریبی برقرار شود. در این تحقیق، تقریب Padé مرتبه دوم ترجیح داده می‌شود [۳۹, ۴۱]. پاسخ‌های دینامیکی سیستم به CTDهای تجمعی مختلف هنگام استفاده از طرح‌های کنترلی مختلف در شکل‌های (۱۰) تا (۱۳) نشان داده شده است.

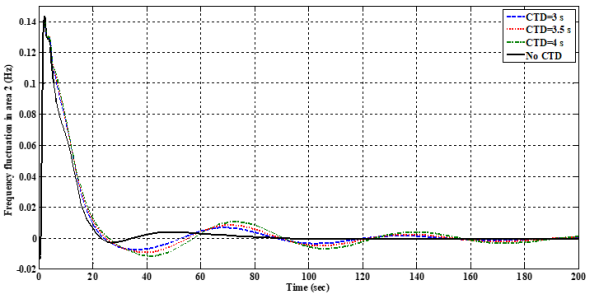


ب) پاسخ نحراف فرکانس ناحیه ۲

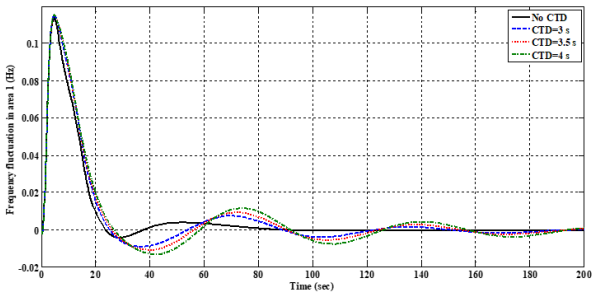
الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

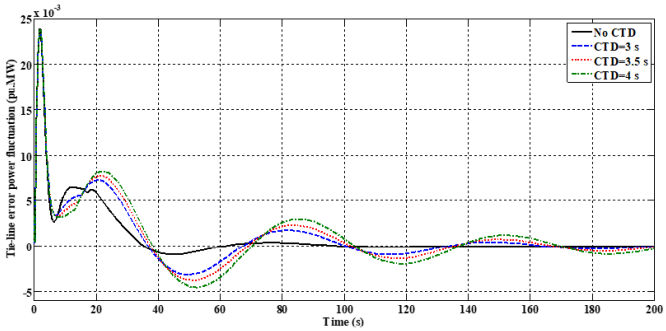
شکل (۱۰): پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت تحت CTD های مختلف با استفاده از CES-AGC [۳۹]



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

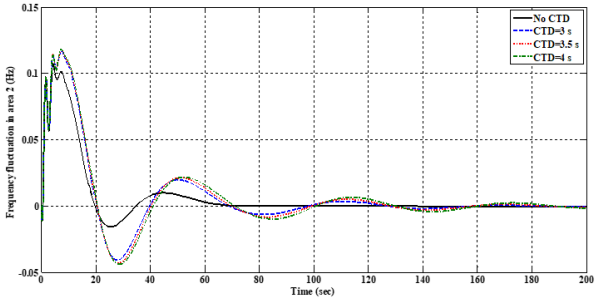


الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

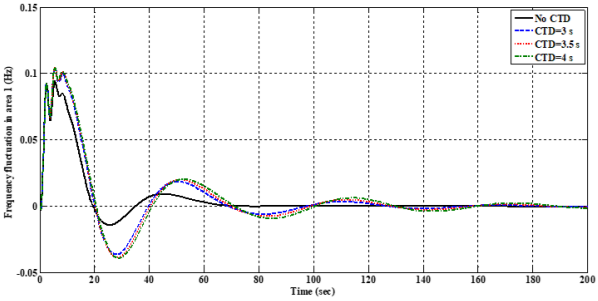


ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

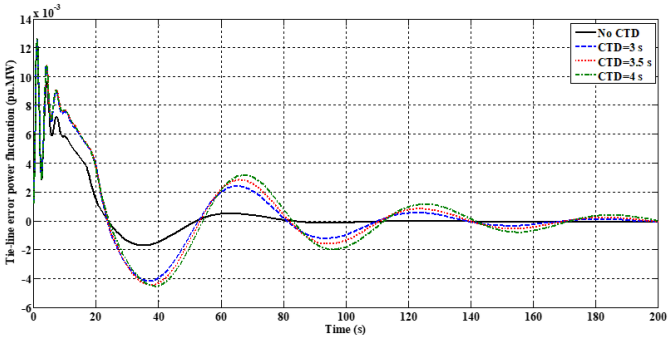
شکل (۱۱): پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت تحت CTD های مختلف با استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر FOPID



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

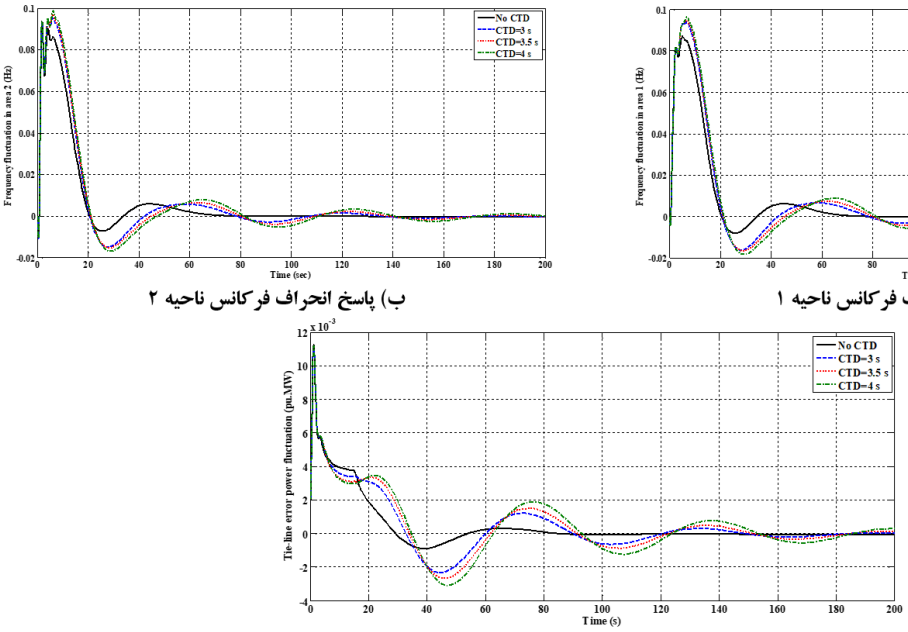


الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱



ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۲): پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت تحت CTD های مختلف با استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر TID



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۳): پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت تحت CTD های مختلف با استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر FOTID

طبق نتایج، پاسخ‌های میرایی با افزایش مقادیر CTD بدتر می‌شوند. علاوه بر این، زمانی که CTDها از یک مقدار مشخصی تجاوز می‌کنند انحرافات در بازه زمانی شبیه‌سازی ۲۰۰ ثانیه‌ای میرا نمی‌شوند و زمان نشست به بیش از ۲۰۰ ثانیه می‌رسد. از شکل‌های (۱۰) تا (۱۳) می‌توان دریافت که برای تأخیرهای زمانی یکپارچه ۱/۱ ثانیه مربوط به طرح CES-AGC [۳۹] و ۳/۵ ثانیه مربوط به هر سه راهبرد کنترل پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOTID، TID و FOPID، انحرافات در نهایت در زمان شبیه‌سازی ۲۰۰ ثانیه‌ای میرا می‌شوند. برای تأخیرهای زمانی تجمعی اندکی بیش از این مقادیر، پاسخ‌های ΔF_1، ΔF_2 و ΔP_{12}^{error} در عرض ۲۰۰ ثانیه میرا نمی‌شوند. بنابراین، MTTD=3.5 ثانیه برای راهبرد کنترل پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs شناسایی می‌شود. کمترین زمان تاب‌آوری متعلق به طرح CES-AGC با MTTD=1.1 ثانیه است. طرح‌های کنترلی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs تاب‌آوری خیلی بالاتری در تحمل CTDs دارند.

با توجه به تأثیر کلیدی CTDs بر تاب‌آوری فرکانسی، CTD باید در مرحله طراحی یک راهبرد AGC لحاظ شود. در نتیجه، لازم است پس از گنجاندن آن‌ها در کانال‌های ارتباطاتی قبل و بعد از بلوک AGC، کنترل‌کننده‌های ارائه شده مجدداً تنظیم شوند. پارامترهای به‌روزرسانی‌شده‌ی کنترل‌کننده‌های TCSC-AGC با در نظر گرفتن $CTD=\tau_1+\tau_2=MTTD=3.5$ ثانیه در فرایند طراحی در جدول (۴) مستند شده‌اند.

جدول (٤): پارامترهای بازتنظیم شده کنترل‌کننده‌های TCSC-AGC پیشنهادی با در نظر گرفتن MTTD در فرایند طراحی

رویکرد کنترلی پیشنهادی	MTTD (sec)	K_{I1}	K_{I2}	$K_P(K_T)$	K_I	λ	K_D	μ	n
TID-based TCSC and AGC	3.5	0.1492	0.1935	0.0438	0.0100	-	0.2319	-	-
FOPID-based TCSC and AGC	3.5	0.1782	0.2277	0.0435	0.1049	0.0960	0.4752	0.7729	-
FOTID-based TCSC and AGC	3.5	0.1817	0.2415	0.0110	0.0283	0.0521	0.4010	0.4166	2.7118

همچنین، شاخص‌های ITSE محاسبه‌شده مرتبط با قبل و بعد از تنظیم مجدد پارامترها در جدول (۵) ارائه شده‌اند.

جدول (۵): شاخص‌های عددی عملکرد برای سیستم قدرت تأخیردار

رویکرد کنترلی پیشنهادی	MTTD (sec)	ITSE (قبل از بازتنظیم پارامترها)	ITSE (بعد از بازتنظیم پارامترها)	MTTD (sec) جدید
TID-based TCSC and AGC	3.5	3.9444	1.9969	5
FOPID-based TCSC and AGC	3.5	2.1456	1.4697	5
FOTID-based TCSC and AGC	3.5	1.7838	1.4288	5

با گنجاندن MTTD در مرحله طراحی کنترل‌کننده‌های پیشنهادی، ITSE حاصل کمتر از مقدار محاسبه‌شده قبل از لحاظ آن در فرایند طراحی است اما بیشتر از مقدار به‌دست‌آمده در جدول (۳) برای حالتی است که CTDها به عنوان قید غیرخطی در نظر گرفته نشده است. شایان ذکر است که طراحی کنترل‌کننده‌ها بدون در نظر گرفتن CTDها می‌تواند منجر به پاسخ‌های غیرعملی یا غیرواقعی شود. همچنین، اگر CTDها بدون بازتنظیم پارامترهای کنترل‌کننده‌ها اعمال شوند، شاخص ITSE به طور قابل توجهی زیاد می‌شود درحالی که با تنظیم مجدد پارامترهای کنترل‌کننده‌ها، می‌توان به کاهش شاخص عملکردی ITSE دست یافت. علاوه بر این، پاسخ‌های به دست آمده قابل اعتمادتر و واقعی‌تر هستند. طبق مقادیر جدول (۵)، بعد از بازتنظیم رویکردهای کنترلی، همچنان راهبرد کنترل TCSC-AGC مبتنی بر FOTID کمترین ITSE طراحی را به خود اختصاص داده است که نشان از برتری عددی عملکرد پایدارسازی آن دارد. ستون آخر جدول (۵) مقادیر جدید MTTD برای سیستم قدرت تأخیردار بعد از بازتنظیم پارامترها محاسبه شده است. به عبارت دیگر، با فرض CTD برابر با MTTD به میزان ۳/۵ ثانیه برای طرح‌های کنترل هماهنگ شامل TCSC مبتنی بر FOTID، TID و FOPID و انجام بازتنظیم پارامترهای بهینه شونده از طریق بهینه‌سازی مجدد کنترل‌کننده‌های پیشنهادی، سیستم قدرت تأخیردار قادر است تأخیرهای زمانی بزرگتری را بدون مشکل میرا نشدن انحرافات فرکانس و توان Tie-line طی ۲۰۰ ثانیه تحمل کند به طوری که طبق جدول (۵) حداکثر زمان تأخیر قابل تحمل جدید سیستم قدرت به ۵ ثانیه افزایش یافته است.

۳-٤- ارزیابی تاب‌آوری سیستم قدرت مجهز به TCSC هماهنگ با AGC تحت حملات سایبری مختلف

به منظور پر کردن خلاء پژوهشی حاصل از بررسی پیشینه تحقیقات قبلی پیرامون کاربرد TCSC در AGC، در این تحقیق برای اولین بار اقدام به بررسی تأثیر حضور و مشارکت موثر TCSC از طریق ارایه طرح کنترل هماهنگ آن با AGC در بهبود تاب‌آوری سیستم قدرت در معرض تهدیدات امنیت سایبری و نشان دادن توانایی تاب‌آوری آن در برابر حملات سایبری می‌شود. به طور دقیق‌تر، هدف از ارزیابی‌های امنیت سایبری، ارزیابی پتانسیل راهبرد کنترل هماهنگ پیشنهادی برای TCSC-AGC جهت تست تاب‌آوری سیستم قدرت غیرخطی سایبرفیزیکی رقابتی یکپارچه با RES در برابر حملات سایبری مختلف از نوع FDI است. بنابراین، جزئیات حملات سایبری اعمال شده و مدل مشارکتی اجزای سیستم قدرت از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. بدین منظور، تلاش شده است تا حملات سایبری متنوعی مبتنی بر FDI بررسی و پیاده‌سازی شود. علاوه بر این، از مدل‌های ریاضی شناخته شده‌ای که در تحقیقات پیشین برای پیاده‌سازی حملات FDI معرفی شده‌اند، استفاده شده است. به این ترتیب، اعتبار نتیجه‌گیری کلی بدست آمده از تست تاب‌آوری طرح‌های کنترلی مختلف، بیشتر می‌شود.

Print

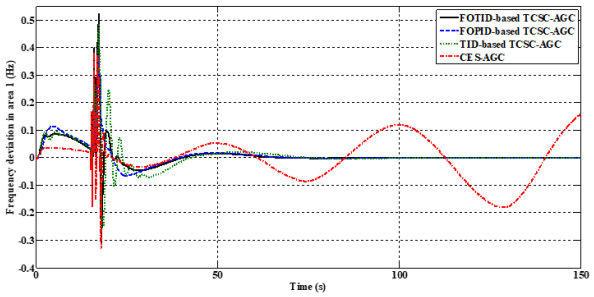
انتقال اندازه‌گیری‌های دقیق، به ویژه ΔF_i و ΔP_{tie} که از سیستم‌های سنسوری و بازخوردی به دست می‌آیند، برای انتقال اطلاعات در AGC حیاتی است. این اندازه‌گیری‌ها بسیار مهم هستند زیرا برای محاسبه سیگنال ACE استفاده می‌شوند و به نوبه خود بر سیگنال کنترل ارسال شده به GENCOها از طریق عملگر تأثیر می‌گذارد. مرکز AGC داده‌های اندازه‌گیری ACE را به عنوان ورودی دریافت کرده و آنها را برای تولید سیگنال‌های کنترلی مورد نظر تجزیه و تحلیل می‌کند. مهاجمان می‌توانند داده‌های اندازه‌گیری را خراب کنند به طوری که هرگونه اقدام کنترلی بر اساس ACE ممکن است باعث تولید شدن سیگنال‌های کنترلی ناخواسته و غیرمجاز شود و عملکرد نرمال GENCOها را به خطر بیندازد. سیگنال ACE نقش اساسی در تبادل یکنواخت توان Tie-line و تثبیت فرکانس ایفا می‌کند. مهاجمان می‌توانند سیگنال‌های حمله‌ای را معرفی کنند که اندازه‌گیری‌های ورودی ΔF_i و ΔP_{tie} در نتیجه سیگنال ACE را تحریف می‌کنند. نقاط آسیب‌پذیری که به مهاجمان اجازه دسترسی می‌دهند، نقاط بار و نقاط کنترل‌کننده AGC هستند. در نتیجه، نقطه بار به عنوان یک محل تهدید امنیت سایبری در نظر گرفته می‌شود و حمله سایبری FDI مبتنی بر مکان (Location-based) در نقطه بار اعمال می‌شود. نوع دیگری از حملات سایبری FDI مورد بحث در مطالعه حاضر شامل تزریق اندازه‌گیری‌های جعلی برای تغییر مقادیر واقعی ACE هستند. الگوهای حمله سایبری FDI از این نوع در دسته‌های مختلفی شامل حملات شیب (Ramp)، برون‌زا (Exogenous) و راهبردی (Strategic) روی سیگنال ACE پیاده‌سازی می‌شوند. در ادامه، مدل‌های ریاضی الگوهای حملات سایبری ارایه می‌شود و حملات سایبری به سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی اعمال می‌شوند و نتایج شبیه‌سازی‌ها مورد بحث قرار می‌گیرد.

۳-٤-۱- حمله تصادفی مبتنی بر مکان

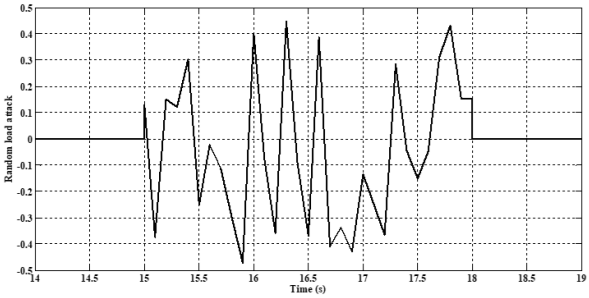
حملات مبتنی بر مکان با انحرافات بار معمول تفاوت قابل توجهی دارند. در حالی که تغییرات بار در سیستم‌های قدرت کاملاً طبیعی است، مهاجمان می‌توانند با معرفی FDI که نوسانات بار را اغلب شدیدتر از اغتشاشات بار معمول بدون تغییر واقعی بار تقلید می‌کند، عملکرد AGC را به طور قابل توجهی مختل کنند. این می‌تواند عملکرد AGC را به طور قابل توجهی مختل کند. این حمله مستلزم جعل داده‌ها است که از طریق اغتشاش بار مدل و منتقل می‌شود. مهاجم از عدم وجود اغتشاش بار فعال در یک بازه زمانی خاص سوءاستفاده می‌کند و در نتیجه قادر است تا داده‌های بار دستکاری شده را از طریق نقطه بار وارد کند. در نتیجه، برای شبیه‌سازی این حمله، رابطه ریاضی که سیگنال حمله محلی را نشان می‌دهد، می‌تواند به صورت رابطه (۳۵) بیان شود [۴۱, ۶۰, ۷۲, ۷۳]:

$$\Delta P^*_{Li} = \begin{cases} \Delta P_{Li} & \forall t \notin \tau_a \\ \Delta P_{Li} + \gamma(t) & \forall t \in \tau_a ; t_1 < \tau_a < t_2 \end{cases} \quad (۳۵)$$

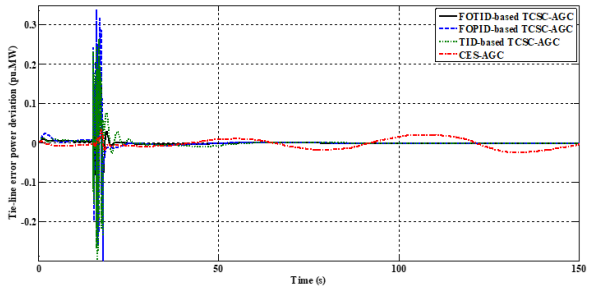
که در آن، $\tau_a = (t_2 - t_1)$ نشان دهنده مدت زمان حمله است؛ $\gamma(t) = r^* (u(t - t_1) - u(t - t_2))$ نشان دهنده سیگنال حمله است؛ در اصل γ ورودی محلی تصادفی به نقطه اغتشاش بار به عنوان سیگنال حمله است که حاصلضرب r در یک پله واحد در طول بازه حمله τa است. $r = \min + (\max - \min) * \text{rand}(N, 1)$ یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت و حد بالای max و حد پایین min است؛ توجه داشته باشید که $\text{rand}(N, 1)$ اعداد تصادفی با توزیع یکنواخت تولید می‌کند. در اینجا، N=1 و min و max در طول دوره زمانی حمله سایبری یعنی بین $t_1 = 15$ و $t_2 = 18$ ثانیه روی ۰/۵- و ۰/۵ تنظیم شده‌اند [۴۱, ۶۰]. شکل (۱۴) حمله سایبری تصادفی مبتنی بر مکان اعمال شده و پاسخ‌های سیستم قدرت را طی یک بازه زمانی ۱۵۰ ثانیه‌ای نشان می‌دهد.



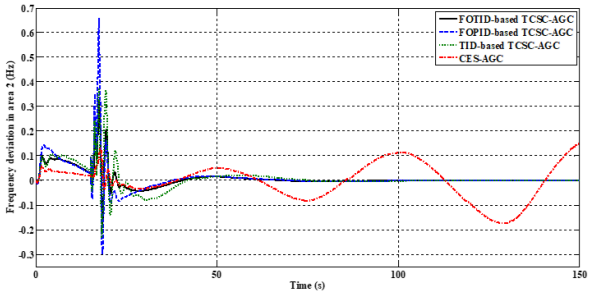
ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱



الف) حمله سایبری بار تصادفی شبیه‌سازی‌شده مبتنی بر مکان



د) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line



ج) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

شکل (۱٤): پاسخ‌های سیستم قدرت تحت حمله تصادفی مبتنی بر مکان

همانطور که مشهود است، پاسخ‌های دینامیکی سیستم به حمله سایبری مورد نظر هنگام استفاده از طرح TCSC-AGC مبتنی بر FOCs قابل قبول است، زیرا دامنه نوسانات به طور مؤثر محدود شده‌اند و و زمان نشست انحرافات همچنان کمتر از ۱۰۰ ثانیه است. به ویژه، هنگام استفاده از راهبرد کنترل هماهنگ پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOTID دامنه انحرافات اولیه فرکانس نواحی و توان Tie-line کاملاً کنترل شده وکمترین میزان را دارد. در نقطه مقابل، CES-AGC [۳۹] قادر به تاب‌آوری در برابر حمله سایبری مبتنی بر مکان نیست زیرا دامنه نوسانات در هر سه سیگنال خروجی به تدریج در حال افزایش است که ناپایداری دینامیکی سیستم قدرت را معنی می‌دهد.

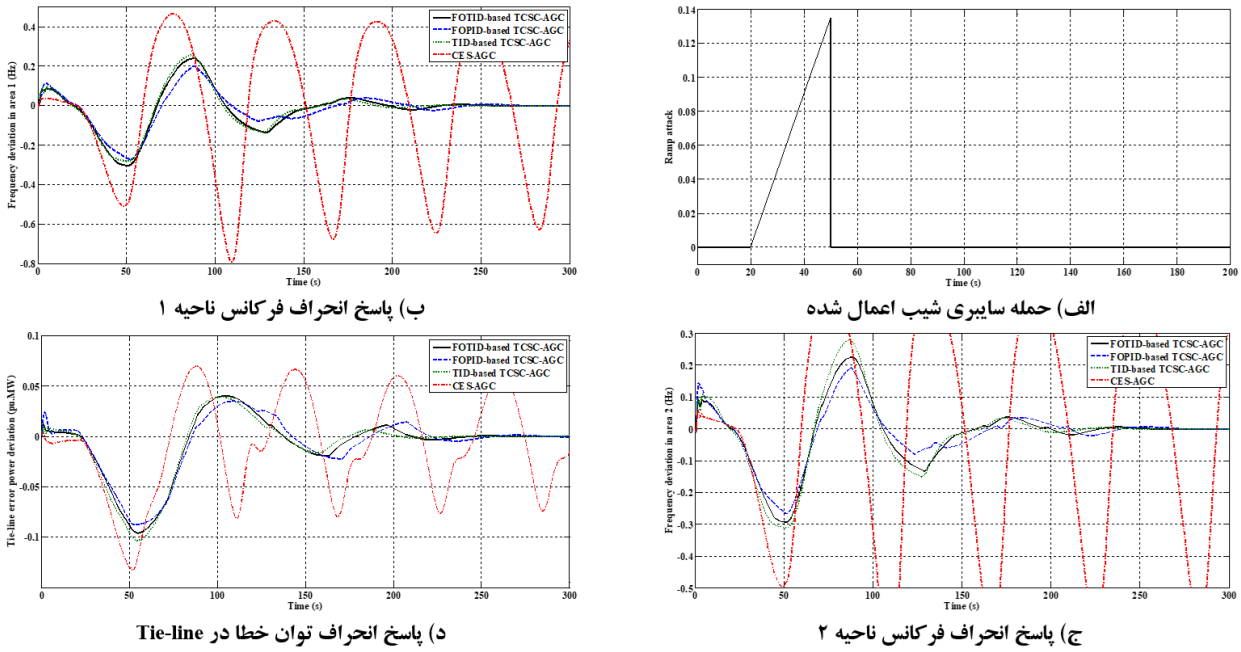
۳-٤-۲- حمله شیب

حمله سایبری شیب به عنوان یکی دیگر از انواع حملات FDI، با اعمال یک تابع شیب که به آرامی با شیب ثابت c_r در طول بازه حمله (τ_a) افزایش یا کاهش می‌یابد، تعریف می‌شود. این سیگنال از طریق یک لینک ارتباطی بی‌سیم محافظت نشده منتقل می‌شود که سیگنال ACE اندازه‌گیری شده را تحریف می‌کند [۴۱, ۶۰, ۶۱]. اگر هیچ حمله‌ای وجود نداشته باشد، ACE بدون تغییر باقی می‌ماند. هنگامی که یک حمله شیب رخ می‌دهد، ACE با تزریق یک شیب کاذب، که با $RA(t)=c_rt$ نشان داده می‌شود، تغییر می‌کند. این حمله را می‌توان به صورت ریاضی با رابطه (۳۶) فرموله کرد [۴۱, ۴۷]:

$$ACE_u^*(t) = \begin{cases} ACE_u(t) & \forall t \notin \tau_a \\ ACE_u(t) + c_r t & \forall t \in \tau_a \end{cases} \qquad (۳۶)$$

که در آن τ_a نشان دهنده مدت زمان حمله سایبری است. در عمل، یک سیگنال شیب با شروع از $t = 20$ تا $t = 50$ ثانیه و با شیب ثابت برابر با c_r=0.0045 در سیگنال ACE در نظر گرفته شده است [۴۱, ۶۰, ۷۹]. از این رو، مدت زمان حمله شیب $\tau_a = 30$ ثانیه است. شکل (۱۵) حمله شیب شبیه‌سازی شده و پاسخ‌های دینامیکی متناظر سیستم را در

یک بازه زمانی ۳۰۰ ثانیه‌ای با استفاده از راهبردهای مختلف پیشنهادی نشان می‌دهد. همانطور که در شکل (۱۵) نشان داده شده است، TCSC-AGC مبتنی بر FOCs پاسخ‌های کاملاً تاب‌آوری را در برابر حمله شیب از نظر دامنه و زمان نشست نوسانات ارائه می‌دهند. یعنی انحرافات ایجاد شده در اثر حمله سایبری به طور مؤثر محدود شده و بدون خطای حالت ماندگار کاملاً میرا می‌شوند. با این حال، هنگامی که از طرح CES-AGC [۳۹] استفاده می‌شود، نوسانات بزرگ و ماندگار در پاسخ‌های دایمی ظاهر می‌شود که نشان‌دهنده عدم تاب‌آوری این طرح کنترلی در برابر حمله شیب است زیرا هیچ میرایی حاصل نمی‌شود و خروجی‌ها نوسانی باقی می‌مانند. بر اساس نتایج شکل (۱۵)، بین طرح‌های کنترل هماهنگ پیشنهادی برای TCSC-AGC، طرح مبتنی بر FOPID در محدودسازی دامنه نوسانات اندکی بهتر از دو طرح دیگر عمل کرده است.



الف) حمله سایبری شیب اعمال شده

ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

ج) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

د) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۵): پاسخ‌های سیستم قدرت تحت حمله سایبری شیب

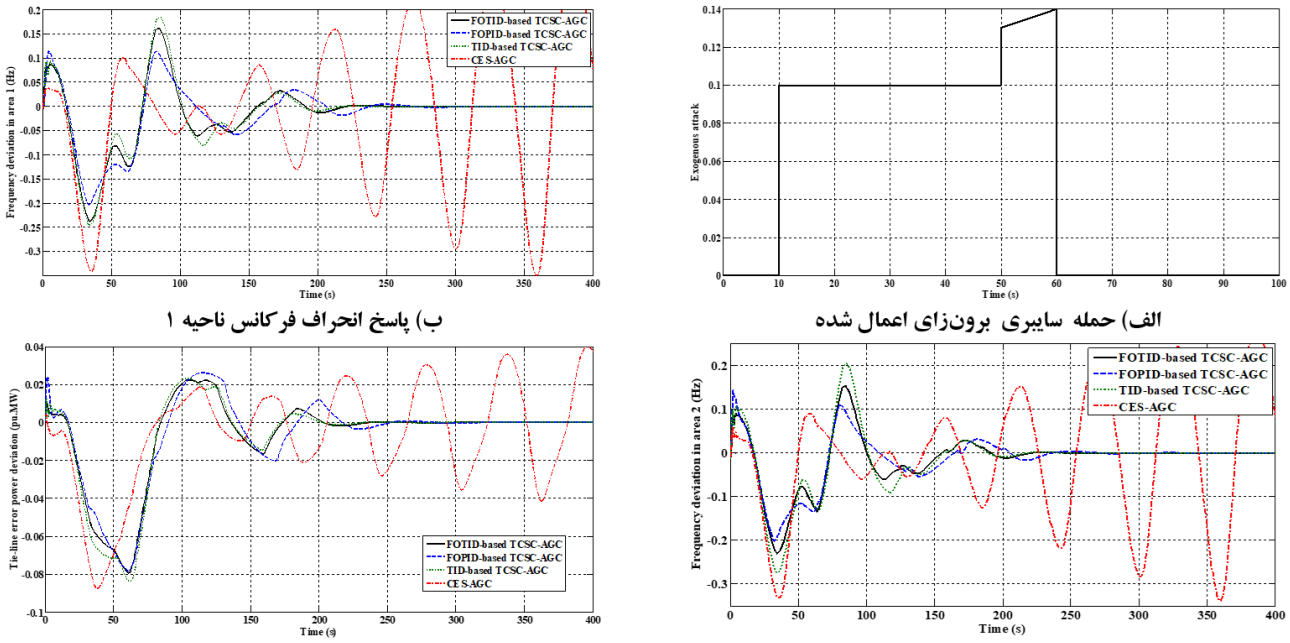
۳-٤-۳- حمله برون زا

۰ در صورت حمله برون‌زا، مهاجمان با تزریق داده‌های گمراه‌کننده، سیگنال‌های حسگر را دستکاری می‌کنند. این امر محتوای ACE را مختل می‌کند و در نتیجه خروجی AGC از مقدار واقعی خود فراتر می‌رود که باعث ناپایداری سیستم می‌شود [۴۱, ۶۰, ۷۳] حمله برون‌زا به صورت روابط (۳۷) و (۳۸) فرموله می‌شود [۴۱]:

$$ACE_u^*(t) = \begin{cases} ACE_u(t) & \forall t \notin \tau_a \\ ACE_u(t) + EA & \forall t \in \tau_a \end{cases} \quad (۳۷)$$

$$EA(t)=\begin{cases}0.1 & 10<t<50\\ 0.1+0.001(t-20) & 50<t<60\\ 0 & otherwise\end{cases} \quad (۳۸)$$

که در آن *EA(t)* نشان دهنده سیگنال حمله برون‌زا است که از طریق لینک ارتباطی تزریق می‌شود و از ثانیه دهم شروع می‌شود و تا ۵۰ ثانیه ادامه می‌یابد. از t = 10 ثانیه تا t = 50 ثانیه، یک سیگنال ثابت با دامنه ۰/۱ در نظر گرفته می‌شود. سپس این سیگنال DC با یک سیگنال با شیب ملایم از t = 50 ثانیه تا t = 60 ثانیه ترکیب می‌شود [۴۱, ۷۹]. شکل (۱۶) حمله برون‌زای شبیه‌سازی شده و پاسخ‌های سیستم را برای یک زمان شبیه‌سازی ۴۰۰ ثانیه‌ای نشان می‌دهد. همانطور که در شکل (۱۶) نشان داده شده است، راهبرد کنترل هماهنگ پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs، بر اساس معیارهای حداکثر دامنه و زمان نشست نوسانات، در برابر حمله سایبری برون‌زا تاب‌آور است و نوسانات ایجاد شده بعد از طی شرایط گذرا نهایتاً میرا می‌شوند و هیچ خطای حالت ماندگاری وجود ندارد. این در حالی است که هنگام اعمال حمله برون‌زا با راهبرد کنترل CES-AGC [۳۹]، انحرافات اولیه شدیدی در پاسخ‌های دینامیکی رخ می‌دهد و در ادامه، دامنه نوسانات به تدریج روند افزایشی دارد و میرا نمی‌شوند. از منظر تاب‌آوری، CES-AGC در برابر حمله برون‌زا تاب‌آور نیست. در مقام مقایسه بین سه طرح کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOCs، طرح کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOPID عملکرد نسبتاً بهتری در محدودسازی دامنه نوسانات فرکانس ناحیه ۱ و ۲ از خود نشان داده است.



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

الف) حمله سایبری برون‌زای اعمال شده

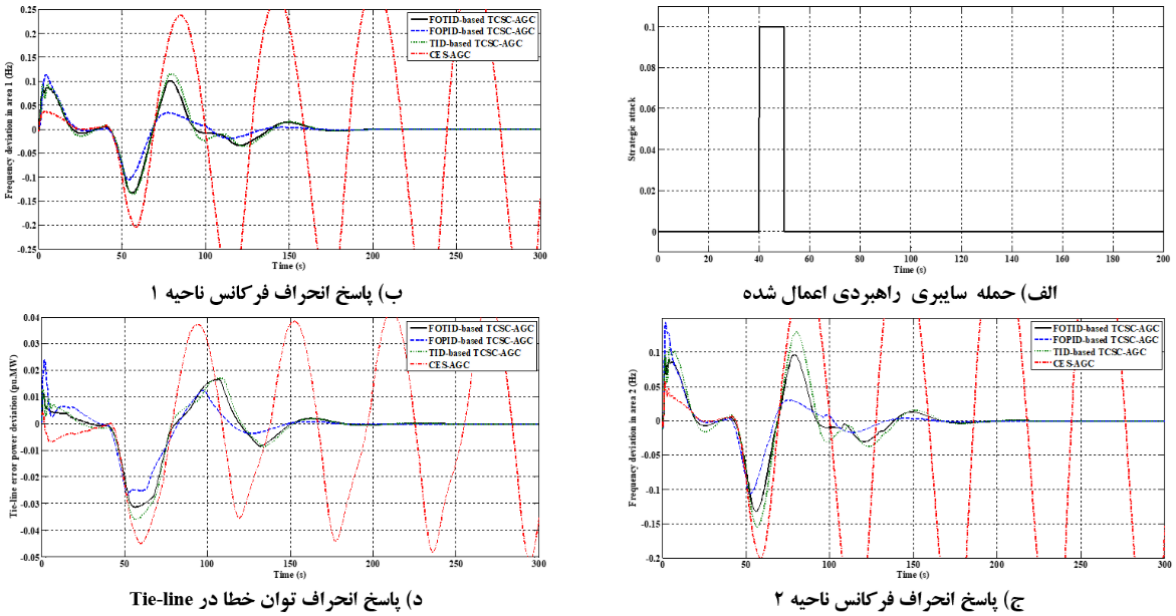
شکل (۱۶): پاسخ‌های سیستم قدرت تحت حمله سایبری برون‌زا

۳-٤-۳- حمله راهبردی

این حمله سایبری نیز از نوع حملات FDI است که اندازه سیگنال ACE ارسالی به مرکز AGC را در طول دوره حمله تحریف می‌کند. کانال انتقال اطلاعات به مرکز کنترل فرکانس با ورود داده‌های گمراه‌کننده آلوده شده و در نتیجه صحت سیگنال ACE ارسال شده خراب می‌شود. در نتیجه سیگنال کنترل ارسالی از مرکز AGC به واحدهای تولیدی نیز مختل می‌شود. سیگنال ACE دستکاری شده ACEu*(t) را می‌توان به طبق رابطه (۳۹) فرموله کرد [۴۱, ۶۱, ۷۲, ۷۴]

$$ACE_u^*(t) = \begin{cases} ACE_u(t) & \forall t \notin \tau_a \\ ACE_u(t) + \alpha & \forall t \in \tau_a \end{cases} \quad (۳۹)$$

که در آن ACEu(t) سیگنال ACE سالم را در زمان عدم حمله نشان می‌دهد، τa معرف مدت زمان حمله است و α سیگنال داده افزوده شده‌ی کاذب است که برای تحریف اندازه‌گیری‌ها و در نتیجه به خطر انداختن عملکرد یکپارچه سیستم استفاده می‌شود. شکل (۱۷) حمله راهبردی مورد نظر و خروجی‌های دینامیکی سیستم قدرت را در بازه زمانی ۳۰۰ ثانیه‌ای نشان می‌دهد. همانطور که در شکل (۱۷-الف) نشان داده شده است، حمله سایبری راهبردی با تداوم ۱۰ ثانیه‌ای از ثانیه ۴۰ تا ۵۰ طول می‌کشد و با بزرگی ۰/۱ برای تحریف سیگنال ACE اعمال شده است. از آنجایی که هدف، ارزیابی تاب‌آوری طرح‌های کنترلی مختلف ارائه شده برای TCSC است، مدت زمان و بزرگی حمله به گونه‌ای انتخاب می‌شود که اطمینان حاصل شود که قیاس نتیجه‌ای واضح و قابل مقایسه به دست می‌دهد. همانطور که از نتایج ارایه شده در شکل (۱۷) مشهود است، هنگام استفاده از طرح‌های کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOCs، پاسخ‌های سیستم قدرت کاملاً تحت حمله راهبردی اعمال‌شده تاب‌آور هستند، زیرا انحرافات رخ داده در فرکانس نواحی و توان Tie-line بدون ایجاد خطای ماندگار به سرعت از بین می‌روند. بر پایه خروجی‌های شکل (۱۷)، طرح کنترل هماهنگ شامل TCSC مبتنی بر FOPID نسبت به نسخه‌های مبتنی بر FOTID و TID عملکرد میراسازی بهتری را به لحاظ کاهش دامنه و زمان نشست نوسانات داشته است. از شکل (۱۷) می‌توان متوجه شد که پاسخ‌های سیستم به‌دست‌آمده با استفاده از CES-AGC [۳۹] در برابر حمله سایبری مورد نظر تاب‌آور نیستند، زیرا دامنه انحرافات به تدریج افزایش می‌یابد و خروجی‌ها میرا نمی‌شوند.



الف) حمله سایبری راهبردی اعمال شده

ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

ج) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

د) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۷): پاسخ‌های سیستم قدرت تحت حمله سایبری راهبردی

جهت مقایسه عددی نتایج پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت حاصل از اعمال طرح‌های مختلف کنترل هماهنگ حین حملات سایبری FDI ترتیب داده شده، مقادیر شاخص عملکردی ITSE، که به عنوان تابع هدف نیز استفاده شده بود، در جدول (۶) گزارش شده است. هر چه عدد شاخص ITSE کوچکتر باشد، دلالت بر عملکرد تاب‌آوری بهتر آن طرح کنترلی از طریق محدودسازی موثرتر انحرافات دارد. بر طبق نتایج این جدول، در برابر حمله سایبری FDI مبتنی بر مکان، طرح کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOTID کمترین شاخص ITSE را به همراه داشته است که به نوعی می‌توان گفت بهترین عملکرد تاب‌آوری را داشته است. در جایگاه دوم و سوم بهترین عملکرد از لحاظ شاخص ITSE نیز به ترتیب طرح‌های کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOPID و TID قرار دارند. در حملات سایبری شیب، برون‌زا و راهبردی، کمترین شاخص ITSE مربوط به طرح کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOPID است و جایگاه دوم و سوم به ترتیب مربوط به طرح‌های کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOTID و TID است.

جدول (٦): مقادیر شاخص عملکردی ITSE با اعمال طرح‌های مختلف کنترل هماهنگ حین حملات سایبری FDI ترتیب داده شده

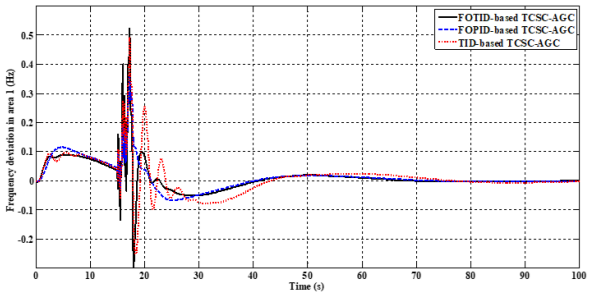
طرح کنترل هماهنگ	حمله مبتنی بر مکان	حمله شیب	حمله برون‌زا	حمله راهبردی
FOTID-based TCSC-AGC	8.0050	456.1515	180.4873	44.1329
FOPID-based TCSC-AGC	12.9161	315.1588	151.9620	18.1573
TID-based TCSC-AGC	14.8594	518.0517	232.3387	61.7510
CES-AGC	186.5700	1.2675×10^{4}	4.6668×10^{3}	5.3177×10^{3}

۳-۵- تحلیل تاب‌آوری TCSC-AGC مبتنی بر FOCs در برابر حملات همزمان سایبری و CTD بزرگ

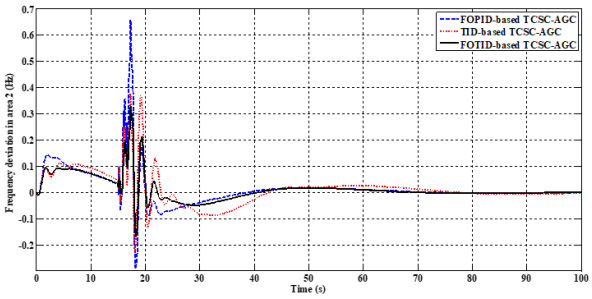
بر اساس نتایج تحلیل تاب‌آوری که در زیربخش ۵-۳ ارائه شد، راهبرد کنترل هماهنگ CES-AGC ارایه شده در [۳۹] قادر به حفظ تاب‌آوری لازم تحت حملات سایبری نیست. در این بخش به منظور نشان دادن کارایی و اعتبارسنجی بیشتر TCSC در برابر تهدیدهای امنیت سایبری، به مقایسه تاب‌آوری کنترل‌کننده‌های هماهنگ پیشنهادی برای TCSC-AGC در برابر حملات سایبری از نوع FDI همزمان با تهدید کانال‌های ارتباطاتی از طریق اعمال تأخیرهای بزرگ پرداخته می‌شود. لذا با فرض CTD = 1 ثانیه به صورت یکسان برای هر سه طرح کنترل TCSC مبتنی بر FOCs، حملات سایبری مختلفی از نوع FDI بر روی سیستم قدرت ترکیبی تأخیردار اعمال می‌شود و تاب‌آوری TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOCs با همان تنظیمات پارامتری ارائه شده در جدول (۶) در برابر چالش‌های سایبرفیزیکی همزمان اعتبارسنجی می‌شود.

۳-۵-۱- تحلیل تاب‌آوری سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله همزمان سایبری مبتنی بر مکان

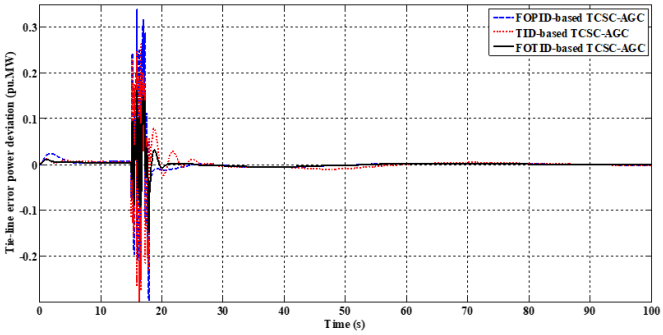
در این حالت، همان حمله سایبری تصادفی مبتنی بر مکان فرموله شده در (۳۵)، به ناحیه یک سیستم قدرت تأخیردار با CTD =1 ثانیه، اعمال می‌شود. برای مقایسه تاب‌آوری طرح‌های TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOCs، شکل (۱۸) پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت را تحت حملات سایبرفیزیکی همزمان نشان می‌دهد.



الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲



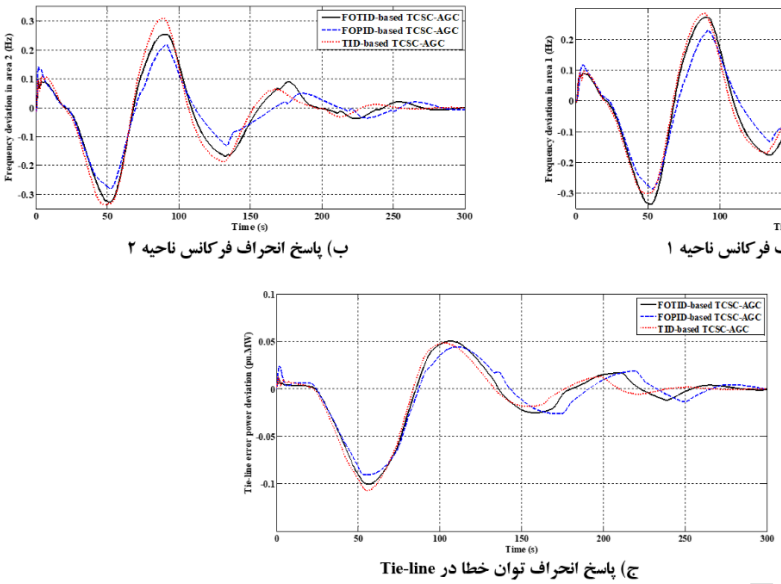
ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۸): پاسخ‌های سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله سایبری مبتنی بر مکان

همانطور که در شکل (۱۸) نشان داده شده است، تمام نوسانات ایجاد شده به طور مؤثر میرا می‌شوند و هر سه رویکرد کنترلی می‌توانند در برابر تهدیدات امنیت سایبری همزمان تاب‌آوری کنند. همچنین با دقت در شکل (۱۸) مشاهده می‌شود زمان نشست نوسانات در طرح TCSC-AGC مبتنی بر TID اندکی طولانی تر از دو طرح کنترلی دیگر است. با توجه به اینکه حمله سایبری در ناحیه یک رخ داده است، اختلاف ملموسی بین خروجی‌های نوسان فرکانس در ناحیه یک حاصل از پیاده‌سازی طرح‌های کنترل TCSCمبتنی بر FOPID و FOTID مشاهده نمی‌شود ولی در مورد نوسانات فرکانس ناحیه دو و توان خطا در Tie-line، به وضوح طرح کنترل TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOTID عملکرد پایدارسازی بهتری نسبت به نسخه مبتنی بر FOPID بلحاظ محدود کردن مؤثرتر دامنه انحرافات نشان داده است.

۳-۵-۲- تحلیل تاب‌آوری سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله همزمان سایبری شیب

در این بخش، هدف، ارزیابی تاب‌آوری پاسخ‌های سیستم قدرت تحت تأخیر زمانی ۱ ثانیه‌ای در کانال‌های ارتباطاتی همزمان با حمله شیب است. بدین منظور، حمله شیب ارائه شده در شکل (۱۵-الف) به همراه CTD =1 ثانیه به عنوان تهدیدهای سایبر فیزیکی همزمان اعمال می‌شود. پاسخ‌های دینامیکی سیستم در شکل (۱۹) برای شبیه‌سازی ۳۰۰ ثانیه‌ای ارائه شده است.



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

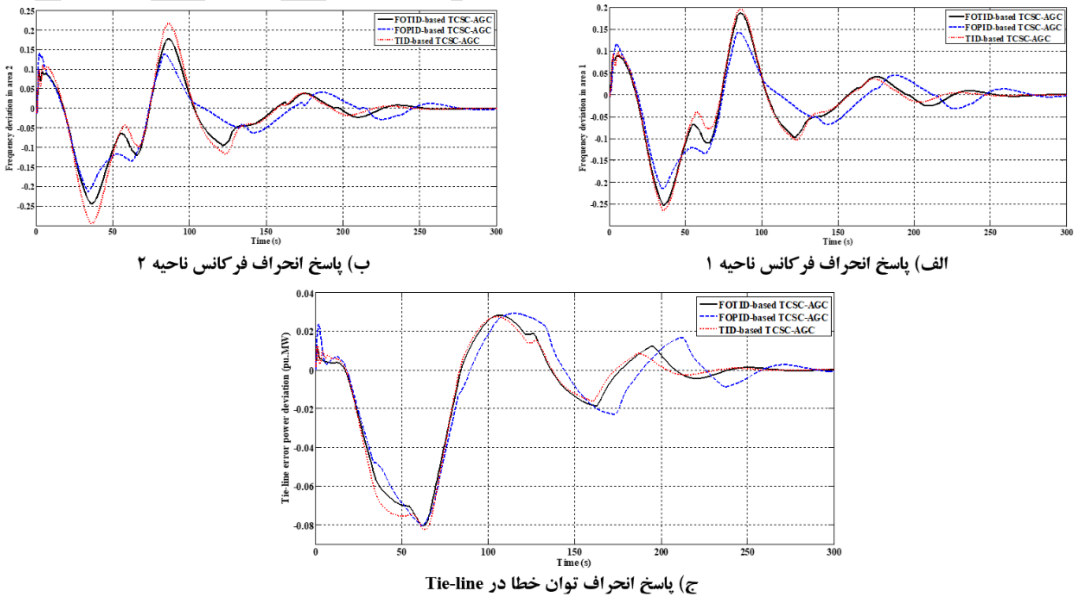
ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۱۹): پاسخ‌های سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله سایبری شیب

طبق نتایج، هر سه راهبرد TCSC-AGC مبتنی بر FOCs توانسته‌اند سیستم قدرت تأخیردار را در برابر حمله همزمان سایبری از نوع شیب تاب‌آور نگه دارند زیرا انحرافات شکل گرفته در پاسخ‌های دینامیکی فرکانس نواحی و توان Tie-line در نهایت بالأخره میرا می‌شوند. بر اساس شکل (۱۹)، طرح کنترل TCSC-AGC مبتنی بر TID به لحاظ زمان نشست انحرافات اندکی بهتر عمل کرده و نوسانات سریع‌تر فروکش کرده است.

۳-۵-۳- تحلیل تاب‌آوری سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله همزمان سایبری برون‌زا

برای انجام این تحلیل تاب‌آوری، حمله برون‌زای پیاده‌سازی شده در رابطه (۳۷) و شکل (۱۵-الف) به همراه CTD = 1 ثانیه به عنوان حملات سایبرفیزیکی همزمان بر روی سیستم قدرت غیرخطی ترکیبی تجدید ساختار یافته و کنترل شده با TCSC-AGC مبتنی بر FOCs اعمال می‌شود. خروجی‌های شبیه‌سازی در شکل (۲۰) در یک بازه زمانی ۳۰۰ ثانیه‌ای نشان داده شده‌اند.



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

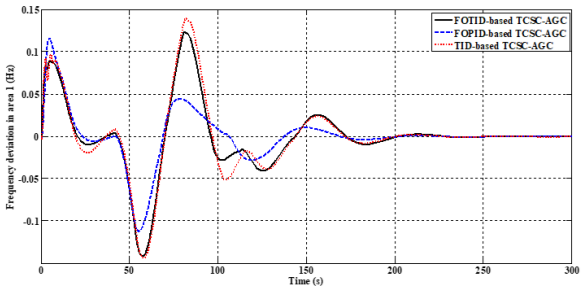
ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۲۰): پاسخ‌های سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله سایبری برون‌زا

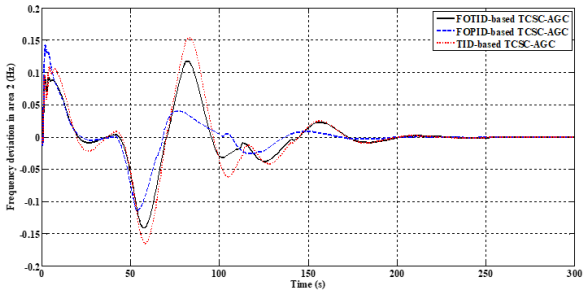
طبق نتایج، هر سه راهبرد می‌توانند تاب‌آوری سیستم را در برابر حمله برون‌زا همزمان با CTD حفظ کنند. اگر مقایسه‌ای بین سه رویکرد کنترلی از لحاظ زمان نشست نوسانات انجام گیرد، طرح کنترل TCSC-AGC مبتنی بر TID منجر به پاسخ‌های دینامیکی با کمترین زمان نشست و طرح کنترل TCSC-AGC مبتنی بر FOPID منجر به خروجی های با طولانی‌ترین زمان نشست نوسانات شده است.

۳-۵-٤- تحلیل تاب‌آوری سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله سایبری راهبردی

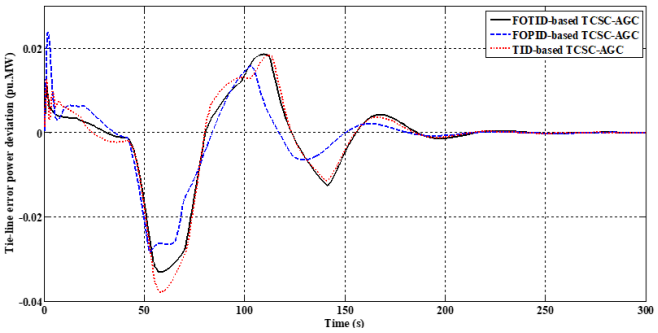
در این آزمون، حمله سایبری راهبردی نمایش داده شده در شکل (۱۷-الف) به همراه CTD = 1 ثانیه به عنوان تهدیدات سایبرفیزیکی همزمان بر روی سیستم قدرت کنترل شده با TCSC-AGC مبتنی بر FOCs اعمال می‌شود. پاسخ‌های دینامیکی سیستم در بازه ۳۰۰ ثانیه‌ای در شکل (۲۱) نشان داده شده‌اند.



الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲



ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۲۱): پاسخ‌های سیستم قدرت تأخیردار تحت حمله سایبری راهبردی

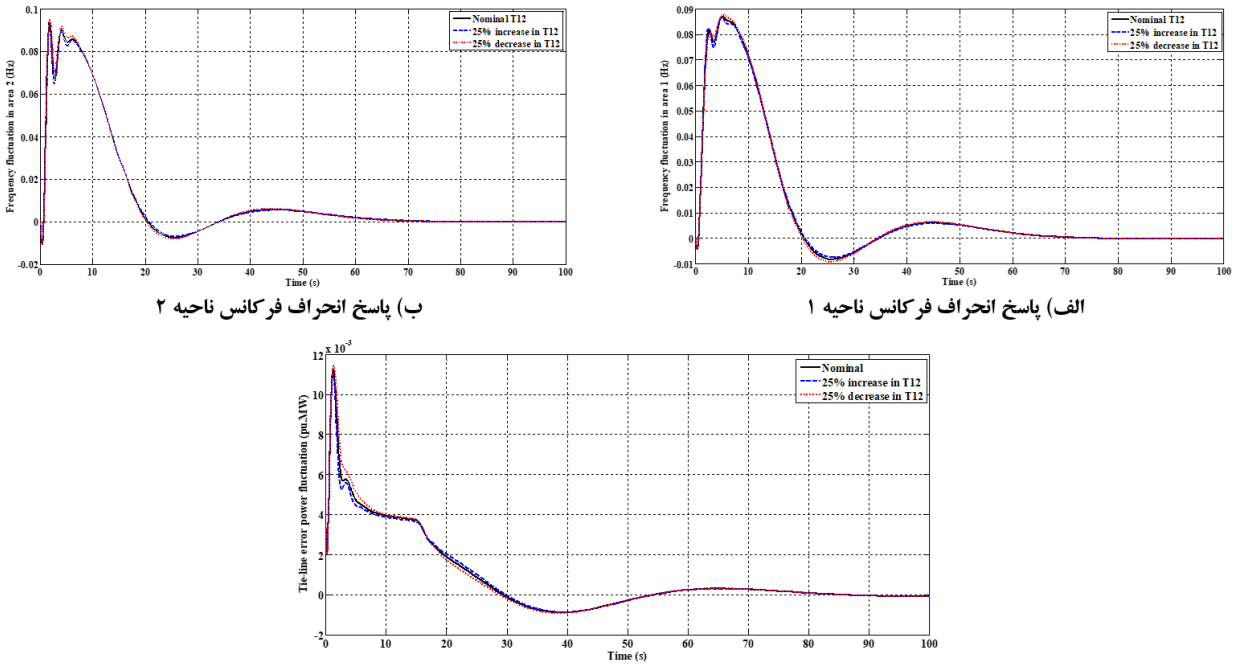
بر اساس مشاهدات از شکل (۲۱)، سیستم قدرت تأخیردار مذکور به خوبی تاب تحمل همزمان حمله سایبری راهبردی را نیز دارد و هر سه رویکرد کنترل هماهنگ پیشنهادی برای TCSC-AGC مبتنی بر FOCs می‌توانند میراسازی کامل نوسانات ناشی از حمله همزمان راهبردی و CTD را در کمتر از ۲۰۰ ثانیه فراهم کنند. بر طبق شکل (۲۱)، TCSC-AGC مبتنی بر FOPID نسبت به دو راهبرد کنترلی دیگر در محدود کردن حداکثر دامنه انحرافات و زمان نشست نوسانات عملکرد بهتری دارد.

۳-٦- ارزیابی مقاوم بودن TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOTID از طریق تحلیل حساسیت

هدف از این بررسی، بررسی حساسیت سیستم قدرت غیرخطی ترکیبی تجدید ساختار یافته، کنترل شده توسط TCSC-AGC مبتنی بر FOTID، به تغییرات در بارگذاری و پارامترهای سیستم است. برای انجام تحلیل حساسیت در برابر تغییرات پارامتری، هر

پارامتر سیستم می‌تواند به عنوان یک گزینه انتخاب شود [۶۳, ۶۴]. انتخاب یک پارامتر کلیدی تأثیرگذار در خاصیت مقاوم بودن یک سیستم کنترل اهمیت بالایی دارد. پارامترهای یک سیستم قدرت از جمله B، T_{ps}، D و K_{ps}، همانطور که توسط روابط ارائه شده در ضمیمه نشان داده شده است، وابسته به بارگذاری سیستم می‌باشند. در نتیجه، بارگذاری به عنوان یک پارامتر کلیدی برای انجام تحلیل حساسیت شناخته می‌شود. علاوه بر این، ضریب سنکرونیزاسیون T_{12} یک پارامتر کلیدی در حفظ پایداری یک سیستم قدرت بهم پیوسته است. این ضریب، گشتاور سنکرون‌کننده بین دو ناحیه بهم پیوسته را نشان می‌دهد. همچنین به عنوان ضریب سختی تزویج Tie-line شناخته می‌شود. در سیستم‌های قدرت بهم پیوسته با پیوندهای بین ناحیه‌ای سست، تغییر در T_{12} ممکن است باعث از دست رفتن سنکرونیزاسیون بین نواحی به دلیل نوسانات شدید توان در Tie-line شود. همچنین، هنگامی که T_{12} به طور قابل توجهی تغییر می‌کند، انحرافات فرکانسی بزرگ ممکن است پایداری سیستم را تهدید کند. بنابراین، تغییر T_{12} می‌تواند به طور مؤثر مقاوم بودن سیستم قدرت به هم پیوسته را ارزیابی کند.

طبق توضیحات داده شده، ضریب سنکرونیزاسیون و بارگذاری به عنوان متغیرهای تعیین‌کننده در پایداری فرکانس برای انجام تحلیل حساسیت انتخاب می‌شوند. برای این منظور، T_{12} و بارگذاری به طور مستقل از هم دچار انحراف از مقادیر نامی خود می‌شوند. در شکل (۲۲) پاسخ‌های سیستم قدرت تحت ٪۲۵± انحراف در T_{12} نسبت به مقدار نامی آن هنگام استفاده از TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOTID نشان داده شده است.



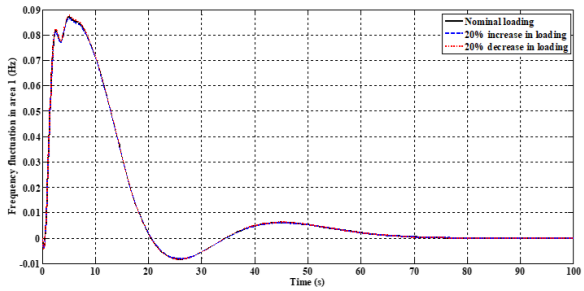
الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱

ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲

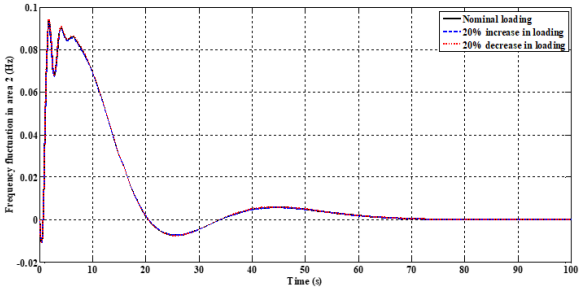
ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۲۲): پاسخ‌های دینامیکی به ٪۲۵± تغییرات در ضریب سنکرونیزاسیون با استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر FOTID

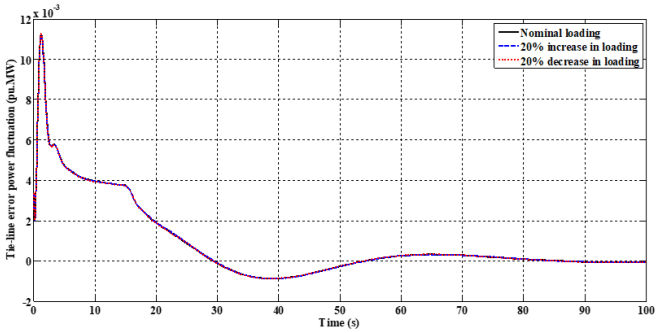
بر طبق این نتایج، بکارگیری راهبرد پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOTID به سیستم قدرت اجازه می‌دهد تا در برابر تغییرات قابل ملاحظه در پارامتر سنکرونیزاسیون رفتار مقاومی از خود نشان دهد زیرا شکل موج‌های خروجی سیستم با اندکی تغییر تقریباً دست‌نخورده باقی مانده‌اند. شکل (۲۳) پاسخ‌های دینامیکی سیستم قدرت را تحت ٪۲۰± تغییر در شرایط بارگذاری نسبت به مقدار نامی هنگام استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر FOTID نشان می‌دهد.



الف) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۱



ب) پاسخ انحراف فرکانس ناحیه ۲



ج) پاسخ انحراف توان خطا در Tie-line

شکل (۲۳): پاسخ‌های دینامیکی به ٪۲۰± تغییرات در بارگذاری با استفاده از TCSC-AGC مبتنی بر FOTID

بر طبق نتایج بدست آمده، خروجی‌های سیستم قدرت بدون تغییر باقی مانده‌اند که نشان از عدم حساسیت سیستم قدرت نسبت به تغییرات اعمال شده در شرایط بارگذاری است و این نشان‌دهنده‌ی مقاوم بودن کامل طرح کنترل TCSC-AGC پیشنهادی است. نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که سیستم قدرت رقابتی ترکیبی غیرخطی هنگام استفاده از TCSC-AGC پیشنهادی مبتنی بر FOTID، در برابر تغییرات اعمال شده مقاوم باقی می‌ماند. در نتیجه، هنگامی که پارامترهای قابل تنظیم کنترل‌کننده‌های ارائه شده به طور دقیق تحت شرایط نامی بهینه شوند، بازتنظیم آنها در پاسخ به تغییرات در T_{12} و شرایط بارگذاری نیاز نیست.

٤- نتیجه‌گیری

این مطالعه به طور جامع به بررسی مدل‌های TCSC بکار رفته در موضوع AGC پرداخته است و نقاط ضعف و نقص‌های قابل توجه آنها را مورد بحث قرار داده است. یک مدل دقیق برای مشارکت TCSC در AGC ارایه شده است که بر خلاف مدل‌های موجود، تقریبی از بسط سری تیلور نیست و مبتنی بر دینامیک اختصاصی تجهیز است. از یک سیستم قدرت دوناحیه‌ای سایبرفیزیکی ترکیبی غیرخطی با تنوعی از منابع تولید توان سنتی و تجدیدپذیر در فضای تجدید ساختار برای اعتبارسنجی طرح کنترلی پیشنهادی استفاده شده است تا نتایج حاصل قابل اعتماد باشد. کنترل‌کننده مرتبه کسری جدید FOTID، که تلفیقی از کنترل‌کننده‌های FOPID و TID است، در قالب یک راهبرد کنترل هماهنگ با حلقه AGC، روی مدل دینامیکی دقیق TCSC طراحی و پیاده‌سازی شده است. نتایج شبیه‌سازی‌های دینامیکی انجام‌شده تحت یک چارچوب رقابتی گویای برتری عملکرد دینامیکی راهبرد کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOTID برای پایدارسازی انحرافات در ΔF_1، ΔF_2 و $\Delta P_{12}{}^{erro}{}_r$ در مقایسه با نسخه‌های متناظر با کنترل‌کننده‌های FOPID و TID است. شبیه‌سازی‌های دینامیکی نشان می‌دهد که اگرچه طرح کنترلی CES-AGC موجود در تحقیقات پیشین در مقایسه با رویکرد پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs عملکرد دینامیکی قابل قبول‌تری را در میراسازی نوسانات دارد، با اینحال،

MTTD سیستم قدرت سایبرفیزیکی رقابتی ترکیبی غیرخطی با طرح کنترلی CES-AGC برابر با ۱/۱ ثانیه است که خیلی کم‌تر از رویکرد کنترل هماهنگ TCSC-AGC مبتنی بر FOCs با MTTD=3.5 ثانیه می‌باشد. همچنین با بازتنظیم کنترل‌کننده‌های پیشنهادی TCSC-AGC تحت این MTTD می‌توان تاب‌آوری سیستم قدرت را بهبود بخشید و CTDs بزرگتری را تا ۵ ثانیه تاب آورد. علاوه بر آن، بررسی تاب‌آوری تحت حملات سایبری FDI مبتنی بر مکان، شیب، برون‌زا و راهبردی نشان می‌دهد که راهبرد کنترل پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs در برابر این تهدیدات امنیت سایبری کاملاً تاب‌آور است حال آنکه راهبرد کنترلی CES-AGC موجود در تحقیقات پیشین در برابر هیچ کدام از حملات سایبری ترتیب داده شده تاب‌آور نیست زیرا با وقوع حملات سایبری دامنه نوسانات با گذشت زمان به تدریج افزایش می‌یابد و سیستم قدرت به صورت دینامیکی ناپایدار می‌شود. ارزیابی‌های بیشتری برای تحلیل تاب‌آوری سیستم قدرت کنترل شده با رویکرد پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOCs تحت حملات سایبری FDI مبتنی بر مکان، شیب، برون‌زا و راهبردی به صورت همزمان با CTD=1 ثانیه‌ای انجام شده است. خروجی‌های شبیه‌سازی نشان می‌دهند که رویکرد پیشنهادی می‌تواند تهدیدات امنیت سایبری همزمان را تاب‌آوری کند. تحلیل‌های حساسیت به منظور ارزیابی مقاوم بودن طرح کنترلی نشان می‌دهد که سیستم قدرت سایبرفیزیکی غیرخطی تحت راهبرد کنترل پیشنهادی TCSC-AGC مبتنی بر FOTID، به طور قابل توجهی نسبت به انحرافات ٪۲۰± در بارگذاری نامی و انحرافات ٪۲۵± در پارامتر تعیین‌کننده T12 غیر حساس است. از این رو، هیچ ضرورتی برای بازتنظیم پارامترهای این طرح کنترلی وجود ندارد.

به عنوان یک ایده جدید برای مطالعات آتی، راهبرد پیشنهادی برای TCSC می‌تواند در یک چارچوب AGC غیرمتمرکز بررسی شود. ایده جذاب دیگر برای تحقیقات بیشتر، اعمال FOCs به FACTSهای مختلف برای ارزیابی مشارکت فعال آنها در AGC و مسأله بهبود تاب‌آوری فرکانسی سیستم قدرت سایبرفیزیکی است.

پیوست داده [۳۹]:

واحد حرارتی بازگرمایشی:

$PF_{th}=0.6$; $T_r=10$; $K_r=0.3$; $R_{th}=2.4$; $T_t=0.3$; $T_{sg}=0.08$; $N_1=.8$; $N_2=-0.2/pi$

دینامیک بویلر:

$C_B=200$; $K_{IB}=0.03$; $K_1=0.85$; $K_2=0.095$; $K_3=0.92$; $T_{IB}=26$; $T_f=10$; $T_{RB}=69$; $T_D=0$

واحد آبی:

$PF_{hyd}=0.3$; $T_{rs}=5$; $T_w=1$; $T_{rh}=28.75$; $R_{hyd}=2.4$; $T_{gh}=0.2$;

واحد گازی:

$PF_g=0.1$; $C_g=1$; $Y_g=1$; $X_g=0.6$; $T_{cr}=0.01$; $T_{cd}=0.2$; $R_g=2.4$; $T_{FC}=0.23$; $B_g=0.05$

توربین بادی مبتنی بر DFIG:

$H=3.5$; $R_w=3$; $T_a=0.2$; $K_{wp}=1.58$; $T_w=6$; $K_{wi}=0.1$; $T_r=0.01$;

سیستم قدرت:

$P_r=2000$; $f=60$; $R_{eq}=R_{th}=R_{hyd}=R_g$; $T_{12}=0.0433$; $P_l=1640$; $D_1=P_l/(f*P_r)$; $D_2=P_l/(f*P_r)$; $B_1=1/R_{eq}+D_1$; $B_2=1/R_{eq}+D_2$; $K_{ps1}=1/D_1$; $K_{ps2}=1/D_2$; $H_1=5$; $H_2=5$; $m_1=2*H_1/f$; $m_2=2*H_2/f$; $T_{ps1}=m_1/D_1$; $T_{ps2}=m_2/D_2$

مراجع

[1] S. Kumar, "GA-Optimized FACT-SMES Coordination and APF Selection for Enhanced AGC Stability in Deregulated Hybrid Power Systems," *International Journal of Electrical and Electronics Research (IJEER),* vol. 13, no. 4, pp. 784-791, 2025.

[2]]B. Dekaraja and L. C. Saikia, "Impact of energy storage and flexible alternating current transmission devices in combined voltage and frequency regulation of multiarea Multisource Interconnected Power System," *Energy Storage,* vol. 4, no. 3, p. e317, 2022.

[3] C. K. Shiva, B. Vedik, and V. Mukherjee, "Comparative analysis of PID and fractional order PID controllers in automatic generation control process with coordinated control of TCSC," *Energy Systems,* vol. 14, no. 1, pp. 133-170, 2023.

[4] J. Morsali, K. Zare, and M. T. Hagh, "Applying fractional order PID to design TCSC-based damping controller in coordination with automatic generation control of interconnected multi-source power system," *Engineering Science and Technology, an International Journal,* vol. 20, no. 1 ,pp. 1-17, 2017.

[5] S. Alshehri *et al.*, "Impact of advanced thyristor controlled series capacitor on load frequency control and automatic voltage regulator dual area system with interval type-2 fuzzy sets-PID usage," *Processes,* vol. 12, no. 12, p. 2647, 2024.

[6] C. Naga Sai Kalyan, B. S. Goud, C. R. Reddy, M. Bajaj, and G. S. Rao, "SMES and TCSC coordinated strategy for multi-area multi-source system with water cycle algorithm based 3DOF-PID controller," *Smart Science,* vol. 11, no. 1, pp. 1-15, 2023.

[7] G. M. Meseret, "Three-Level NF-TDN Controller for AGC in Thermal-Hydro-Gas Power Systems Integrated With TCPS Under Nonlinear Conditions," *International Journal of Energy Research,* vol. 2026, no. 1, p. 8781530, 2026.

[8] M. Nandi, C. K. Shiva, and V. Mukherjee, "Moth-flame algorithm for TCSC-and SMES-based controller design in automatic generation control of a two-area multi-unit hydro-power system," *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering,* vol. 44, no. 3, pp. 1173-1196, 2020.

[9] P. Dahiya, V. Sharma, and R. Naresh, "Optimal sliding mode control for frequency regulation in deregulated power systems with DFIG-based wind turbine and TCSC–SMES," *Neural Computing and Applications,* vol. 31, no. 7, pp. 3039-3056, 2019.

[10]]M. Deepak, R. J. Abraham, F. M. Gonzalez-Longatt, D. M. Greenwood, and H.-S. Rajamani, "A novel approach to frequency support in a wind integrated power system," *Renewable Energy,* vol. 108, pp. 194-206, 2017.

[11] M. Nandi, C. Shiva, and V. Mukherjee, "TCSC based automatic generation control of deregulated power system using quasi-oppositional harmony search algorithm," *Engineering science and technology, an international journal,* vol. 20, no. 4, pp. 1380-1395, 2017.

[12] K. Zare, M. T. Hagh, and J. Morsali, "Effective oscillation damping of an interconnected multi-source power system with automatic generation control and TCSC," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 65, pp. 220-230, 2015.

[13] J. Morsali, K. Zare, and M .T. Hagh, "Performance comparison of TCSC with TCPS and SSSC controllers in AGC of realistic interconnected multi-source power system," *Ain Shams Engineering Journal,* vol. 7, no. 1, pp. 143-158, 2015.

[14] V. Nath and D. Sambariya, "Optimal load frequency control for interconnected power systems using optimized PI-PD controller with TCSC and HVDC integration," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEEI),* vol. 11, no. 4, pp. 987-1006, 2023.

[15] A. Roy, S. Dutta, S. Biswas, A. Bhattacharya, S. Ghosh, and S. Banerjee, "Probabilistic OPF and LFC of conventional with RES, energy storage and FACTS using DTBO," *Scientific Reports,* 2026.

[16] K. Peddakapu, M. Mohamed, M. Sulaiman, P. Srinivasarao, A. Veerendra, and P. Leung, "Performance analysis of distributed power flow controller with ultra-capacitor for regulating the frequency deviations in restructured power system," *Journal of energy storage,* vol. 31, p. 101676, 2020.

[17] A. Saha and L. C. Saikia, "Load frequency control of a wind-thermal-split shaft gas turbine-based restructured power system integrating FACTS and energy storage devices," *International Transactions on Electrical Energy Systems,* vol. 29, no. 3, p. e2756, 2019.

[18] M. Deepak and R. J. Abraham, "Load following in a deregulated power system with Thyristor Controlled Series Compensator," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 65, pp. 136-145, 2015.

[19] C. N. S. Kalyan and G. S. Rao, "Coordinated SMES and TCSC Damping Controller for Load Frequency Control of Multi Area Power System with Diverse Sources," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics,* vol. 12, no. 4, pp. 747-769, 2020.

[20] M. Nandi, C. Shiva, and V. Mukherjee, "Frequency stabilization of multi-area multi-source interconnected power system using TCSC and SMES mechanism," *Journal of energy storage,* vol. 14, pp. 348-362, 2017.

[21] C. N. S. Kalyan, "Load Frequency Control of Multi Area Power System Network with Soft Computing Algorithm Based Controller and Coordinated Strategy of TCSC and Battery Energy Storage," *i-Manager's Journal on Power Systems Engineering,* vol. 11, no. 3, p. 11, 2023.

[22] C. Naga Sai Kalyan and G. Sambasiva Rao, "Stabilizing frequency and voltage in combined LFC and AVR system with coordinated performance of SMES and TCSC," in *Control Applications in Modern Power System: Select Proceedings of EPREC 2020*: Springer, 2020, pp. 65-76.

[23] A. Daraz, S. A. Malik, H. Mokhlis, I. U. Haq, F. Zafar, and N. N. Mansor, "Improved-fitness dependent optimizer based FOI-PD controller for automatic generation control of multi-source interconnected power system in deregulated environment," *IEEE Access,* vol. 8, pp. 197757-197775, 2020.

[24] M. N. H. Shazon and H. M. Ahmed, "Modelling and utilisation of frequency responsive TCSC for enhancing the frequency response of a low inertia grid," *Energy Reports,* vol. 8, pp. 6945-6959, 2022.

[25] M. N. H. Shazon, H. M. Ahmed, S. R. Deeba, and E. Hossain, "Exploring the utilization of energy storage systems for frequency response adequacy of a low inertia power grid," *IEEE Access,* vol. 9, pp. 129933-129950, 2021.

[26] K. B. Meziane, R. Naoual, and I. Boumhidi, "Type-2 fuzzy logic based on PID controller for AGC of two-area with three source power system including advanced TCSC," *Procedia Computer Science,* vol. 148, pp. 455-464, 2019.

[27] S. Kumar and S. Gupta, "A Combined Simulink Model of Hybrid System Using SMES, TCSC Tuned Using Cuckoo Search," in *9th IEEE India International Conference on Power Electronics*) *IICPE)*, 2023, pp. 1-6: IEEE.

[28] C. N. S. Kalyan, C. R. Reddy, B. S. Goud, M. Bajaj, M. A. Tolba, and S. Kamel, "CES and TCSC based supplementary controller for stability of renewable energy integrated nonlinear power system," in *5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE)*, 2023, vol. 5, pp. 1-6: IEEE.

[29] C. K. Shiva, N. Shruthi, V. Basetti, S. Sen, and S. Bhakta, "Improved Active Power Generation with Multi-source Interconnected Power System with Taylor series expansion for TCSC Supported by Artificial Electric Field Algorithm," in *IEEE 5th International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 2025, pp. 1-4: IEEE.

[30] M. Deepak and R. J. Abraham, "Comparative analysis of AGC performance in an interconnected power system with HVDC and TCSC considering GRC and deadband non-linearities," in *IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016, pp. 1-6: IEEE.

[31] A. Prakash and S. Parida, "LFC of interconnected power system with TCSC using salp swarm algorithm," in *8th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2019, pp. 1-5: IEEE.

[32] C. N. S. Kalyan, B. S. Goud, M. K. Kumar, B. N. Reddy, G. S. Rao, and M. Bajaj, "Performance Comparison of SSSC and TCSC Devices on Load Frequency Control of Interconnected Power System with Geothermal Power Plant Integration," in *International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, 2022, pp. 31-36: IEEE.

[33] C. N. S. Kalyan ,B. S. Goud, C. V. Suresh, M. Bajaj, O. Rubanenko, and D. Danylchenko, "Redox Flow Battery and TCSC-based Territory Control Mechanism for LFC of Dual Area Reheat Hydro-Thermal Power System," in *IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2022, pp. 1-6: IEEE.

[34] D. Guha, P. K. Roy, and S. Banerjee, "Symbiotic organism search based load frequency control with TCSC," in *4th International Conference on Recent Advances in Information Technology (RAIT)*, 2018, pp. 1-6: IEEE.

[35] C. N. S. Kalyan, G. S .Rao, B. S. Goud, M. Bajaj, T. Dash, and S. Choudhury, "Voltage and Frequency Control in Diverse Source Power Systems under Cascade Controller with TCSC and SMES Devices," in *International Conference in Advances in Power, Signal, and Information Technology (APSIT)*, 2023, pp. 1-6: IEEE.

[36] M. T. Hagh, P. Aliasghari, and J. Morsali, "Coordinated design of UPFC damping controller and CPSS using group search optimization algorithm," in *23rd Iranian Conference on Electrical Engineering*, 2015, pp. 1446-1451 :IEEE.

[37] J. Morsali, R. Kazemzadeh, and M. Azizian, "Introducing FOPID-PSS to increase small-signal stability of multi-machine power system," in *Electrical Engineering (ICEE), 2015 23rd Iranian Conference on*, 2015, pp. 1510-1515: IEEE.

[38] J. Morsali ,R. Kazemzadeh, M. Azizian, and A. Parhizkar, "Introducing PID-based PSS2B stabilizer in coordination with TCSC damping controller to improve power system dynamic stability," in *22nd Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2014)*, Tehran, Iran, 2014, pp. 836-841: IEEE.

[39] J. Morsali, "Fractional order CES control for frequency regulation in deregulated realistic power systems with integrating RESs," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 172, p. 111049, 2025.

[40] J .Morsali, "Fractional order control strategy for superconducting magnetic energy storage to take part effectually in automatic generation control issue of a realistic restructured power system," *Journal of Energy Storage,* vol. 55, p. 105764, 2022.

[41] J .Morsali, "Fractional order control for vanadium redox flow battery to enhance LFC performance, resiliency, and robustness in a nonlinear RES-integrated liberalized cyber-physical energy system," *International Journal of Electrical Power Energy Systems,* vol. 177, p. 111842, 2026.

[42] J. Morsali, K. Zare, and M. T. Hagh, "Modified group search optimisation-based comparative performance evaluation of thyristor controlled series capacitor-based fractional order damping controllers to improve load frequency control performance in restructured environment," *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 11, no. 18, pp. 4654-4669, 2017.

[43] J. Morsali, K. Zare, and M. T. Hagh, "MGSO optimised TID-based GCSC damping controller in coordination with AGC for diverse-GENCOs multi-DISCOs power system with considering GDB and GRC non-linearity effects," *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 11, no. 1, pp. 193-208, 2017.

[44] J. Morsali, K. Zare, and M. T. Hagh, "A novel dynamic model and control approach for SSSC to contribute effectively in AGC of a deregulated power system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 95, pp. 239-253, 2018.

[45] S. Yang, K.-W. Lao, H. Hui, J. Su, and S. Wang, "Secure frequency regulation in power system: A comprehensive defense strategy against FDI, DoS, and latency cyber-attacks," *Applied Energy,* vol. 379, p. 124772, 2025.

[46] K. Pan, E. Rakhshani, and P. Palensky, "False data injection attacks on hybrid AC/HVDC interconnected systems with virtual inertia—Vulnerability, impact and detection," *IEEE Access,* vol. 8, pp. 141932-141945, 2020.

[47] Z. Chen, J. Zhu, S. Li, Y. Liu, and T. Luo, "Detection of false data injection attacks on load frequency control system with renewable energy based on fuzzy logic and neural networks," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,* vol. 10, no. 6, pp. 1576-1587, 2022.

[48] S. Oshnoei, M. R. Aghamohammadi, and M. H. Khooban, "Smart frequency control of cyber-physical power system under false data injection attacks," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers,* vol. 71, no. 12, pp. 5582-5595, 2024.

[49] Z. Zhang, J. Hu, J. Lu, J. Cao, and J. Yu, "False data injection attacks on LFC systems: An AI-based detection and countermeasure strategy," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers,* vol. 71, no. 5, pp. 1969-1977, 2023.

[50] X. Lv, Y. Sun, V. Dinavahi, X. Zhao, and F. Qiao, "Robust networked power system load frequency control against hybrid cyber attack," *IET Smart Grid* ,vol. 6, no. 4, pp. 391-402, 2023.

[51] A. Abazari, M. M. Soleymani, M. Zadsar, M. Ghafouri, C. Assi, and M. Shafie-Khah, "Online recursive detection and adaptive fuzzy mitigation of cyber-physical attacks targeting topology of IMG: An LFC case study," *IEEE Transactions on Smart Grid,* vol. 15, no. 2, pp. 2129-2145, 2023.

[52] M. Ahmed, A. M. Kassem, and F. Ahmed, "Modified TI$^{\lambda}$-PD$^{\mu}$N controller and Capacitive Energy Storage to boost the reliability of grids involving renewables," *Journal of Energy Storage* ,vol. 117, p. 116142, 2025.

Print

[53] M. Ahmed, G. Magdy, M. Khamies, and S. Kamel, "An efficient coordinated strategy for frequency stability in hybrid power systems with renewables considering interline power flow controller and redox flow battery," *Journal of Energy Storage,* vol. 52, p. 104835, 2022.

[54] S. Rangi, S. Jain, and Y. Arya, "Utilization of energy storage devices with optimal controller for multi-area hydro-hydro power system under deregulated environment," *Sustainable Energy Technologies and Assessments,* vol. 52, p. 102191, 2022.

[55] S. V. Sah, V. Prakash, P. K. Pathak, and A. K. Yadav, "Resilient fractional-order fuzzy-based tilt control of renewable-dominated hybrid power system," *Neural Computing and Applications,* vol. 37, pp. 17571–17587, 2025.

[56] Y. Arya, N. Kumar, and S. Gupta, "Optimal automatic generation control of two-area power systems with energy storage units under deregulated environment," *Journal of Renewable and Sustainable Energy* vol. 9, no. 6, 2017.

[57] W. Tasnin and L. C .Saikia, "Performance comparison of several energy storage devices in deregulated AGC of a multi-area system incorporating geothermal power plant," *IET Renewable Power Generation,* vol. 12, no. 7, pp. 761-772, 2018.

[58] T. S. Gorripotu, R. K. Sahu, and S .Panda, "AGC of a multi-area power system under deregulated environment using redox flow batteries and interline power flow controller," *Engineering Science and Technology, an International Journal,* vol. 18, no. 4, pp. 555-578, 2015.

[59] D. Sibtain, R. A .Rana, and A. F. Murtaza, "A novel proactive frequency control based on 4-DoF-TMPC-1+ PI-FOPI for a high order power system with communication delays and uncertainties," *Computers and Electrical Engineering,* vol. 120, p. 109876, 2024.

[60] A. K. Deep, G .L. Raja, and G. D. Meena, "Robust moments-matching load frequency control strategy for cyber–physical power system amid communication time delay," *Applied Energy,* vol. 382, p. 125251, 2025.

[61] M. Ghiasi, T. Niknam, Z. Wang, M. Mehrandezh, M. Dehghani ,and N. Ghadimi, "A comprehensive review of cyber-attacks and defense mechanisms for improving security in smart grid energy systems: Past, present and future," *Electric Power Systems Research,* vol. 215, p. 108975, 2023.

[62] P. K. Pathak, A. K. Yadav, and I. Kamwa, "Resilient ratio control assisted virtual inertia for frequency regulation of hybrid power system under DoS attack and communication delay," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 61, no. 2, pp. 2721-2730, 2025.

[۶۳] خادم امین، احمدنیا محسن و حاجی‌پور احمد، "کنترل پیش‌بین مدل تطبیقی برای مساله کنترل بار-فرکانس سیستم‌های قدرت بهم‌پیوسته چند ناحیه‌ای با پارامترهای متغیر با زمان"، سامانه های غیرخطی در مهندسی برق، دوره ۱۲، شماره ۱، صفحات ۱۳۹-۱۱۸، ۲۰۲۵.

[۶۴] جعفری نیا وحیدرضا، احمدنیا محسن و حاجی‌پور احمد، "کنترل فرکانس-بار تطبیقی با استفاده از کنترل پیشبین مدل بر مبنای شبکه لاگر و تخمین حداقل مربعات بازگشتی برای سیستم قدرت سه-ناحیه ای"، سامانه های غیرخطی در مهندسی برق، دوره ۸، شماره ۲، صفحات ۹۷-۸۱، ۲۰۲۱.

[65] E. Şahin and B. Çavdar, "A novel fractional order delay-based PIR controller concept to enhance frequency regulation of a PV-reheat thermal power system under non-linearity and cyber attack," *Computers and Electrical Engineering,* vol. 123, p. 110240, 2025.

[66] F. T. Tomy and R. Prakash, "Load frequency control of a two area hybrid system consisting of a grid connected PV system and thermal generator," *International Journal of Research in Engineering and Technology (IJRET),* vol. 3, no. 7, pp. 573-580, 2014.

[67] J. Morsali, R. Kazemzadeh, and M. R. Azizian, "Coordinated design of MPSS and TCSC-based damping controller using PSO to enhance multi-machine power system stability," in *21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2013)*, Mashhad, Iran, 2013, pp. 1-6: IEEE.

[68] J. Morsali, R. Kazemzadeh, and M. R. Azizian, "Proposing Novel Robust (P-ω-δ) PSS in Coordination with TCSC Controller to Damp Electromechanical Oscillations in Multi-machine Power System," in *International power system conference (PSC)*, Tehran-Iran, 2013.

[69] J. Morsali ,R. Kazemzadeh, and M. R. Azizian, "Simultaneously design of PSS3B dual-input stabilizer and TCSC damping controller for enhancement of power system stability," in *20th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2012)*, 2012, pp. 558-563: IEEE.

[70] K. R. Padiyar, *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Age International, 2007.

[71] S. Padhan, R. K. Sahu, and S. Panda, "Automatic generation control with thyristor controlled series compensator including superconducting magnetic energy storage units," *Ain Shams Engineering Journal,* vol. 5, no. 3, pp. 759–774, 2014.

[72] A. Tepljakov *et al.*, "Towards Industrialization of FOPID Controllers: A Survey on Milestones of Fractional-Order Control and Pathways for Future Developments," *IEEE Access,* vol. 9, pp. 21016-21042, 2021.

[73] A. Tepljakov, *Fractional-order modeling and control of dynamic systems*. Springer, 2017.

[74] J. Morsali and T. G. Bolandi, "Proposing FOPID-based PSS2B Stabilizer Using MGSO to Improve Damping of Electromechanical Oscillations in a Multi-machine Power System," in *27th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2019)*, 2019, pp. 742-747: IEEE.

[75] J. Morsali, K. Zare, and M. T. Hagh, "Comparative performance evaluation of fractional order controllers in LFC of two-area diverse-unit power system with considering GDB and GRC effects," *Journal of Electrical Systems and Information Technology,* vol. 5, no. 3, pp. 708-722, 2018.

[76] S. He, Q. H. Wu, and J. Saunders, "Group search optimizer: an optimization algorithm inspired by animal searching behavior," *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on,* vol. 13, no. 5, pp. 973-990, 2009.

[77] M. Sharma, S. Dhundhara, and R. S. Sran, "Impact of hybrid electrical energy storage system on realistic deregulated power system having large-scale renewable generation," *Sustainable Energy Technologies and Assessments,* vol. 56, p. 103025, 2023.

[78] P. Aryan, G. L. Raja, U. Mehta, T. R. Chelliah, and U. R. Muduli, "A resilient tri-parametric fractional frequency control for cybersecurity threats amid latency," *IEEE Transactions on Industry ApplicatiConvertons,* vol. 61, no. 4, 2025.

[79] D. Kumar, G. L. Raja, M. Alkhatib, A. K. Deep, and U. R. Muduli, "Smith Predictor Based Fractional LFC Strategy for Storage Supported Thermal Power System Amid Communication Dead Time and Cyber Threats," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 61, no. 3, 2025.

Print

[80] N. Kumar, P. Aryan, G. L. Raja, and U. R. Muduli, "Robust frequency-shifting based control amid false data injection attacks for interconnected power systems with communication delay," *IEEE Transactions on Industry Applications,* vol. 60, no. 2, pp. 3710-3723, 2024.

PriPrint