

کد شبکه:

الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

معاونت برق و انرژی

نهاد تنظیم مقررات فنی برق ایران

(دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع برق)

پاییز ۱۴۰۴

شماره سند: IETR-1901

سطح محرمانگی: عادی

سطح دسترسی: عمومی



کد شبکه:

الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

شماره سند: IETR-1901

سطح محرمانگی: عادی

سطح دسترسی: عمومی

- تهیه شده در معاونت برق و انرژی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران با همکاری نهاد تنظیم مقررات فنی برق ایران (دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع برق)
- تاریخ انتشار: پاییز ۱۴۰۴
- نوبت انتشار: اول



تنظیم مقررات فنی برق ایران

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به
شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

مقام تصویب کننده: معاون برق و انرژی

دریافت کنندگان سند جهت اجرا:

- ☐ معاونت‌های حوزه ستادی وزارت نیرو.....
- ☐ دبیرخانه شورای پایایی شبکه برق کشور.....
- ☐ دفتر توسعه مدیریت و تحول اداری.....
- ☐ شرکت مادر تخصصی توانیر.....
- ☐ شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی.....
- ☐ شرکت مادر تخصصی تولید و توسعه انرژی اتمی.....
- ☐ شرکت مدیریت شبکه برق ایران.....
- ☐ کلیه شرکت‌های برق منطقه‌ای.....
- ☐ کلیه شرکت‌های توزیع نیروی برق.....
- ☐ کلیه شرکت‌های تولید نیروی برق.....
- ☐ سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (ساتبا).....
- ☐ مشاوران، پیمانکاران، سازندگان تجهیزات، مالکان و بهره‌برداران نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری.....
- ☐ شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران
- ☐ شرکت آب و برق خوزستان.....

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

فهرست مطالب

۱	اهداف، دامنه کاربرد و تعاریف	۶
۱-۱	مقدمه	۶
۲-۱	ضوابط و مقررات	۶
۳-۱	اهداف	۷
۴-۱	دامنه کاربرد	۷
۵-۱	تعاریف	۷
۶-۱	وظایف و تعاملات نهادهای سیستمی	۱۱
۲	الزامات طرح اتصال	۱۳
۱-۲	سطوح اتصال کوتاه	۱۳
۲-۲	ذخیره‌ساز	۱۴
۳-۲	مطالعات طرح اتصال	۱۴
۳	الزامات عملکردی	۱۶
۱-۳	تعریف شرایط عادی و غیرعادی	۱۶
۲-۳	قابلیت گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ	۱۶
۳-۳	قابلیت گذر از شرایط غیرعادی فرکانس	۱۷
۴-۳	قابلیت تزریق جریان راکتیو توالی منفی	۱۸
۵-۳	سیستم کنترل مرکزی نیروگاه (PPC)	۱۹
۶-۳	توابع کنترلی توان راکتیو	۲۰
۱-۶-۳	کنترل ولتاژ	۲۰
۲-۶-۳	کنترل ضریب توان	۲۱
۳-۶-۳	کنترل توان راکتیو	۲۱
۷-۳	کنترل توان اکتیو	۲۱
۱-۷-۳	کنترل اولیه فرکانس	۲۱
۱-۷-۳	کنترل ثانویه فرکانس	۲۲

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۲۳	۲-۷-۳	توابع قیود توان اکتیو
۲۴	۸-۳	کیفیت توان
۲۵	۹-۳	قابلیت خودراه‌اندازی
۲۵	۴	الزامات حفاظتی
۲۵	۱-۴	سطوح خطا و حفاظت
۲۶	۲-۴	الزامات حفاظتی تکمیلی اتصال به شبکه انتقال
۲۷	۳-۴	الزامات سمت نیروگاه
۲۹	۴-۴	الزامات سمت شبکه
۳۳	۵	الزامات مخابرات، تله‌متری و اسکادا در مراکز دیسپاچینگ
۳۳	۱-۵	الزامات رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری
۳۴	۲-۵	سامانه WAMS
۳۴	۳-۵	سامانه کنترل خودکار تولید (AGC)
۳۵	۴-۵	گروه/خوشه‌بندی اینورترهای نیروگاه
۳۵	۵-۵	تغذیه تجهیزات
۳۵	۶-۵	ایستگاه هواشناسی
۳۵	۷-۵	ارسال سیگنال‌ها
۳۶	۶	الزامات سنجش و پایش انرژی
۳۶	۱-۶	زیرساخت مخابراتی
۳۷	۲-۶	منبع تغذیه بدون وقفه (UPS)
۳۸	۷	تست و نظارت بر انطباق
۳۸	۱-۷	تست انطباق
۳۹	۸	گزارش‌دهی، اشتراک‌گذاری اطلاعات و مدل
۳۹	۱-۸	گزارش‌دهی
۳۹	۲-۸	تبادل اطلاعات
۴۱	۳-۸	ارائه مدلهای استاتیکی و دینامیکی
۴۳	۹	بازنگری

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

- ۱۰ گزارش‌دهی نحوه اجرا و میزان انطباق نتایج اجرا با نتایج مورد نظر ۴۳
- ۱-۱۰ فرایندهای پایش و اجرای انطباق ۴۳
- ۲-۱۰ نگهداری داده‌ها ۴۳
- ۱۱ کنترل سند ۴۴
- ۱۲ گردآورندگان سند ۴۵
- ۱۳ مراجع ۴۶

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

فهرست اختصارات

AC	Alternating Current
AGC	Automatic Generation Control
AOC	Area Operation Center
APN	Access Point Name
BSCC	Backup System Control Center
DC	Direct Current
DCC	Distribution Control Center
DEF	Directional Earth Fault
DTS	Direct Telephone System
ECC	Emergency Control Center
EMT	Electromagnetic Transient
FRT	Fault Ride Through
GPS	Global Positioning System
HV	High Voltage
HVRT	High Voltage Ride Through
IBR	Inverter Based Resource
IED	Intelligent Electronic Device
LVRT	Low Voltage Ride Through
MW	Mega Watt
PGDS	Power Grid Database System
PLC	Power Line Carrier
PLL	Phase Locked Loop
PMU	Phasor Measurement Unit
Pn	Power Nominal
POC	Point of Connection
POI	Point of Interconnection
POM	Point of Measurement
POTT	Permissive Overreach Transfer Trip
PPC	Power Plant Controller
RDC	Regional Dispatching Center
RMS	Root Mean Square
RTU	Remote Terminal Unit

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

SCC	System Control Center
SSR	Sub-synchronous Resonance
UPS	Uninterruptible Power Supply
U/V	Under Voltage
VRT	Voltage Ride Through
VTs	Voltage Transformer Supervision
WAMS	Wide Area Monitoring System

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۱ اهداف، دامنه کاربرد و تعاریف

۱-۱ مقدمه

با توجه به رشد روزافزون تقاضای انرژی و ضرورت کاهش وابستگی به منابع فسیلی، توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر به عنوان یکی از محورهای اصلی سیاست‌های انرژی کشور مطرح شده است. از منظر نحوه اتصال به شبکه، نیروگاه‌های تجدیدپذیر به دو دسته اتصال مستقیم و اتصال با واسطه اینورتری تقسیم‌بندی می‌شوند. از آنجایی که برق تولیدی اغلب منابع تجدیدپذیر امروزی به صورت DC یا AC فرکانس متغیر است، نیروگاه‌های تجدیدپذیر جدید غالباً با واسطه اینورتری به شبکه متصل می‌شوند. بر اساس تعاریف مراجع بین‌المللی، نیروگاه‌های تجدیدپذیری که از طریق اینورتر به شبکه انتقال یا فوق توزیع متصل می‌شوند، ذیل منابع اینورتری (IBR) قرار گرفته و در این سند، با عنوان "نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری" مورد اشاره قرار می‌گیرند.

نظر به اینکه مشخصه‌های برق تولیدی و پاسخ منابع اینورتری حین اغتشاشات سیستم قدرت توسط سیستم کنترلی اینورتر تعیین می‌شود و ممکن است در سازندگان مختلف بسته به نوع فناوری مورد استفاده و طراحی سیستم کنترلی، متفاوت باشد، وجود چارچوب مشترک و الزامات فنی مشخص برای ایجاد وحدت رویه و حفظ پایداری و قابلیت اطمینان شبکه برق ضروری می‌باشد.

۲-۱ ضوابط و مقررات

- (۱) سند حاضر ذیل کد شبکه^۱ قرار گرفته و به الزامات فنی اتصال به شبکه (کد اتصال^۲) منابع اینورتری می‌پردازد. کد اتصال در کنار کد بهره‌برداری^۳ و کد برنامه‌ریزی^۴، ساختار کلی سند بالادستی را تشکیل می‌دهد.
- (۲) تمامی واحدهای یک نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری و تجهیزات کمکی مربوطه (شامل ذخیره‌ساز انرژی و جبران‌ساز توان راکتیو در صورت وجود)، به صورت تجمیعی ملزم به رعایت الزامات عملکردی این سند در نقطه اندازه‌گیری تجمیعی (POM) می‌باشند. هر نیروگاه تجدیدپذیر فقط یک نقطه POM دارد.
- (۳) هر نیروگاه تجدیدپذیر فقط یک نقطه اتصال به شبکه سراسری (POI) دارد. بسته به مورد، ممکن است نقاط POM و POI بر یکدیگر منطبق باشند. تعاریف مربوطه در بخش ۱-۵ ارائه شده است.
- (۴) مواردی که در این سند به آن‌ها پرداخته نشده، در ویرایش‌های بعدی تکمیل و به‌روزرسانی خواهد شد.

^۱ Grid Code

^۲ Connection Code

^۳ Operating Code

^۴ Planning Code

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(۵) اصلاح، تکمیل، ابطال یا معافیت کد اتصال به شبکه بر عهده شرکت مدیریت شبکه برق ایران است.

۳-۱ اهداف

(۱) این سند حداقل نیازمندی‌های فنی، عملکردی و طراحی را برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری در سطح شبکه‌های انتقال و فوق توزیع تعیین می‌کند.

(۲) این سند چارچوب مسئولیت‌ها، فرایندهای کنترل، تأیید و تصویب را مشخص می‌کند.

(۳) سند حاضر همراه با سایر دستورالعمل‌های فنی و عملیاتی از جمله کد بهره‌برداری و کد برنامه‌ریزی، به عنوان اصول طراحی و اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

۴-۱ دامنه کاربرد

(۱) الزامات فنی تعیین شده در این سند، برای تمامی منابع اینورتری جدیدالاحداث منصوبه در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع لازم‌الاجرا می‌باشد.

(۲) لازم است منابع اینورتری موجود در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع با ارائه برنامه زمان‌بندی، نسبت به تأمین نیازمندی‌ها و تطابق با الزامات این سند اقدام نمایند.

(۳) الزامات رؤیت‌پذیری مندرج در بخش ۵ این سند، برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر منصوبه در شبکه توزیع نیز علاوه بر شبکه‌های انتقال و فوق توزیع، لازم‌الاجرا است.

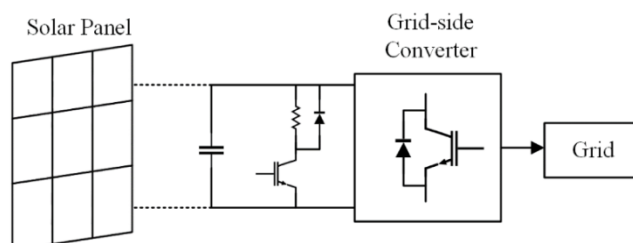
(۴) اگر یک منبع اینورتری به طور کامل جایگزین شود یا اصلاحات اساسی در آن صورت گیرد، لازم است الزامات این سند را قبل از اتصال به شبکه و بهره‌برداری تجاری برآورده کند.

۵-۱ تعاریف

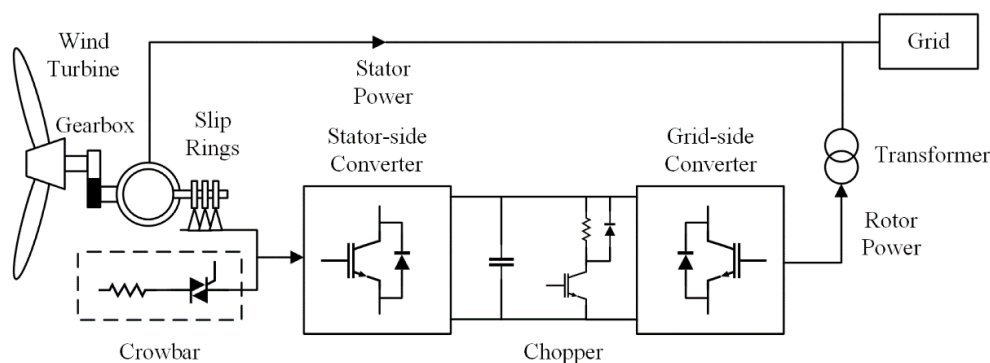
❖ **نیروگاه تجدیدپذیر:** مجموعه‌ای از یک یا چند مولد همراه با تجهیزات مربوطه است که الکتریسیته را با استفاده از منبع انرژی تجدیدپذیر (نظیر باد، خورشید، آب، زیست‌گاز و غیره) تولید می‌نماید.

❖ **نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری:** شامل نیروگاه خورشیدی فتوولتائیک، نیروگاه بادی نوع ۳ و نیروگاه بادی نوع ۴ است که به واسطه اینورتر به شبکه متصل می‌شوند. ساختار نیروگاه‌های مورد اشاره به ترتیب در شکل‌های ۱ تا ۳ ترسیم شده است. نیروگاه‌های خورشیدی فتوولتائیک و بادی نوع ۴، به صورت کامل با واسطه مبدل

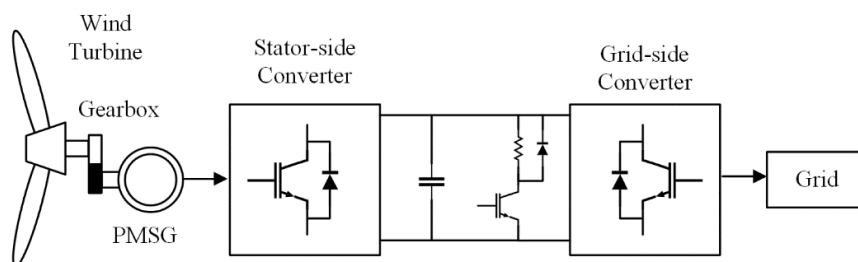
الکترونیک قدرت (اینورتر) به شبکه متصل می‌شوند. در نیروگاه بادی نوع ۳، بخشی از توان تولیدی توربین بادی از مسیر استاتور با اتصال مستقیم و بخش دیگر از مسیر روتور با واسطه اینورتر به شبکه تزریق می‌شود.



شکل ۱: ساختار نوعی نیروگاه خورشیدی فتوولتائیک



شکل ۲: ساختار نوعی نیروگاه بادی نوع ۳

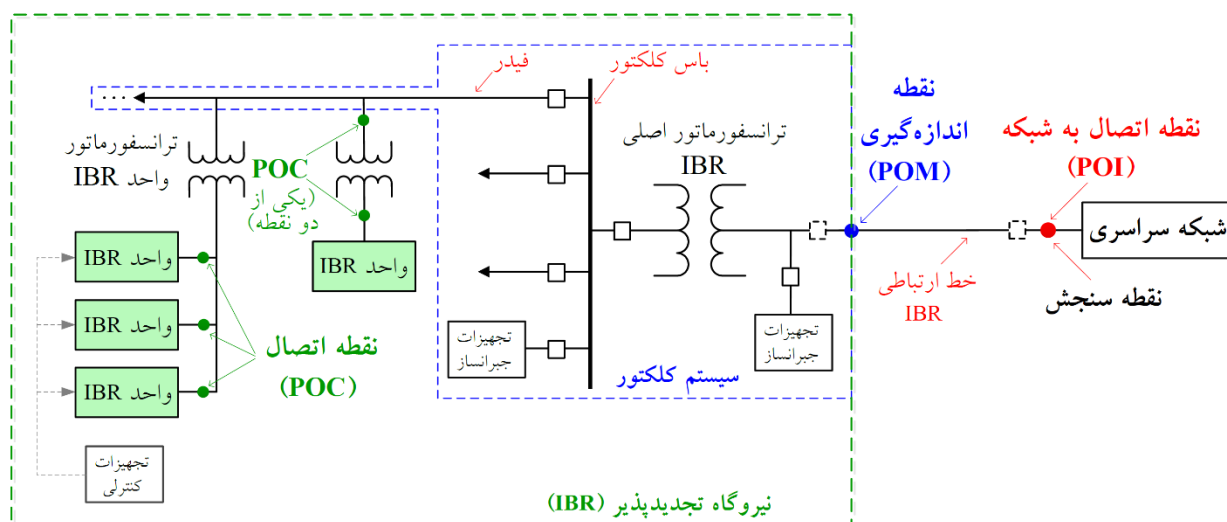


شکل ۳: ساختار نوعی نیروگاه بادی نوع ۴

- ❖ منبع اینورتری (IBR): یک یا مجموعه‌ای از واحدها که توان اکتیو را از یک منبع انرژی اولیه یا ذخیره‌ساز انرژی (نظیر پنل خورشیدی، توربین بادی و باتری) تأمین و به واسطه اینورتر به شبکه سراسری تزریق می‌کند.
- ❖ نقطه اتصال (POC): با ارجاع به شکل ۴، نقطه‌ای است که در آن یک واحد از منبع اینورتری به صورت الکتریکی به سیستم کلکتور داخلی نیروگاه (باس یا فیدر) متصل می‌شود.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

- ❖ **نقطه اندازه‌گیری تجمیعی (POM):** با ارجاع به شکل ۴، نقطه‌ای است که در آن سمت فشار قوی ترانسفورماتور اصلی منبع اینورتری به سیستم انتقال یا فوق توزیع متصل می‌شود.
- ❖ **نقطه اتصال به شبکه سراسری (POI):** با ارجاع به شکل ۴، نقطه‌ای است که در آن منبع اینورتری توسط یک خط ارتباطی به شبکه سراسری (انتقال یا فوق توزیع) متصل می‌شود. قابل ذکر است که در مواردی ممکن است POM و POI بر همدیگر منطبق باشند.
- ❖ **نقطه سنجش^۱:** محل نصب کنتورهای سنجش انرژی که در آن نقطه، کل انرژی الکتریکی تولیدی نیروگاه یا انرژی تبادلی با شبکه اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. با ارجاع به شکل ۴، سنجش انرژی باید در نقطه POI انجام شود.



شکل ۴: نقاط POM, POC و POI در یک نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری

- ❖ **توان نامی:** بیشترین مقدار توان اکتیوی که یک نیروگاه تجدیدپذیر برای تولید آن طراحی شده است.
- ❖ **توان اکتیو در دسترس^۲:** مقدار توان اکتیوی که یک نیروگاه تجدیدپذیر می‌تواند در نقطه سنجش بر اساس شرایط حاضر تولید انرژی آن نیروگاه (نظیر سرعت باد، تشعشع نور خورشید و دمای محیط)، تولید کند.
- ❖ **توان اکتیو کاهش داده شده^۳:** مقدار توان اکتیوی که یک نیروگاه تجدیدپذیر علی‌رغم امکان تولید بیشتر،

¹ Metering Point
² Available Active Power
³ Curtailed Active Power

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

مجاز به تولید آن است و این مقدار توسط راهبر شبکه بر اساس شرایط و قیود شبکه تعیین می‌شود.

❖ **گروه‌بندی نیروگاه تجدیدپذیر:** تطابق با الزامات فنی این سند مطابق با گروه‌بندی جدول ۱ بر اساس توان نامی نیروگاه اعمال خواهد شد. ملاک این گروه‌بندی، مجموع توان نامی تجمیعی واحدهای نیروگاهی متصل به یک POM است.

جدول ۱: گروه‌بندی نیروگاه‌های تجدیدپذیر بر اساس توان نامی

نیروگاه‌های با توان نامی مساوی یا بالاتر از ۱۰۰ مگاوات	$P_n \geq 100 \text{ MW}$	A1	گروه A
نیروگاه‌های با توان نامی مساوی یا بالاتر از ۵۰ مگاوات و کمتر از ۱۰۰ مگاوات	$50 \text{ MW} \leq P_n < 100 \text{ MW}$	A2	
نیروگاه‌های با توان نامی مساوی یا بالاتر از ۲۵ مگاوات و کمتر از ۵۰ مگاوات	$25 \text{ MW} \leq P_n < 50 \text{ MW}$	B1	گروه B
نیروگاه‌های با توان نامی مساوی یا بالاتر از ۷ مگاوات و کمتر از ۲۵ مگاوات	$7 \text{ MW} \leq P_n < 25 \text{ MW}$	B2	
نیروگاه‌های با توان نامی مساوی یا بالاتر از ۱ مگاوات و کمتر از ۷ مگاوات	$1 \text{ MW} \leq P_n < 7 \text{ MW}$	C1	گروه C
نیروگاه‌های با توان نامی کمتر از ۱ مگاوات	$P_n < 1 \text{ MW}$	C2	

❖ **ولتاژ نامی:** ولتاژی که در طراحی، برای یک مدار یا سیستم قدرت در اسناد فنی مشخص می‌شود.

❖ **ولتاژ حداکثر:** حداکثر ولتاژ بهره‌برداری مداوم

❖ **ولتاژ حداقل:** حداقل ولتاژ بهره‌برداری مداوم

❖ **سطح ولتاژ انتقال:** سطوح ولتاژی ۲۳۰ کیلوولت و بالاتر

❖ **سطح ولتاژ فوق توزیع:** سطوح ولتاژی ۶۳، ۶۶ و ۱۳۲ کیلوولت

❖ **کنترل فرکانس:** کنترل توان اکتیو با دید پایدارسازی فرکانس شبکه سراسری

❖ **دروپ:** یک پارامتر برای کنترل واحد است که مقدار تغییر توان واحد تولیدی را در انحراف فرکانس شبکه از مقدار نامی تعیین می‌نماید. این پارامتر بر حسب درصد و در پایه توان نامی محاسبه می‌گردد.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

❖ **کیفیت توان:** کیفیت توان شامل موارد زیر است:

- کیفیت ولتاژ یا جریان، تنظیم (دامنه)، اعوجاج هارمونیک، فلیکر، نامتعادلی
- رخدادهای ولتاژی شامل فرورفتگی‌های ولتاژ^۱، برآمدگی ولتاژ^۲، گذراهای ولتاژ
- وقفه‌ها^۳
- فرکانس تغذیه

❖ **سیستم کنترلی نیروگاه تجدیدپذیر:** مجموعه‌ای از سخت‌افزارها و نرم‌افزارها که با استفاده از توابع کنترلی قابلیت کنترل، پایش و مدیریت نیروگاه را به صورت محلی و از راه دور امکان‌پذیر می‌نمایند.

❖ **قابلیت خودراه‌اندازی:** نیروگاه تجدیدپذیری که بتواند مستقلاً بدون دریافت انرژی از شبکه سراسری و صرفاً با تکیه بر دیزل ژنراتورها (خودراه‌انداز یا اضطراری) و یا منابع انرژی داخلی خود، قابل راه‌اندازی بوده و ضمن برق‌دار کردن باس‌بار ایستگاه بلافصل، توانایی تأمین بار متغیر در محدوده‌های مجاز کمیت‌های ولتاژ و فرکانس را به صورت جزیره‌ای و پایدار داشته باشد. نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری برای داشتن این قابلیت باید دارای اینورترها یا سیستم کنترلی ویژه باشند.

❖ **توافق‌نامه اتصال:** قراردادی است بین مالک نیروگاه و راهبر شبکه که شرایط، ضوابط و الزامات عملکردی مورد نیاز را بر اساس شرایط و نیازمندی‌های فنی شبکه در محل اتصال نیروگاه تجدیدپذیر یا ذخیره‌ساز انرژی به شبکه انتقال یا فوق‌توزیع تعیین می‌کند.

۶-۱ وظایف و تعاملات نهادهای سیستمی

❖ **راهبر شبکه:** این نهاد مدیریت بهره‌برداری شبکه سراسری برق کشور را برعهده دارد. اهم وظایف راهبر شبکه (شرکت مدیریت شبکه برق ایران) در حوزه کاربرد این سند به شرح ذیل است:

- تعیین و ابلاغ تنظیمات مربوط به تجهیزات حفاظتی و کنترلی در تأسیسات تولید و انتقال
- تعیین و ابلاغ تجهیزات کنترلی نیروگاه‌ها، صحت‌سنجی آن‌ها و هماهنگی‌های لازم با نهادهای ذیربط
- پایش و فرماندهی بهره‌برداری تولید و انتقال در راستای حفظ توازن تولید و مصرف
- دریافت برنامه تعمیرات از مالک تولید و منابع و مالک انتقال و تعیین برنامه جمعیتی تعمیرات تولید و

¹ Voltage Dips

² Voltage Swells

³ Interruptions



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

انتقال به گونه‌ای که پایایی شبکه سراسری در حد قابل قبول حفظ شود.

- ابلاغ برنامه تجمیعی تعمیرات به مالک تولید و منابع و مالک انتقال
- مدیریت ایجاد پایگاه داده و نظارت بر صحت‌سنجی و به‌روزرسانی اطلاعات، مشخصات و سوابق بهره‌برداری با همکاری و هماهنگی مالکین تولید و انتقال
- صدور تأییدیه فنی برای اخذ یا تمدید پروانه بهره‌برداری برای تولید برق نیروگاه تجدیدپذیر موضوع این سند

- صدور مجوز خروج برنامه‌ریزی شده تجهیزات تولید و انتقال
- صدور هشدارهای فنی بلادرنگ، ساعتی و روز پیش رو به بهره‌برداران تولید و بهره‌برداران انتقال در راستای حفظ پایایی شبکه سراسری در حد قابل قبول

❖ **بهره‌بردار شبکه:** این نهاد حفظ پایایی بهره‌برداری شبکه سراسری را در ناحیه متبوع خود برعهده دارد. بهره‌بردار شبکه باید اقدامات سریع و هماهنگ شده با راهبر شبکه را برای حفظ پایداری شبکه سراسری انجام دهد. حوزه عملکرد بهره‌بردار شبکه محدودتر از راهبر شبکه است، به نحوی که بهره‌بردار شبکه الزاماً فراتر از مرزهای منطقه متبوع خود را پوشش نمی‌دهد. اهم وظایف بهره‌بردار شبکه در حوزه کاربرد این سند به شرح ذیل است:

- بررسی طرح اتصال نیروگاه تجدیدپذیر یا ذخیره‌ساز انرژی
- دریافت نیازمندی‌های تعمیرات و طرح‌ها و برنامه‌های ساخت از مالک انتقال و مالک تولید و منابع
- همکاری با راهبر شبکه در تعیین حدود بهره‌برداری سیستم بر اساس اطلاعات ارائه شده توسط مالک انتقال و مالک تولید و منابع
- دریافت وضعیت بهره‌برداری و دسترس‌پذیری واحدهای تولید و ذخیره‌سازها از بهره‌برداران تولید و منابع
- اطلاع‌رسانی به بهره‌برداران تولید و منابع در مورد مشکلات شبکه سراسری (نظیر حدود ولتاژ یا اضافه بارهای تجهیزات) که ممکن است بهره‌برداری تولید و منابع را تحت تأثیر قرار دهد.
- ارائه اطلاعات و گزارش‌های مورد نیاز به راهبر شبکه و سایر نهادهای حاکمیتی نظارتی

❖ **مالک نیروگاه:** نهاد مالک تولید یا منابع که مسئولیت تأمین، نصب، نگهداری و توسعه تجهیزات نیروگاه یا ذخیره‌ساز انرژی به همراه تجهیزات کنترلی، حفاظتی و اندازه‌گیری مربوط به آن‌ها را بر عهده دارد. اهم وظایف مالک نیروگاه در حوزه کاربرد این سند به شرح ذیل است:



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

- تأمین، نگهداری و نظارت بر تجهیزات تولید و منابع، تجهیزات جانبی و حفاظتی مربوطه
- اخذ مجوزها و تأمین الزامات مورد نیاز برای اتصال تجهیزات تولید و منابع به شبکه
- ارائه اسناد فنی، مدل‌ها و پارامترهای تجهیزات تحت مالکیت به راهبر شبکه و اعتبارسنجی آن‌ها
- تنظیم تجهیزات کنترلی تحت مالکیت مطابق نظر بهره‌بردار شبکه
- ارائه اطلاعات عملکرد تجهیزات تولید و منابع به راهبر شبکه
- اجرای برنامه‌های نگهداری و تعمیر تجهیزات مطابق نظر راهبر شبکه
- ارائه اطلاعات و گزارش‌های مورد نیاز به راهبر شبکه و سایر نهادهای حاکمیتی نظارتی

❖ **بهره‌بردار نیروگاه:** نهادی است که واحدهای تولید یا ذخیره‌ساز انرژی را بهره‌برداری می‌کند و کارکردهای تأمین انرژی و خدمات جانبی مربوط به پایایی انرژی را اجرا می‌نماید. اهم وظایف بهره‌بردار نیروگاه در حوزه کاربرد این سند به شرح ذیل است:

- تبعیت از فرامین بلادرنگ، کوتاه‌مدت و میان‌مدت راهبر شبکه در خصوص بهره‌برداری مولدها و ذخیره‌سازها به منظور حفظ پایایی شبکه سراسری در سطح قابل قبول
- تعیین برنامه تولید روزانه نیروگاه یا ذخیره‌ساز انرژی
- بهره‌برداری مولدها یا ذخیره‌سازها به منظور تولید توان اکتیو و راکتیو یا ارائه خدمات جانبی پایایی مطابق با توافق‌نامه اتصال
- پایش وضعیت تجهیزات تولید و منابع
- ارائه وضعیت بهره‌برداری و دسترس‌پذیری واحدهای تولید یا ذخیره‌ساز به راهبر شبکه به منظور تحلیل پایایی
- گزارش‌دهی وضعیت تجهیزات تنظیم‌کننده اتوماتیک ولتاژ یا فرکانس به راهبر شبکه
- تنظیم توان اکتیو و راکتیو بر اساس جهت‌دهی راهبر شبکه
- ارائه اطلاعات و گزارش‌های مورد نیاز به راهبر شبکه و سایر نهادهای حاکمیتی نظارتی

۲ الزامات طرح اتصال

۱-۲ سطوح اتصال کوتاه

(۱) تجهیزات قدرت نیروگاه تجدیدپذیر لازم است سطح اتصال کوتاه نقطه اتصال به شبکه سراسری (POI) را پوشش داده و با توجه به سطح ولتاژی که به آن متصل می‌شوند، دارای قابلیت تحمل حداقل سطح اتصال

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

کوتاه به شرح ذیل باشند:

- سطح انتقال: ۵۰ کیلوآمپر
- سطح فوق توزیع: ۴۰ کیلوآمپر

تبصره ۱: چنانچه سطح اتصال کوتاه در نقطه POI قبل یا بعد از اتصال نیروگاه، بیش از مقادیر فوق باشد، لازم است تجهیزات نیروگاه متناسب با آن انتخاب شوند.

تبصره ۲: چنانچه سطح اتصال کوتاه در POI به دلیل اتصال نیروگاه بالاتر از مقادیر فوق گردد، لازم است تمهیداتی جهت محدود کردن سطح اتصال کوتاه توسط سرمایه‌گذار در نظر گرفته شود.

۲-۲ ذخیره‌ساز

(۱) برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A1، وجود ذخیره‌ساز به میزان حداقل ۲۰ درصد توان نامی نیروگاه با قابلیت تأمین انرژی به مدت ۲ ساعت پیوسته الزامی است.

(۲) ذخیره‌سازها بایستی امکان و قابلیت مشارکت در کنترل اولیه و ثانویه فرکانس را داشته باشند.

(۳) سیستم ذخیره‌ساز منصوبه در نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A1 باید دارای قابلیت تبادل توان اکتیو با شبکه باشد. به عبارتی، این سیستم باید بتواند علاوه بر قابلیت شارژ توسط نیروگاه، از طریق شبکه نیز شارژ شده و در مواقع ضروری، انرژی ذخیره شده را به شبکه تحویل دهد. برای سایر گروه‌های نیروگاه‌های تجدیدپذیر، در صورت وجود ذخیره‌ساز، دارا بودن قابلیت شارژ توسط شبکه الزامی نیست.

۳-۲ مطالعات طرح اتصال

(۱) مسئولیت بررسی و تأیید گزارش مطالعات طرح اتصال و صدور مجوز به شرح زیر است:

- گروه A (A1 و A2): سازمان ساتبا، شرکت توانیر، شرکت مدیریت شبکه برق ایران و شرکت برق منطقه‌ای
- گروه B1: سازمان ساتبا، شرکت توانیر و شرکت برق منطقه‌ای و سپس اعلام تأییدیه مجوز طرح اتصال به شرکت مدیریت شبکه برق ایران توسط شرکت توانیر
- گروه B2: سازمان ساتبا و شرکت برق منطقه‌ای و سپس اعلام تأییدیه مجوز طرح اتصال به شرکت توانیر و شرکت مدیریت شبکه برق ایران توسط شرکت برق منطقه‌ای
- گروه C1: سازمان ساتبا و شرکت توزیع و سپس اعلام تأییدیه مجوز طرح اتصال به شرکت توانیر و شرکت مدیریت شبکه برق ایران و شرکت برق منطقه‌ای توسط شرکت توزیع

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(۲) مسئولیت بررسی گزارش مطالعات طرح اتصال نیروگاه‌های گروه A و B، قبل از ارسال به جلسات تأیید نهایی طرح اتصال بر عهده شرکت برق منطقه‌ای است.

(۳) گزارش مطالعات طرح اتصال باید شامل موارد تعیین شده در جدول ۲ باشد. تعیین نیازمندی‌های مطالعات طرح اتصال نیروگاه‌های گروه C، خارج از حیطه این سند است.

(۴) به منظور انجام مطالعات طرح اتصال، جزئیات دقیق شبکه انتقال یا فوق توزیع محل اتصال نیروگاه تجدیدپذیر بر اساس گروه‌بندی نیروگاه توسط شرکت برق منطقه‌ای یا شرکت توانیر و پس از طی روال قانونی به مشاور ذیصلاح ارائه می‌شود.

(۵) لازم است علاوه بر گزارش طرح اتصال، فایل شبیه‌سازی مربوطه همراه با راهنما به شرکت برق منطقه‌ای ارسال گردد.

جدول ۲: لیست مطالعات الزامی طرح اتصال

مطالعات الزامی بر اساس گروه‌بندی				نوع مطالعه
B2	B1	A2	A1	
✓	✓	✓	✓	معرفی مشخصات شبکه تحت مطالعه و افق مطالعه
✓	✓	✓	✓	مبانی مطالعات فنی
✓	✓	✓	✓	مطالعات پخش بار حالت عادی و پیشامد در حالات کم باری، پرباری، بار غالب
✓	✓	✓	✓	مطالعات در تبادلات خاص و متداول شبکه
✓	✓	✓	✓	مطالعات اتصال کوتاه
x	x	✓	✓	مطالعات پایداری گذرا
x	x	✓	✓	مطالعات پایداری دینامیکی (سیگنال کوچک)
✓	✓	✓	✓	مطالعات توان راکتیو و پایداری ولتاژ
x	x	✓	✓	مطالعات EMT
✓	✓	✓	✓	مطالعات هماهنگی حفاظتی و سیستم زمین
✓	✓	✓	✓	مطالعات کیفیت توان
✓	✓	✓	✓	وضعیت شبکه در مطالعات قبلی بدون نیروگاه و با سناریوهای مختلف
✓	✓	✓	✓	مطالعات اقتصادی
x	x	✓	✓	مطالعات ذخیره‌ساز
x	x	✓	✓	مطالعات SSR (فقط مختص نیروگاه‌های بادی نوع ۳)

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۳ الزامات عملکردی

به منظور حفظ پایداری و تأمین قابلیت اطمینان شبکه سراسری برق کشور، منابع اینورتری منصوبه در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع باید قادر باشند ضمن تأمین الزامات عملکردی در شرایط عادی، انحرافات ولتاژ و فرکانس در نقطه POM را تحت شرایط غیرعادی تاب آورده و در این شرایط با ارائه پاسخ دینامیکی مناسب از شبکه پشتیبانی کنند. الزامات عملکردی این بخش به تمامی گروه‌های منابع اینورتری متصل به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع اعمال می‌شود. این الزامات شامل قابلیت گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ و فرکانس، قابلیت تأمین توان راکتیو دینامیکی در شرایط ولتاژ غیرعادی، قابلیت تأمین توان اکتیو دینامیکی در شرایط فرکانس غیرعادی، تزریق جریان راکتیو توالی منفی در شرایط خطای اتصال کوتاه نامتقارن، قابلیت کنترل توان اکتیو و راکتیو، الزامات کیفیت توان و قابلیت خودراندازی برای نیروگاه‌های منتخب است.

۳-۱ تعریف شرایط عادی و غیرعادی

(۱) شرایط بهره‌برداری عادی شرایطی است که فرکانس و دامنه ولتاژ در نقطه POM در محدوده مجاز تعیین شده در دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس [۱] و کنترل ولتاژ [۲] قرار داشته باشند. نیروگاه تجدیدپذیر باید طوری طراحی شود که قادر باشد در شرایط بهره‌برداری عادی، مطابق با دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری عمل کند.

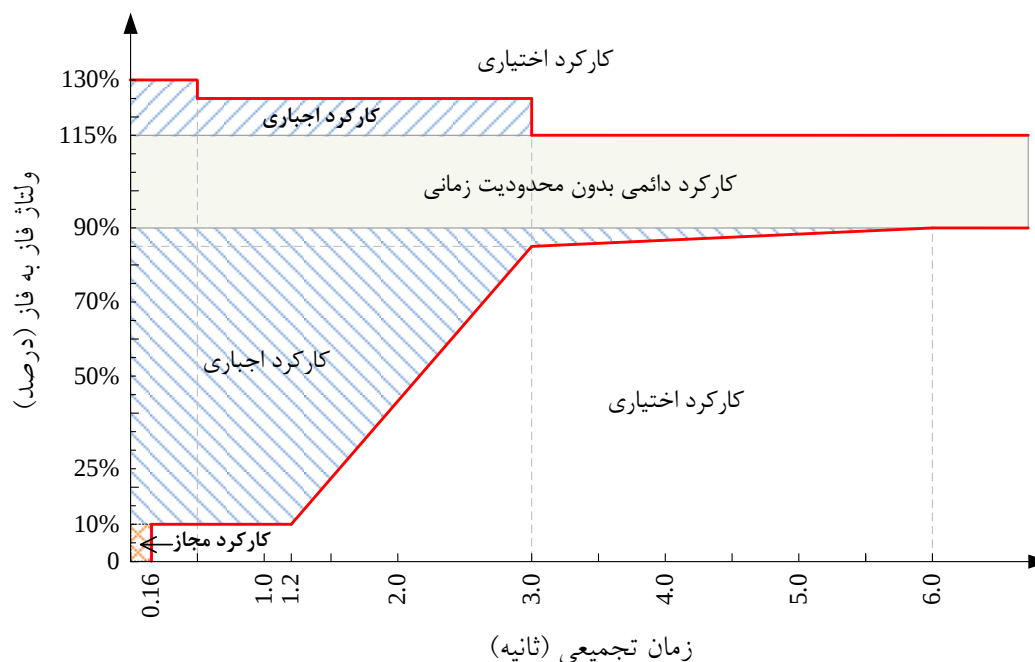
(۲) شرایط بهره‌برداری غیرعادی شرایطی است که فرکانس و یا ولتاژ از محدوده مجاز تعیین شده در دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری خارج شده باشد.

۳-۲ قابلیت گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ

(۱) قابلیت گذر از شرایط ولتاژ غیرعادی (VRT) به توانایی نیروگاه تجدیدپذیر در متصل ماندن به شبکه و کارکرد در شرایط ولتاژ غیرعادی در یک یا همه فازها اطلاق می‌شود.

(۲) نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری متصل به شبکه انتقال و فوق توزیع باید طوری طراحی شوند که قابلیت گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ در نقطه POM را مطابق شکل ۵ داشته باشند. در شرایط ولتاژ کم، کوچکترین ولتاژ فاز به فاز و در شرایط اضافه ولتاژ، بزرگترین ولتاژ فاز به فاز معیار انطباق با مشخصه VRT قرار می‌گیرد. به عنوان مثال، هنگامی که کوچکترین ولتاژ فاز به فاز در نقطه POM برابر با ۸۵ درصد ولتاژ نامی باشد، نیروگاه باید برای مدت حداقل ۳ ثانیه به شبکه متصل باقی بماند. در صورتی که پس از خاتمه این مدت، ولتاژ به محدوده عادی بازنگردد، نیروگاه مختار است که از شبکه جدا شود یا به شبکه متصل باقی بماند.

(۳) در طی گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ، نیروگاه باید برای حداقل زمان‌های تعیین شده در شکل ۵، به شبکه متصل باقی مانده و با تزریق یا جذب توان راکتیو، از شبکه پشتیبانی کند.



شکل ۵: مشخصه قابلیت نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری در گذر از شرایط غیرعادی ولتاژ

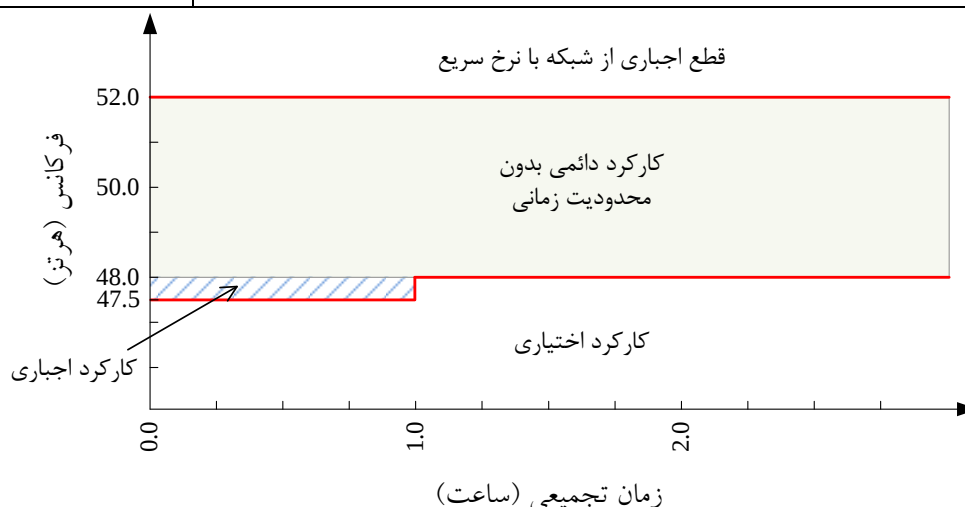
۳-۳ قابلیت گذر از شرایط غیرعادی فرکانس

(۱) نیروگاه تجدیدپذیر باید قابلیت تاب‌آوری و کار پیوسته در بازه فرکانسی ۴۸ تا ۵۲ هرتز را داشته باشد.

(۲) نیروگاه تجدیدپذیر باید قادر باشد نرخ تغییرات فرکانس شبکه حداقل ۱/۵ (یک و نیم) هرتز در ثانیه را تحمل کند.

(۳) هنگامی که فرکانس از بازه ۴۹/۵ تا ۵۰/۵ خارج شود، نیروگاه تجدیدپذیر باید قابلیت افزایش یا کاهش توان اکتیو تزریقی به شبکه را با نرخ تعیین شده توسط راهبر شبکه داشته باشد.

(۴) مشخصه قابلیت تاب‌آوری شرایط غیرعادی فرکانس مورد نیاز برای منابع اینورتری مطابق شکل ۶ است. هنگامی که فرکانس شبکه در بازه $47.5 \text{ Hz} \leq f < 48 \text{ Hz}$ واقع باشد، نیروگاه باید به مدت حداقل ۱ ساعت به شبکه متصل باقی بماند. در صورتی که پس از خاتمه این مدت، فرکانس به محدوده کارکرد دائمی بازنگردد، نیروگاه مختار است که از شبکه جدا شود یا به شبکه متصل باقی بماند.

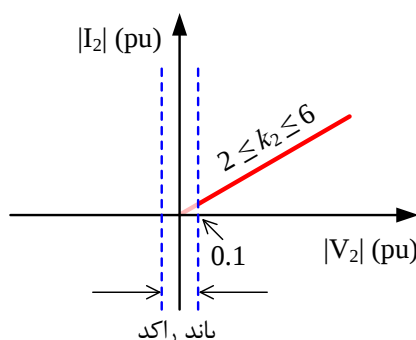


شکل ۶: مشخصه قابلیت تاب‌آوری شرایط غیرعادی فرکانس برای منابع اینورتری

۳-۴ قابلیت تزریق جریان راکتیو توانی منفی

(۱) نیروگاه‌های تجدیدپذیر منصوبه در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع باید دارای قابلیت تزریق جریان راکتیو توانی منفی در شرایط وقوع خطاهای اتصال کوتاه نامتقارن در سمت شبکه باشند.

(۲) جریان توانی منفی تزریقی در نقطه POC، می‌بایست نسبت به ولتاژ توانی منفی نقطه POC در نیروگاه‌های بادی نوع ۳ بین ۹۰ تا ۱۵۰ درجه و در سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر بین ۹۰ تا ۱۰۰ درجه پیشگاز باشد. لازم است که اندازه جریان توانی منفی تزریقی مورد نیاز بر اساس مشخصه شکل ۷ و با در نظر گرفتن ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر، با شیب بین ۲ تا ۶ قابل تنظیم باشد.



شکل ۷: مشخصه دامنه جریان راکتیو توانی منفی تزریقی نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری نسبت به دامنه ولتاژ توانی منفی

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۳-۵ سیستم کنترل مرکزی نیروگاه (PPC)

- (۱) نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A و B1 باید مجهز به سیستم کنترل مرکزی با قابلیت فرمان محلی و از راه دور باشند.
- (۲) سیستم کنترل مرکزی نیروگاه باید دارای قابلیت کنترل و تنظیم توان خروجی نیروگاه متناسب با دستورات راهبر شبکه یا محدودیت‌های شبکه باشد.
- (۳) سیستم PPC باید دارای قابلیت پشتیبانی از ولتاژ شبکه از طریق تزریق یا جذب توان راکتیو دینامیکی با پاسخ سریع در حوادث افت و افزایش ولتاژ LVRT و HVRT باشد.
- (۴) به منظور اطمینان از کنترل‌پذیری و نظارت بر تولید نیروگاه، لازم است نیروگاه تجدیدپذیر بر اساس گروه‌بندی، به توابع کنترلی جدول ۳ مجهز باشد.

جدول ۳: توابع کنترلی مورد نیاز برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر

تابع کنترلی	گروه A1	گروه A2	گروه B1	گروه B2
کنترل توان راکتیو	✓	✓	✓	✓
کنترل ضریب توان	✓	✓	✓	✓
کنترل ولتاژ	✓	✓	✓	✓
کنترل فرکانس (اولیه و ثانویه)	✓	✓	✓	×
قید تولید مطلق	✓	✓	✓	✓
قید رزرو تولید	✓	✓	✓	×
قید گرادیان توان	✓	✓	✓	✓
قابلیت اینرسی مجازی	✓	✓	×	×

- (۵) نیروگاه تجدیدپذیر باید دارای قابلیت تنظیم پارامترهای توابع کنترلی بوده و در صورت تشخیص راهبر شبکه، تنظیمات مربوطه را اصلاح نماید.

- (۶) لازم است تنظیمات نرخ تغییر تولید^۱ برای همه سناریوهای بهره‌برداری شامل نرخ تغییرات مثبت در هنگام راه‌اندازی، نرخ تغییرات مثبت در هنگام بهره‌برداری عادی و نرخ تغییرات منفی در هنگام خاموش شدن کنترل

^۱ Ramp rate

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

شده نیروگاه قابل اعمال بوده و قابلیت تنظیم محلی و از راه دور نرخ تغییر تولید وجود داشته باشد.

(۷) نیروگاه باید قابلیت کنترل توان خروجی با نرخ تغییرات مثبت حداقل ۱۰ درصد توان نامی در دقیقه را داشته باشد.

(۸) لزوم تشخیص زمان‌های مورد نظر برای کارکرد نیروگاه تجدیدپذیر در مود اینرسی مجازی، بر عهده راهبر شبکه است.

۳-۶ توابع کنترلی توان راکتیو

(۱) نیروگاه باید قابلیت جذب و تولید توان راکتیو را به میزان حداقل ۳۰ درصد توان نامی دارا باشد.

(۲) نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A و B1 باید دارای قابلیت جذب و تولید توان راکتیو در شب باشند.

(۳) توابع کنترلی توان راکتیو باید دارای قابلیت انحصار متقابل باشند، به این معنی که در هر زمان فقط یکی از توابع زیر فعال باشد:

- کنترل ولتاژ
- کنترل ضریب توان
- کنترل توان راکتیو

(۴) نیروگاه‌های گروه A و B1 باید دارای قابلیت کنترل توان راکتیو و ضریب توان به صورت محلی و فرمان از راه دور (دیسپاچینگ) باشند.

(۵) توابع کنترلی توان راکتیو و تنظیمات مربوطه توسط راهبر شبکه تعیین شده و توسط بهره‌بردار نیروگاه پیاده‌سازی خواهد شد.

۳-۶-۱ کنترل ولتاژ

(۱) کنترل ولتاژ یک تابع کنترلی است که ولتاژ را در نقطه POM کنترل می‌کند.

(۲) هر نیروگاه تجدیدپذیر باید به صورت مجزا بتواند در محدوده دینامیکی و حدود ولتاژی خود عمل کنترلی را انجام دهد.

(۳) هنگامی که کنترل ولتاژ به حدود دینامیکی طراحی منبع اینورتری برسد، کنترل باید با عملکرد تپ چنجر ترانسفورماتور یا سایر توابع کنترل ولتاژ انجام شود.



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

(۴) هماهنگی کلی کنترل ولتاژ توسط راهبر شبکه انجام خواهد شد.

۳-۶-۲ کنترل ضریب توان

(۱) کنترل ضریب توان، یک تابع کنترلی است که توان راکتیو را متناسب با توان اکتیو در نقطه POM کنترل می‌کند.

(۲) نیروگاه باید طوری طراحی شود که در مشخصه‌های ضریب توان مثبت و منفی ۰/۹، مورد بهره‌برداری قرار گیرد.

(۳) اگر مرجع کنترل ضریب توان توسط راهبر شبکه تغییر کند، بهره‌بردار نیروگاه باید سیگنال مرجع خود را بر اساس مقدار جدید به‌روزرسانی کند.

۳-۶-۳ کنترل توان راکتیو

(۱) کنترل توان راکتیو یک تابع کنترلی است که توان راکتیو تزریقی یا جذب شده در نقطه POM را به صورت مستقل از توان اکتیو و ولتاژ، بر اساس سیگنال مرجع کنترل می‌کند.

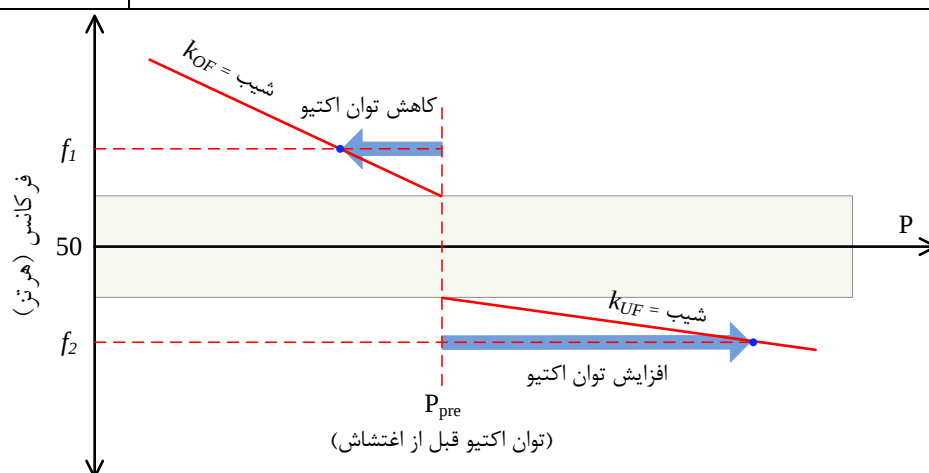
(۲) اگر مرجع کنترل توان راکتیو توسط راهبر شبکه تغییر کند، بهره‌بردار نیروگاه باید سیگنال مرجع خود را بر اساس مقدار جدید به‌روزرسانی کند.

۳-۷ کنترل توان اکتیو

۳-۷-۱ کنترل اولیه فرکانس

(۱) الزامات مشارکت نیروگاه در کنترل فرکانس مطابق دستورالعمل ثابت بهره‌برداری کنترل فرکانس [۱] است.

(۲) در شرایط انحراف فرکانس شبکه سراسری از مقدار نامی، نیروگاه تجدیدپذیر باید قادر باشد مشخصه توان-فرکانس شکل ۸ را برای پشتیبانی از فرکانس شبکه فراهم کند. شیب‌های مشخصه در شرایط افزایش یا کاهش فرکانس (k_{UF} و k_{OF}) توسط راهبر شبکه تعیین شده و باید به طور مستقل از یکدیگر قابل تنظیم باشند.



شکل ۸: مشخصه توان-فرکانس نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری

(۳) لازم است محدوده قابل تنظیم پارامترهای مشخصه کنترل اولیه فرکانس منابع اینورتری مطابق با جدول ۴ باشد.

(۴) اگر تغییر هر کدام از پارامترهای مشخصه توان-فرکانس مورد نیاز باشد، راهبر شبکه حداقل دو هفته به بهره‌بردار نیروگاه فرصت انجام خواهند داد. نیروگاه باید ظرف مدت دو هفته بعد از دریافت درخواست، تغییرات مورد نیاز را انجام داده و به تأیید راهبر شبکه برساند.

جدول ۴: توابع کنترلی موردنیاز برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر

پارامتر	مقدار پیش فرض	بازه قابل تنظیم	
		مقدار حداقل	مقدار حداکثر
باند راکد	۰/۰۳ هرتز	۰/۰۱۲۵ هرتز	۰/۰۸ هرتز
k_{UF}	۲ درصد	۱ درصد	۵ درصد
k_{OF}	۲ درصد	۱ درصد	۵ درصد

۳-۷-۱ کنترل ثانویه فرکانس

(۱) نیروگاه تجدیدپذیر گروه A و B1 باید دارای قابلیت مشارکت در کنترل ثانویه فرکانس از طریق AGC و فرمان از راه دور باشد.

(۲) نیروگاه تجدیدپذیر باید قادر باشد در مواقع مورد نیاز از طریق فرمان مرجع که توسط راهبر شبکه صادر می‌شود، توان اکتیو خروجی نیروگاه را کاهش یا افزایش دهد.

۳-۷-۲ توابع قیود توان اکتیو

(۱) نیروگاه تجدیدپذیر باید به توابع قیود توان اکتیو مجهز باشد. توابع قیود توان اکتیو در مواقع مورد نیاز برای جلوگیری از ایجاد عدم توازن یا اضافه بار در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع استفاده خواهند شد.

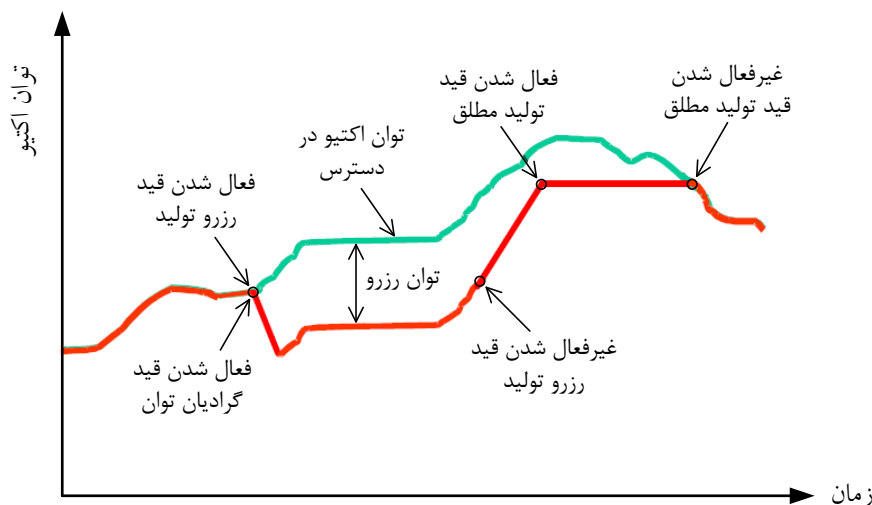
(۲) چنانچه مقدار مرجع هر یک از توابع قیود توان اکتیو توسط راهبر شبکه تغییر کند، بهره‌بردار نیروگاه باید سیگنال مرجع خود را بر اساس مقدار جدید به‌روزرسانی کند.

(۳) توابع قیود توان اکتیو در شکل ۹ مشخص شده‌اند. این توابع عبارتند از:

(أ) **قید تولید مطلق:** قید تولید مطلق برای محدود کردن توان اکتیو خروجی نیروگاه در یک حد از پیش تعیین شده استفاده می‌شود. این قید معمولاً برای حفاظت از شبکه انتقال و فوق توزیع در مقابل اضافه ولتاژ یا اضافه بار استفاده می‌شود.

(ب) **قید رزرو تولید:** قید رزرو تولید برای محدود کردن توان اکتیو خروجی نیروگاه به درصد معلومی از توان اکتیو در دسترس و به منظور ایجاد رزرو با اهداف کنترلی در ارتباط با کنترل فرکانس استفاده می‌شود.

(ج) **قید گرادیان توان:** قید گرادیان توان برای محدود کردن حداکثر نرخ تغییرات توان اکتیو نیروگاه تجدیدپذیر هنگام تغییر مرجع یا تغییر در منبع اولیه انرژی تجدیدپذیر، با در نظر گرفتن در دسترس بودن منبع اولیه انرژی به منظور تأمین این گرادیان‌ها، استفاده می‌شود. قید گرادیان توان معمولاً به دلایل بهره‌برداری مورد استفاده قرار می‌گیرد تا از تأثیر نامطلوب تغییرات توان اکتیو بر پایداری شبکه سراسری جلوگیری نماید.



شکل ۹: توابع قیود توان اکتیو برای نیروگاه تجدیدپذیر اینورتری

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۳-۸ کیفیت توان

- (۱) رعایت استاندارد شماره ۱۳ وزارت نیرو در خصوص مباحث هارمونیک الزامی است [۳].
- (۲) نیروگاه تجدیدپذیر باید فرکانس شبکه را دنبال کند. هر تلاشی توسط نیروگاه تجدیدپذیر برای تغییر فرکانس شبکه منجر به اعوجاج شدید در ولتاژ POM یا دیگر نقاط شبکه خواهد شد.
- (۳) کیفیت توان و تنظیم ولتاژ در نقطه POI مورد پایش قرار گرفته و شامل ارزیابی اثر نیروگاه تجدیدپذیر بر روی کیفیت توان با در نظر گرفتن اغتشاشات زیر در نقطه POI است:

- نوسانات ولتاژ
 - تغییرات سریع ولتاژ
 - فلیکر
- اعوجاج‌های ولتاژ و جریان
 - هارمونیک‌ها
 - میان هارمونیک‌ها
 - مؤلفه‌های فرکانس‌های بالا (در محدوده فرکانس سوئیچینگ اینورتر)
- ولتاژها و جریان‌های نامتعادل
 - انحراف در اندازه ولتاژ فازها
 - انحراف از زاویه ۱۲۰ درجه‌ای بین فازها

- (۴) نیروگاه تجدیدپذیر باید بر این فرض طراحی شود که امپدانس هارمونیک شبکه در نقطه POI کمتر از ۳ برابر امپدانس هارمونیک اصلی باشد. به عبارتی، امپدانس هارمونیک شبکه از مقدار زیر تجاوز نخواهد کرد:

$$Z(h) = 3 \times \frac{V^2}{S} \times h$$

که در رابطه فوق، h شماره هارمونیک، V ولتاژ نامی بر حسب کیلوولت و S سطح اتصال کوتاه بر حسب MVA است. زاویه امپدانس هارمونیک شبکه ممکن است از حالت کاملاً سلفی تا حالت کاملاً خازنی تغییر نماید.

- (۵) بهره‌برداران شبکه انتقال و فوق توزیع تا حد امکان سعی خواهند نمود که اتصال قابل اطمینان و پیوسته‌ای را در نقطه POI برای نیروگاه تجدیدپذیر فراهم نمایند. لیکن، تضمین حفظ کیفیت توان و پیوستگی اتصال در تمامی پیشامدها امکان‌پذیر نیست. بنابراین، تأمین تمهیدات لازم برای حفاظت از تجهیزات نیروگاه در مقابل

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

آسیب‌های احتمالی ناشی از انحراف در فرکانس شبکه، وقفه در اتصال، مشکلات کیفیت توان، اضافه ولتاژ و کاهش ولتاژ در نقطه POI بر عهده نیروگاه خواهد بود. همچنین نیروگاه تجدیدپذیر موظف است تمهیداتی برای جلوگیری از آسیب به شبکه انتقال و فوق توزیع ناشی از اختلالات نیروگاه فراهم نماید.

۳-۹ قابلیت خودراه‌اندازی

(۱) قابلیت خودراه‌اندازی باید بنا بر نظر راهبر شبکه سراسری برق کشور (طبق شاخص‌های مکان‌یابی) در نیروگاه‌های منتخب ایجاد شود.

(۲) این قابلیت برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر در سطح شبکه انتقال در حوزه مدیریت راهبری شبکه سراسری است. قابلیت خودراه‌اندازی برای نیروگاه‌های منتخب در طرح اتصال مشخص و به سرمایه‌گذار ابلاغ می‌گردد.

(۳) نوع اینورتر یا سیستم کنترل مورد نیاز برای تأمین قابلیت خودراه‌اندازی، در ویرایش‌های بعدی این سند تبیین خواهد شد.

(۴) نوع و اندازه ذخیره‌ساز انرژی مورد نیاز برای تأمین قابلیت خودراه‌اندازی، در ویرایش‌های بعدی این سند تبیین خواهد شد.

۴ الزامات حفاظتی

در نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری، رفتار نیروگاه از دید شبکه توسط سیستم کنترلی اینورتر تعیین می‌شود. رفتار یک نیروگاه تجدیدپذیر در شرایط گذرا و وقوع خطا در شبکه، رفتاری متفاوت از ژنراتور سنکرون متداول است. از طرفی، سیستم‌های حفاظتی مرسوم در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع بر اساس مشخصات اتصال کوتاه و خطاهای رخ داده در شبکه‌هایی که منابع تولیدی آن‌ها ژنراتورهای سنکرون بوده‌اند، طراحی و اجرا شده‌اند. لذا در صورت اتصال منابع اینورتری به شبکه، احتمال عملکرد نامطلوب یا عدم عملکرد سیستم‌های حفاظتی شبکه وجود دارد و هر چه میزان نفوذ نیروگاه‌های تجدیدپذیر در شبکه بیشتر شود، میزان اثرگذاری آن بر عملکرد سیستم‌های حفاظتی شبکه بیشتر خواهد بود.

۴-۱ سطوح خطا و حفاظت

(۱) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر اطمینان خواهد داد که سیستم حفاظتی نیروگاه به توابع حفاظتی ضروری برای جلوگیری از صدمه به نیروگاه تجدیدپذیر ناشی از خطاها و حوادث شبکه انتقال و فوق توزیع و بالعکس، مجهز خواهد بود.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(۲) چنانچه مقادیر تنظیمات توابع حفاظتی اثر مهمی بر بهره‌برداری از شبکه انتقال یا فوق توزیع داشته باشد، راهبر شبکه یا نهاد ناظر ممکن است درخواست تغییر تنظیمات را پس از راه‌اندازی^۱ داشته باشد.

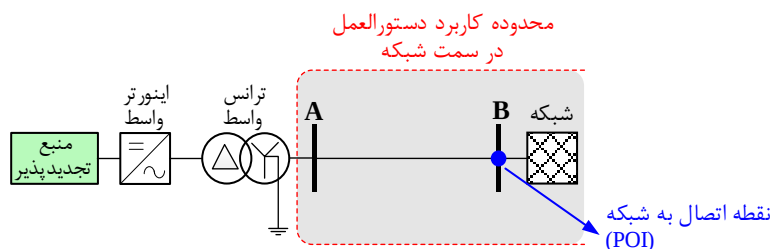
(۳) نهاد ناظر بیشترین و کمترین مقدار جریان اتصال کوتاه در نقطه POI و سایر اطلاعات مورد نیاز از شبکه انتقال و فوق توزیع را که برای تعریف و تنظیم توابع حفاظتی نیروگاه تجدیدپذیر لازم باشد، در اختیار بهره‌بردار نیروگاه قرار خواهد داد.

۲-۴ الزامات حفاظتی تکمیلی اتصال به شبکه انتقال

(۱) الزامات حفاظتی این بخش به تمامی نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری منصوبه در شبکه انتقال اعمال می‌گردد. این الزامات مختص خطوط انتقال شبکه مجاور منابع تجدیدپذیر بوده و فقط موارد متفاوت با شبکه‌های انتقال متداول را بیان می‌کند. سایر الزامات و نیازمندی‌های فنی و حفاظتی در این خطوط می‌بایست بر اساس آخرین ویرایش نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه برق ایران [۴] در نظر گرفته شود.

(۲) نیروگاه‌های تجدیدپذیری که به شبکه انتقال وصل می‌شوند، باید الزامات حفاظتی تکمیلی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شبکه انتقال برق ایران را رعایت نمایند [۵].

(۳) محدوده کاربرد این سند در بخش الزامات سمت شبکه انتقال، تا سمت فشارقوی (HV) ترانسفورماتور واسط نیروگاه تجدیدپذیر است. همان‌طور که به عنوان مثال در شکل ۱۰ نشان داده شده، این محدوده ممکن است از نقطه اتصال به شبکه سراسری (POI) فراتر رود. زیرا هر خطایی که در سمت HV ترانسفورماتور واسط به بعد (به سمت شبکه) اتفاق بیفتد، فارغ از اینکه نقطه POI از نظر مالکیت، بهره‌برداری یا قرارداد بازار برق کجا تعریف شود، تأثیر مستقیمی بر عملکرد سیستم‌های حفاظتی شبکه خواهد داشت. لذا ضروری است الزامات حفاظتی شبکه تا ترمینال HV ترانسفورماتور واسط رعایت گردد.



شکل ۱۰: مثالی از محدوده کاربرد دستورالعمل که نقطه POI را نیز در بر می‌گیرد.

¹ Commissioning

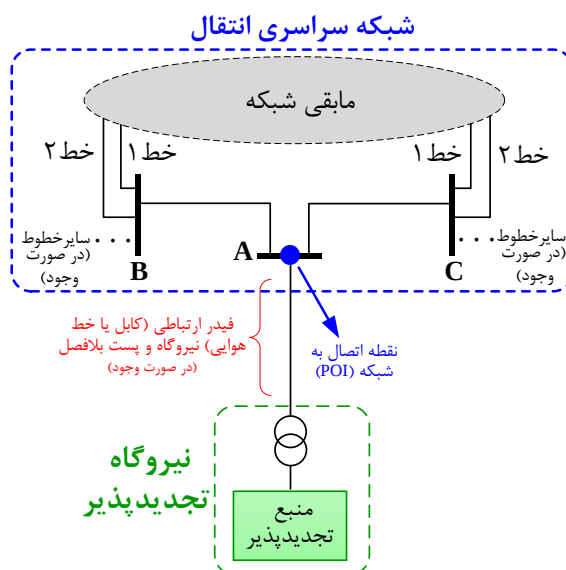
شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۴-۳ الزامات سمت نیروگاه

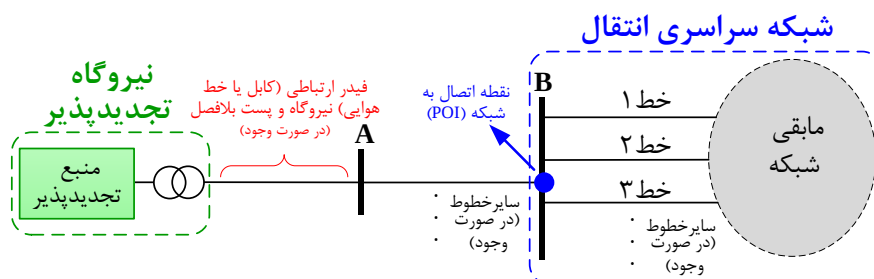
(۱) قاعده کلی مطلوب در نحوه اتصال نیروگاه تجدیدپذیر به پست‌های شبکه آن است که به منظور پرهیز از ایجاد تغییرات گسترده در سیستم حفاظتی خطوط مابین شبکه انتقال و پست شبکه (پست B و C در شکل ۱۱-الف و پست B در شکل ۱۱-ب)، در شرایط خروج یکی از خطوط مابین شبکه انتقال و پست شبکه و وقوع اتصال کوتاه در خطوط دیگر، منبع تجدیدپذیر تنها منبع تغذیه‌کننده جریان خطا در پست‌های مذکور نباشد و با صرف‌نظر از ترانسفورماتورهای متصل به پست شبکه، جریان خطا از طریق مسیرهای دیگری توسط شبکه انتقال تأمین شود. لذا توصیه می‌شود آرایش پست بلافاصله نیروگاه تجدیدپذیر به شبکه انتقال ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت به صورت یکی از دو حالت نشان داده شده در شکل ۱۱ باشد. انتخاب بین این دو طرح توسط برنامه‌ریز شبکه صورت می‌گیرد.

(۲) در آرایش پیشنهادی شکل ۱۱-الف، یک خط انتقال در پست بلافاصله نیروگاه تجدیدپذیر (پست A) ورود و خروج شده و پست‌های B و C هر کدام به وسیله حداقل دو خط انتقال به شبکه متصل شده‌اند. در آرایش پیشنهادی شکل ۱۱-ب، پست بلافاصله نیروگاه تجدیدپذیر (پست A) توسط یک یا چند خط به یکی از پست‌های موجود شبکه انتقال (پست B) متصل شده و پست B حداقل با ۳ خط به بقیه شبکه متصل است. در چنین شرایطی، تنها حفاظت‌های خطوط AB و AC در شکل ۱۱ باید طبق بخش ۴-۴ انجام شود.

(۳) در صورت عدم رعایت آرایش‌های توصیه شده، اگر در شکل ۱۱-الف هریک از پست‌های B و C توسط یک خط انتقال به مابقی شبکه متصل شده باشد، باید حفاظت آن خط نیز مطابق بخش ۴-۴ انجام شود. همچنین، در شکل ۱۱-ب اگر پست B فقط با یک یا دو خط به شبکه انتقال متصل شده باشد، لازم است حفاظت‌های این دو خط علاوه بر حفاظت خط AB مطابق بخش ۴-۴ اصلاح شود.



(الف)



(ب)

شکل ۱۱: آرایش‌های مطلوب جهت اتصال نیروگاه تجدیدپذیر به شبکه انتقال

(۴) در صورت ورود و خروج خطوط انتقال در پست بلافصل نیروگاه تجدیدپذیر (مانند شکل ۱۱-الف)، جریان نامی CT‌های منصوبه در پست بلافصل نیروگاه تجدیدپذیر با جریان عبوری خطوط انتقال متصل به این پست باید به گونه‌ای باشد که محدودیتی را برای انتقال توان شبکه از خطوط مذکور ایجاد نکند.

(۵) برای عملکرد مطمئن رله‌های حفاظتی خطوط انتقال در برابر خطاهای اتصال زمین، آرایش ترانسفورماتور واسط نیروگاه تجدیدپذیر باید به صورت مثلث در سمت نیروگاه و ستاره زمین شده در سمت شبکه (YNd) باشد.

(۶) به منظور عملکرد مطمئن رله‌های حفاظتی شبکه، نیروگاه تجدیدپذیر می‌بایست به ازای ولتاژهای فاز به فاز کمتر از ۱۰٪ ولتاژ نامی در نقطه POM حداقل به مدت ۱۶۰ میلی ثانیه به صورت متصل به شبکه باقی مانده و در این مدت تا جایی که از نظر ملاحظات فنی مقدور است، به تزریق جریان به شبکه ادامه دهد.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(۷) توصیه می‌شود قابلیت تحمل شرایط اضافه ولتاژ در نیروگاه تجدیدپذیر با تنظیمات حفاظت‌های اضافه ولتاژ سایر نیروگاه‌های متصل به شبکه انتقال هماهنگ باشد. به این منظور، لازم است نیروگاه تجدیدپذیر افزایش ولتاژ فاز به فاز در نقطه POM را تا ۱۱۵٪ مقدار نامی بدون محدودیت زمانی تحمل نماید.

(۸) پاسخ زمانی نیروگاه‌های تجدیدپذیر می‌بایست حدود زمانی مندرج در جدول ۵ را رعایت نماید. جریان ماکزیمم در این جدول، حداکثر جریانی است که نیروگاه از نظر حرارتی می‌تواند به صورت پیوسته تحمل نماید. این جریان، در نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری بزرگتر یا مساوی ۱ مگاوات است.

جدول ۵: پاسخ زمانی نیروگاه تجدیدپذیر بر اساس استاندارد IEEE 2800-2022

پارامتر	توربین بادی نوع ۳	سایر انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر
زمان پاسخ پله	-	کمتر از ۲,۵ سیکل
زمان نشست	کمتر از ۶ سیکل	کمتر از ۴ سیکل
باند نشست	بین ۲,۵٪- تا ۱۰٪ جریان ماکزیمم نیروگاه تجدیدپذیر	بین ۲,۵٪- تا ۱۰٪ جریان ماکزیمم نیروگاه تجدیدپذیر

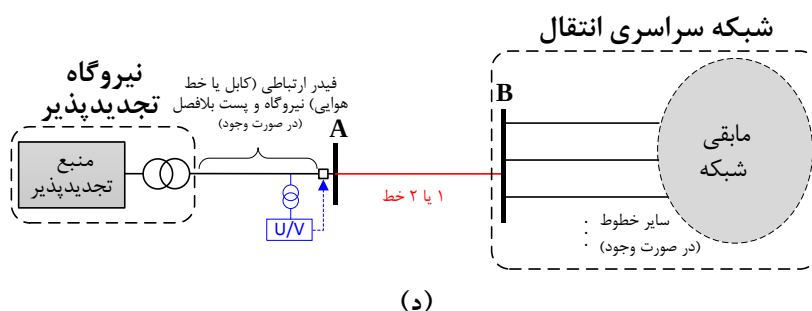
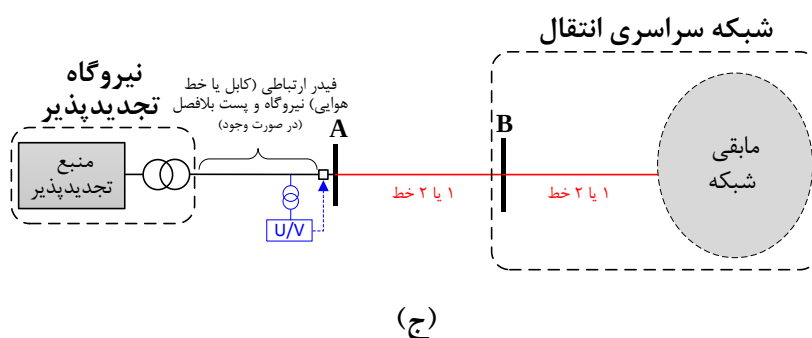
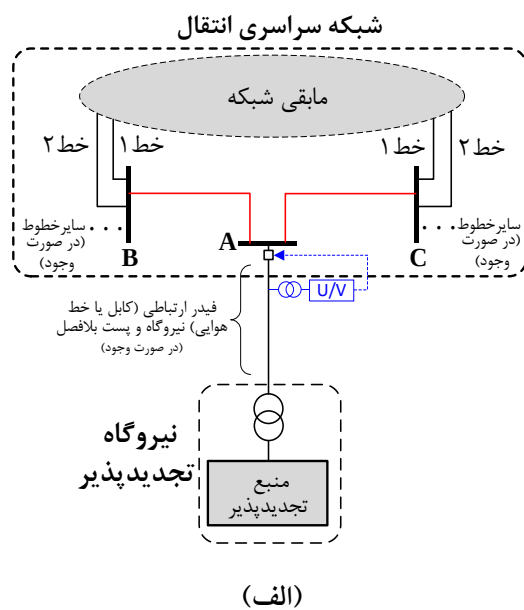
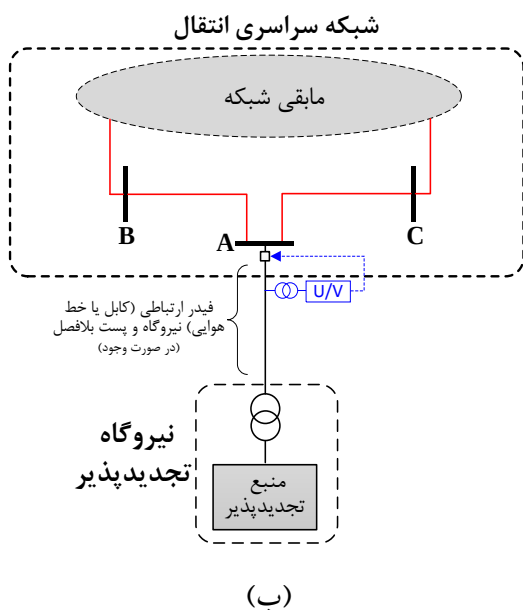
(۹) در صورتی که نیروگاه تجدیدپذیر فاقد قابلیت کنترل Grid-Forming باشد، باید دارای حفاظت ضد جزیره‌ای شدن^۱ بوده و در صورت تداوم شرایط جزیره‌ای برای بیش از ۲ ثانیه پیوسته، با قطع کلید سمت فشارقوی ترانسفورماتور اصلی از شبکه جدا شود.

۴-۴ الزامات سمت شبکه

(۱) به منظور کاهش تأثیرات نامطلوب نیروگاه‌های تجدیدپذیر بر عملکرد حفاظت‌های شبکه انتقال لازم است حفاظت‌های مورد استفاده در کلیه خطوط انتقالی که در شرایط عادی یا تک پیشامد (N-1) به صورت شعاعی از سمت نیروگاه تجدیدپذیر تغذیه می‌شوند، طبق بند (۲) و سایر بندهای این بخش اصلاح گردند. به عنوان مثال، در شکل ۱۲ آرایش خطوطی که حفاظت‌های آن‌ها نیاز به اصلاح دارند، با رنگ قرمز مشخص شده است. در آرایش شکل ۱۲-الف حفاظت خطوط AC و AB، در شکل ۱۲-ب حفاظت خطوط AC، AB، خط منشعب از پست B و خط منشعب از پست C، در شکل ۱۲-ج حفاظت خط (خطوط) AB و خط (خطوط) منشعب از پست B، و در شکل ۱۲-د حفاظت خط (خطوط) AB می‌بایست بر اساس نیازمندی‌های مندرج در

¹ Anti-Islanding

این بخش اصلاح شوند.



شکل ۱۲: آرایش‌های مختلف اتصال نیروگاه تجدیدپذیر به شبکه انتقال

(۲) حداقل حفاظت‌های موردنیاز در خطوط حائز شرایط بند (۱)، در جدول ۶ درج شده است.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

جدول ۶: حداقل حفاظت‌های مورد نیاز برای خطوط متأثر از نیروگاه تجدیدپذیر

حفاظت‌های پشتیبان	حفاظت‌های اصلی	اولویت	خطوط موردنظر	ساختار اتصال به شبکه	
۱- حفاظت DEF ۲- حفاظت U/V در سمت نیروگاه تجدیدپذیر	۱- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی	۱	خط AB	شکل ۱۲-الف و شکل ۱۲-ب	
	۲- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی		خط AC		
	۱- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی	۲	خط AB		خط (خطوط) AB
	۲- حفاظت دیستانس با قابلیت طرح تله‌پروتکشن POTT و Weak-Infeed				
۱- حفاظت DEF ۲- حفاظت U/V در سمت نیروگاه تجدیدپذیر	۱- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی	۱	خط (خطوط) AB	شکل ۱۲-ج و شکل ۱۲-د	
	۲- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی				
	۱- حفاظت دیفرانسیل طولی با تابع دیستانس داخلی	۲			خط (خطوط) AB
	۲- حفاظت دیستانس با قابلیت طرح تله‌پروتکشن POTT و Weak-Infeed				
۱- حفاظت DEF	۱- حفاظت دیستانس با قابلیت طرح تله‌پروتکشن POTT و Weak-Infeed	-	خط بین B و شبکه	شکل ۱۲-ب	
	۲- حفاظت دیستانس با قابلیت طرح تله‌پروتکشن POTT و Weak-Infeed		خط بین C و شبکه		
				خط (خطوط) بین B و شبکه	شکل ۱۲-ج

(۳) به منظور عملکرد مطمئن و صحیح رله‌های حفاظتی خطوط انتقال، به ویژه رله‌های دیستانس، جریان اتصال کوتاه عبوری از خط می‌بایست از یک مقدار حداقل بیشتر باشد. لیکن، با توجه به عدم قطعیت در تأمین جریان اتصال کوتاه کافی توسط نیروگاه تجدیدپذیر، مؤکداً توصیه می‌گردد اگر بین پست بلا فصل نیروگاه تجدیدپذیر و پست شبکه فقط یک یا دو خط انتقال وجود دارد، برای حفاظت خط مذکور از دو رله



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

دیفرانسیل طولی مستقل (اولویت ۱ در جدول ۶) استفاده شود. برای حفاظت سایر خطوطی که به پست بلافصل نیروگاه تجدیدپذیر متصل نبوده ولی حفاظت آنها تحت تأثیر عملکرد نیروگاه تجدیدپذیر قرار می‌گیرد، توصیه می‌شود از حفاظت دیستانس با طرح تله‌پروتکشن POTT و قابلیت اکوی سیگنال مخابراتی Permissive Trip در شرایط Weak Infeed استفاده شود.

(۴) رله‌های دیفرانسیل طولی بکار رفته در حفاظت اصلی خطوطی که به صورت مستقیم به پست بلافصل نیروگاه متصل هستند، می‌بایست دارای فانکشن حفاظت دیستانس داخلی باشند.

(۵) به منظور جلوگیری از افزایش برد^۱ رله دیستانس در اثر تغییرات زاویه جریان‌های توالی مثبت و منفی تزریقی توسط نیروگاه تجدیدپذیر، توصیه می‌شود زون ۱ حفاظت دیستانس برای رله خط متصل به نیروگاه تجدیدپذیر در پست بلافصل نیروگاه (پست A در شکل ۱۲) با تأخیر زمانی ۱۰۰ میلی‌ثانیه تنظیم گردد.

(۶) توصیه می‌شود در سمت نیروگاه تجدیدپذیر از یک حفاظت کاهش ولتاژ به عنوان آخرین حفاظت پشتیبان در شرایطی که هیچ حفاظت دیگری در سمت نیروگاه تجدیدپذیر قادر به تشخیص خطا نبوده و ارتباط مخابراتی بین دو سمت خط هم در دسترس نباشد، استفاده شود. منطق حفاظت کاهش ولتاژ به صورت ۱ از ۳ با ولتاژ فاز به فاز و تنظیم مقدار آستانه ۸۰ درصد ولتاژ نامی و تأخیر زمانی ۴ ثانیه توصیه می‌گردد. حفاظت کاهش ولتاژ فقط بر روی فیدر رابط بین ترانسفورماتور افزایشده نیروگاه تجدیدپذیر و پست بلافصل نیروگاه تجدیدپذیر (پست A در شکل ۱۲)، نصب می‌شود. سیگنال تریپ آن نیز به کلید ابتدای فیدر ترانسفورماتور افزایشده نیروگاه تجدیدپذیر ارسال می‌شود.

(۷) قابلیت Weak Infeed در طرح تله‌پروتکشن POTT خطوط متأثر از نیروگاه تجدیدپذیر که به صورت مستقیم به پست بلافصل نیروگاه تجدیدپذیر متصل نیستند، می‌بایست در رله سمت نیروگاه تجدیدپذیر فعال شود. در صورتی که امکان در نظر گرفتن تأخیر برای ارسال سیگنال Echo وجود داشته باشد، توصیه می‌شود سیگنال Echo با تأخیر ۱۰۰ میلی‌ثانیه به سمت مقابل فرستاده شود.

(۸) منطق نظارت بر ترانسفورماتور ولتاژ (VTS) در رله‌های دیستانس سمت نیروگاه تجدیدپذیر، صرفاً می‌بایست از طریق ورودی سیگنال باینری وضعیت فیوز MCB ثانویه ترانسفورماتور ولتاژ عمل نموده و از تغییرات ولتاژ (ΔV) و جریان (ΔI) برای تشخیص قطع ولتاژ و تفکیک آن از خطا استفاده نشود.

(۹) فعال نمودن سیستم وصل مجدد خودکار در خطوط حائز شرایط بند (۱) نیازمند انجام مطالعات امکان‌سنجی

¹ Overreach

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

قابلیت‌های نیروگاه تجدیدپذیر و نیز بررسی کارایی منطق تشخیص فاز معیوب توسط الگوریتم رله‌های حفاظتی خط می‌باشد و صرفاً در صورت تأیید نتایج مطالعات و رعایت مفاد مندرج در نظامنامه سیستم رله و حفاظت شبکه برق ایران می‌توان آن را فعال نمود.

۵ الزامات مخابرات، تله‌متری و اسکادا در مراکز دیسپاچینگ

رؤیت‌پذیری منابع تولیدی تجدیدپذیر در مراکز دیسپاچینگ شبکه برق (ملی، منطقه‌ای، فوق توزیع و توزیع) به منظور راهبری و حفظ پایداری شبکه الزامی است. این بخش به انضمام دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ شبکه برق کشور [۶] و دستورالعمل الزامات شبکه مخابرات اختصاصی دیسپاچینگ ملی در پست‌ها و نیروگاه‌ها [۷] و دستورالعمل‌های شرکت برق منطقه‌ای و توزیع، الزامات رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری این نیروگاه‌ها را در مراکز دیسپاچینگ تعیین می‌نماید. ضروری است پیش از ابلاغ طرح اتصال به شبکه و سنکرون شدن، مطالعات و فرآیند مربوطه از زمان شروع پروژه توسط مالک نیروگاه پیگیری و مرحله به مرحله به تأیید شرکت مدیریت شبکه برق ایران و شرکت برق منطقه‌ای مربوطه برسد. اطلاعات مورد نیاز از جمله الزامات و نیازمندی‌های بستر مخابراتی و شابلون سیگنال لیست نیروگاه و پست بلافصل، منطبق با دستورالعمل‌های شرکت مدیریت شبکه برق ایران، شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت‌های توزیع قابل استعلام می‌باشد.

۵-۱ الزامات رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری

(۱) رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A و B1 (مساوی یا بزرگتر از ۲۵ مگاوات) به صورت لینک مستقیم در مراکز دیسپاچینگ ملی (SCC) و منطقه‌ای (AOC) با هماهنگی و اخذ تأییدیه شرکت مدیریت شبکه برق ایران، مطابق با دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ شبکه برق کشور [۶] و دستورالعمل الزامات شبکه مخابرات اختصاصی دیسپاچینگ ملی در پست‌ها و نیروگاه‌ها [۷] و لیست شابلون سیگنال‌ها الزامی است.

(۲) نیروگاه‌های منصوبه در شبکه فوق توزیع باید علاوه بر الزامات بند ۱، در مراکز دیسپاچینگ فوق توزیع (RDC) نیز بر اساس نیازمندی‌های اعلام شده، رؤیت‌پذیری باشند.

(۳) نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A و B1 باید نسبت به اجرای کامل فرآیند رویت‌پذیری و کنترل‌پذیری مطابق با دستورالعمل‌های مورد اشاره در بند ۱ شامل برگزاری جلسه بررسی طرح مخابرات و تله‌متری، اخذ تأییدیه طرح، تأمین و تأیید تجهیزات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری، نصب و راه‌اندازی تجهیزات جهت برقراری DATA و DTS در مراکز SCC و AOC مطابق با لیست شابلون سیگنال و ارائه مستندات و مدارک فنی اقدام نمایند.



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

(۴) رؤیت‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه B2 و C (کوچکتر از ۲۵ مگاوات) باید با هماهنگی و اخذ تأییدیه شرکت برق منطقه‌ای، در مراکز دیسپاچینگ (به ترتیب توزیع، فوق توزیع، منطقه‌ای و ملی) از طریق بسترهای مخابراتی امن (مطابق با دستورالعمل‌های امنیتی بالادستی و مورد تأیید شرکت برق منطقه‌ای) صورت پذیرد.

(۵) لازم است فرآیندهای مرتبط با بندهای ۱ تا ۴ در زمان تعریف پروژه و همزمان با آغاز اجرای احداث نیروگاه برنامه‌ریزی و اجرا گردد.

(۶) اخذ پروانه بهره‌برداری و جاری شدن هرگونه قرارداد خرید برق منوط به پیاده‌سازی الزامات رؤیت‌پذیری نیروگاه و اخذ تأییدیه شرکت مدیریت شبکه برق ایران است.

(۷) نیروگاه باید حداقل دو هفته قبل از برقداری و سنکرون شدن با شبکه سراسری نسبت به اخذ تأییدیه اجرای کلیه فرآیندهای رؤیت‌پذیری مخابرات و تله‌متری از مراکز دیسپاچینگ اقدام نماید.

(۸) نیروگاه‌ها باید لیست سیگنال‌های رؤیت‌پذیری و کنترل‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر جهت ارسال به مراکز دیسپاچینگ را مطابق دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ اجرا نماید.

۲-۵ سامانه WAMS

(۱) نصب و راه‌اندازی تجهیزات اندازه‌گیری فازوری (PMU) برای رؤیت‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A1 در شرکت مدیریت شبکه برق ایران الزامی است.

(۲) مشخصات فنی و مدل تجهیزات اندازه‌گیری فازوری مورد استفاده باید بر اساس الزامات و مورد تأیید شرکت مدیریت شبکه برق ایران باشد.

۳-۵ سامانه کنترل خودکار تولید (AGC)

(۱) آماده‌سازی ملزومات AGC جهت کنترل تولید نیروگاه از مرکز دیسپاچینگ صرفاً برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر گروه A و B1 مطابق با بخش مربوطه در دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ در نظر گرفته می‌شود.

(۲) ضروری است نیروگاه‌های گروه A و B1 تمهیدات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری سیستم کنترل مرکزی (PPC) را جهت ایجاد قابلیت کنترل تولید نیروگاه لحاظ نمایند.

(۳) در نیروگاه‌های گروه B2 و C، راه‌اندازی سامانه AGC به صورت محلی و فرمان از راه دور الزامی نیست.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	تنظیم مقررات فنی برق ایران کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
--	--	--

۴-۵ گروه/خوشه‌بندی اینورترهای نیروگاه

با توجه به تعدد واحدها/اینورترها در برخی نیروگاه‌ها و طراحی اتصال واحدها به صورت گروه/خوشه به پست بلافصل، امکان تأمین رؤیت‌پذیری گروه‌بندی شده وجود دارد. لذا در صورت وجود هرگونه دسته‌بندی و آرایش واحدها یا اینورترها از حیث تولید، اتصال و ارسال اطلاعات از طریق سیستم کنترل مرکزی (PPC)، لازم است اخذ تأییدیه طرح پیشنهادی از شرکت مدیریت شبکه برق ایران و برق منطقه‌ای جهت رؤیت‌پذیری و ارسال اطلاعات نیروگاه به صورت گروهی/خوشه‌ای صورت گیرد.

۵-۵ تغذیه تجهیزات

جهت تأمین تغذیه تجهیزات اسکادا در نیروگاه‌های گروه A و B1، ۲ ست باتری و شارژر ۴۸ ولت مستقیم مطابق با الزامات مربوطه (بخش سیستم تغذیه دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ) و در نیروگاه‌های گروه B2 و C حداقل یک ست باتری و شارژر، با قابلیت تأمین توان برای مدت حداقل ۱۲ ساعت مورد نیاز می‌باشد.

۵-۶ ایستگاه هواشناسی

(۱) ضروری است نیروگاه‌های گروه A و B و C1 نسبت به استقرار و راه‌اندازی ایستگاه هواشناسی در سایت نیروگاه اقدام نمایند.

(۲) کمیت‌های هواشناسی مورد نیاز مطابق شابلون سیگنال‌های دیسپاچینگ، باید در سایت نیروگاه با رعایت الزامات و استانداردهای هواشناسی با کلاس دقت بالا فراهم و ارسال گردد.

(۳) در نیروگاه‌های تجدیدپذیری که منابع تولیدی آن‌ها در محدوده جغرافیایی گسترده پراکنده شده‌اند (مساحت بیش از یک کیلومتر مربع)، ضروری است به ازای هر ۱ کیلومتر مربع، یک ایستگاه هواشناسی در محدوده مربوطه نصب و به صورت مجزا به مرکز دیسپاچینگ ارسال نمایند.

۵-۷ ارسال سیگنال‌ها

(۱) در صورتی که سیگنال‌های مورد نیاز از نیروگاه تجدیدپذیر به دلیل بروز عیب در نیروگاه و یا هر دلیل دیگر که تحت کنترل نیروگاه باشد، در دسترس نباشند و یا مطابق با استاندارد نباشند، بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر باید این سیگنال‌ها یا نشانگرها را ظرف مدت ۲۴ ساعت بازبازی و یا اصلاح نماید.

(۲) سیگنال‌ها باید بر اساس نرخ‌های زیر به‌روزرسانی شوند:

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(أ) سیگنال‌های آنالوگ با نرخ حداکثر ۱ ثانیه

(ب) سیگنال‌های دیجیتال به صورت Upon Change

(ج) اطلاعات هواشناسی هر ۱ دقیقه یک بار

۶ الزامات سنجش و پایش انرژی

۱-۶ زیرساخت مخابراتی

(۱) جهت رؤیت‌پذیری کتورهای سنجش و پایش انرژی نیروگاه‌های تجدیدپذیر، استفاده از بستر فیبر نوری اختصاصی دارای اولویت است.

(۲) در صورتی که بستر فیبر نوری اختصاصی در دسترس نباشد، لازم است از بستر APN اختصاصی شرکت مدیریت شبکه برق ایران استفاده شود. جهت تخصیص سیم‌کارت مورد نیاز بایستی از طریق شرکت برق منطقه‌ای مربوطه اقدام گردد.

(۳) چنانچه پس از نصب مودم در بهترین شرایط ممکن، آنتن‌دهی مودم در محل ایستگاه نتواند حداقل معیار کیفیت سرویس ارتباطی را برآورده نماید، ضروری است در محل مودم نسبت به نصب آنتن بلند یا تقویت‌کننده سیگنال موبایل اقدام گردد. معیار کیفیت سرویس ارتباطی بر اساس بسته‌های داده از بین رفته^۱ میان سرورهای شرکت مدیریت شبکه برق ایران و مودم در فواصل پنج دقیقه‌ای در طی ساعات شبانه روز به مدت ۵ روز متوالی تعریف می‌شود. این معیار باید کوچکتر از ۱۰ درصد باشد.

(۴) لازم است مودم روترهای مورد استفاده از مدل‌های مورد تأیید دفتر سنجش و پایش انرژی شرکت مدیریت شبکه برق با آخرین Firmware مورد تأیید این شرکت بوده و توسط مالک نیروگاه تأمین شود. تأمین مودم روتر یدک الزامی است.

(۵) هر کتور باید به صورت مستقیم به یک پورت سریال RS485 از مودم متصل گردد و شبکه نمودن کتورها مجاز نیست. لذا، مودم مورد استفاده می‌بایست دارای تعداد پورت‌های سریال کافی (بیش از تعداد کتورهای متصل به مودم) باشد.

(۶) در صورت قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی تولید پراکنده در شعاع ۱۰۰۰ متری سایر ایستگاه‌های تولید پراکنده یا ایستگاه‌های فشار قوی که شبکه سنجش و پایش انرژی قبلاً در آنجا پیاده‌سازی شده، امکان ارائه

¹ Packet loss

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

بستر اختصاصی APN و سیم‌کارت مجزا وجود نخواهد داشت. در چنین مواردی، لازم است که کنتور سنجش انرژی نیروگاه جدید با استفاده از کابل‌های شبکه با کیفیت و با رعایت شرایط استاندارد، به مودم ایستگاه موجود متصل شود.

(۷) نیروگاه باید حداقل دو هفته قبل از پلمپ کنتورهای سنجش انرژی نسبت به تهیه نقشه تک خطی ایستگاه و دریافت کد PGDS از شرکت مدیریت شبکه برق ایران اقدام نماید.

(۸) لازم است صورتجلسه، چک لیست و نقشه شبکه کنتورهای سنجش انرژی راه‌اندازی شده، پس از دریافت تأییدیه ناظر (شرکت برق منطقه‌ای) در اختیار دفتر سنجش و پایش انرژی قرار گیرد.

(۹) در صورت بروز مشکل در بستر و تجهیزات مخابراتی منجر به عدم رؤیت‌پذیری کنتور در سامانه‌های سنجش و پایش انرژی، می‌بایست حداکثر ظرف مدت ۳ روز نسبت به رفع عیب با همکاری شرکت برق منطقه‌ای مربوطه اقدام گردد.

۶-۲ منبع تغذیه بدون وقفه (UPS)

(۱) در صورت عدم امکان تأمین تغذیه تجهیزات سنجش انرژی (شامل کنتورها و تجهیزات شبکه مخابراتی) از منبع تغذیه بدون وقفه و باتری‌خانه ایستگاه، لازم است از منبع تغذیه بدون وقفه اختصاصی برای تجهیزات سنجش انرژی استفاده شود.

(۲) باتری‌های منبع تغذیه بدون وقفه می‌بایست حداقل به مدت ۵ ساعت قابلیت تأمین انرژی مورد نیاز کلیه تجهیزات سنجش انرژی را داشته باشند. حداکثر افت ولتاژ قابل قبول پس از خاتمه این مدت، ۵ درصد است.

(۳) عملیات سوئیچ کردن UPS باید به اندازه‌ای سریع باشد که منجر به Restart شدن هیچ یک از تجهیزات سنجش انرژی نشود.

(۴) محل نصب UPS می‌بایست نزدیکترین مکان ممکن به تجهیزات سنجش انرژی بوده و از سیم‌های با سطح مقطع مناسب استفاده شود.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۷ تست و نظارت بر انطباق

۷-۱ تست انطباق^۱

(۱) نیروگاه تجدیدپذیر باید قبل از اتصال به شبکه انتقال، فوق توزیع یا توزیع و آغاز بهره‌برداری تجاری، الزامات مشخص شده در این سند و سایر کدها و استانداردهای دیگر مورد نظر نهاد ناظر را برآورده نموده و با آن مطابقت نماید.

(۲) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر لازم است وجود انطباق با تمامی الزامات این سند را ارزیابی نموده و به تأیید راهبر شبکه برساند.

(۳) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر لازم است تست‌ها و مطالعاتی را برای اثبات وجود انطباق با الزامات این سند انجام داده و ارائه نماید.

(۴) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر باید به طور پیوسته وجود انطباق با الزامات این سند را از همه جوانب و با در نظر گرفتن تمامی شرایط اتصال مطرح شده در سند، مورد نظارت و پایش قرار دهد.

(۵) قبل از انجام هر تست، بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر می‌بایست رویه تست را با جزئیات و با تأکید بر بررسی اثر تست بر سیستم قدرت، به راهبر شبکه تسلیم نماید.

(۶) در موارد مورد نیاز و به تشخیص راهبر شبکه، بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر باید همکاری‌های لازم را برای انجام تست‌های انطباق تعیین شده در دستورالعمل‌های صادره توسط راهبر شبکه بعمل آورد.

(۷) چنانچه بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر از طریق انجام تست و یا هر روش دیگر تشخیص دهد که نیروگاه تجدیدپذیر با الزامات این سند و یا بخشی از آن مطابقت ندارد، آنگاه (حداکثر تا یک ساعت بعد از اینکه آگاهی یافت) موظف است:

(أ) راهبر شبکه را از موضوع آگاه نماید.

(ب) اقدامات مورد نیاز برای ایجاد انطباق با الزامات سند را به همراه جدول زمان‌بندی اجرا در اختیار راهبر شبکه قرار دهد.

(ج) اقدامات اصلاحی مورد نیاز را مطابق با جدول زمان‌بندی اجرا نموده و به طور منظم و مکتوب پیشرفت‌های انجام شده در این خصوص را به اطلاع راهبر شبکه برساند.

¹ Compliance Monitoring

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

(د) بعد از انجام اقدامات اصلاحی، تأییدیه راهبر شبکه را مبنی بر انطباق نیروگاه تجدیدپذیر با الزامات سند اخذ نماید.

(۸) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر باید اطلاعات مربوط به تطابق با هر بخش از این سند یا هر کد الزامی دیگر را به صورت تفکیک شده و قابل ارزیابی توسط راهبر شبکه، ثبت و نگهداری نماید.

۸ گزارش‌دهی، اشتراک‌گذاری اطلاعات و مدل

۸-۱ گزارش‌دهی

(۱) بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر باید سیستم جمع‌آوری و نگهداری اطلاعات را به منظور ارسال اطلاعات ذیل در یک قالب الکترونیکی مشخص به نهاد ناظر به صورت گزارش ماهیانه طراحی و اجرا نماید:

- (أ) در دسترس بودن ساعتی و انرژی خروجی تحویلی به شبکه و نیز میانگین منبع انرژی اولیه (سرعت باد یا تشعشع خورشیدی) در آن ساعت
- (ب) مقدار الکتریسیته ساعتی واقعی^۱ وارد شده از تمام منابع تا جایی که قابل اعمال باشد.
- (ج) پیش‌بینی انرژی خروجی قابل تحویل به شبکه در روز بعد
- (د) هر مقدار کاهش انرژی^۲ در طول ماه
- (ه) کلیه حوادث خارج شدن شبکه از دسترس که منجر به عدم تولید توان توسط نیروگاه شده باشد.

(۲) گزارش ماهیانه باید قبل از پانزدهم ماه بعد به نهاد ناظر ارسال شود.

۸-۲ تبادل اطلاعات

(۱) مرحله اول: در زمان تقاضا برای اخذ تأییدیه طرح اتصال به شبکه لازم است اطلاعات زیر توسط مالک نیروگاه تجدیدپذیر به نهاد ناظر تسلیم شود:

- محل فیزیکی نیروگاه تجدیدپذیر (شامل مختصات GPS)
- نقشه سایت
- تعداد توربین‌های باد یا واحدهایی که قرار است وصل شوند.
- مقدار MW خروجی هر واحد

^۱ Actual Hourly Electricity

^۲ Curtailed Energy

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

- مقدار MW در فاز اول
- مقدار MW در فاز نهایی و برنامه زمان‌بندی
- هر نوع اطلاعات دیگر مورد نیاز نهاد ناظر

به منظور طراحی نیروگاه تجدیدپذیر و انجام مطالعات طرح اتصال، نهاد ناظر اطلاعات زیر را در اختیار مالک نیروگاه تجدیدپذیر قرار خواهد داد:

- نقطه اتصال به شبکه سراسری (POI) و سطح ولتاژ آن
- سطوح خطای اتصال کوتاه
- طرح باس‌بار پست
- بخشی از شبکه به طوری که نیروگاه بر اساس آن بتواند به صورت دقیق و کافی مطالعات طرح اتصال را انجام دهد. این اطلاعات شامل موارد ذیل خواهد بود:
- پارامترهای توالی مثبت و صفر شبکه انتقال و فوق توزیع، ترانسفورماتورها، راکتورها، خازن‌ها و سایر اجزای مربوطه.

- نحوه اتصال انواع ترانسفورماتورهای خط، راکتورها، خازن‌ها و غیره

(۲) مرحله دوم: بعد از طراحی کامل نیروگاه تجدیدپذیر و قبل از راه‌اندازی^۱: در این مرحله، بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر اطلاعات زیر را فراهم خواهد نمود:

- اطلاعات تکنولوژی انتخاب شده برای نیروگاه تجدیدپذیر
- گزارش تست‌ها و مطالعات هارمونیک و قابلیت گذر از ولتاژ
- مدل تست عمومی و اطلاعات مدل‌سازی دینامیکی برای هر نوع واحد بر اساس نوع توافق شده به انضمام نتایج تست

(۳) مرحله سوم: بعد از راه‌اندازی نیروگاه تجدیدپذیر، بهره‌بردار نیروگاه لازم است اطلاعات زیر را فراهم نماید:

- یک مدل الکتریکی شبیه‌سازی دینامیکی از نیروگاه تجدیدپذیر که توسط داده‌های تست راه‌اندازی و نیز اندازه‌گیری‌ها مورد تأیید قرار گرفته باشد.
- داده‌های اندازه‌گیری تست در قالب مورد توافق بین بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر و نهاد ناظر
- اطلاعات مدل‌سازی دینامیکی در قالب مورد توافق بین بهره‌بردار نیروگاه تجدیدپذیر و نهاد ناظر

¹ Commissioning

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

• اطلاعات بهره‌برداری مورد درخواست راهبر شبکه

۸-۳ ارائه مدل‌های استاتیکی و دینامیکی

(۱) راهبر شبکه و نهاد ناظر نیازمند مدل‌های استاتیکی و دینامیکی دقیق (بر اساس الگوی مشخص شده برای اتصال به شبکه انتقال و فوق توزیع) هستند تا قابلیت اطمینان و اثر نصب نیروگاه تجدیدپذیر را بر روی پخش بار، سیستم حفاظتی، پایداری، امنیت و عملکرد دینامیکی سیستم قدرت بررسی نمایند.

(۲) مدل استاتیکی باید شامل موارد زیر باشد:

- (أ) توان و منحنی PV
- (ب) ضریب قدرت و توان راکتیو تزریقی یا جذبی
- (ج) ولتاژ نامی و محدوده عملکرد
- (د) حداقل و حداکثر جریان و ولتاژ تحت شرایط عادی
- (ه) پارامترهای اتصال کوتاه

(۳) مدل دینامیکی باید شامل موارد زیر باشد:

- (أ) مدل اینورتر / ژنراتور با جزئیات کنترل توان اکتیو و راکتیو
- (ب) مشخصات FRT
- (ج) مدل کنترل فرکانس و ولتاژ
- (د) ثابت‌های زمانی حلقه‌های کنترلی توان اکتیو و راکتیو
- (ه) نرخ بارگیری^۱ کنترل توان اکتیو و راکتیو
- (و) مشخصه اینرسی مجازی
- (ز) مشخصات PLL

(ح) اطلاعات و مشخصات کنترل‌کننده ذخیره‌ساز (در صورت وجود)

(۴) مدل‌های دینامیکی مورد نیاز باید قابلیت عملکرد در شبیه‌سازی RMS و EMT را داشته باشند تا کارایی تجهیزات نیروگاه یا واحدهای مجزای آن را برای تحلیل شبکه از جنبه‌های زیر مشخص نمایند:

- (أ) اثر نیروگاه تجدیدپذیر بر پایداری شبکه
- (ب) اثر نیروگاه تجدیدپذیر بر کیفیت توان در نقطه POI

¹ Ramp rate



تنظیم مقررات فنی برق ایران

شماره سند: IETR-1901

تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹

شماره تجدید نظر:

تاریخ تجدید نظر:

کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران

(ج) اثر نیروگاه تجدیدپذیر بر الزامات هماهنگی حفاظتی شبکه

(د) قابلیت گذر از شرایط خطا نیروگاه برای انواع مختلف خطا

(ه) پاسخ نیروگاه تجدیدپذیر به پدیده‌های مختلف سیستم نظیر:

- کلیدزنی در شبکه

- نوسانات توان

- ناپایداری سیگنال کوچک

(۵) مدل‌های عمومی EMT در صورتی قابل قبول‌اند که عملکرد نیروگاه تجدیدپذیر را برای گستره فرکانسی صفر

تا ۱ کیلوهرتز با حداقل دقت $\pm 5\%$ درصد نشان دهند.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۹ بازنگری

(۱) فرآیند بازنگری: شرکت‌های ساتبا، توانیر و مدیریت شبکه برق ایران پیشنهادات خود را برای اصلاح این سند به معاونت برق و انرژی وزارت نیرو ارسال و توسط دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع برق به عنوان نهاد تنظیم مقررات فنی برق ایران مورد بررسی قرار گرفته و پس از نهایی شدن، توسط معاون برق و انرژی ابلاغ می‌گردد.

(۲) نهاد اجرای بازنگری: تنظیم مقررات فنی برق ایران

(۳) دوره بازنگری: بر اساس نیاز

۱۰ گزارش‌دهی نحوه اجرا و میزان انطباق نتایج اجرا با نتایج مورد نظر

۱-۱۰ فرایندهای پایش و اجرای انطباق

(۱) ممیزی انطباق: نهاد اجرای انطباق باید ممیزی نهادهای اثرگذار/اثرپذیر این سند را با بررسی اطلاعات گذشته و انطباق با الزامات این سند انجام دهد.

(۲) ممیزی مقطعی: نهاد اجرای انطباق می‌تواند ممیزی و بازرسی‌های مقطعی را در هر زمانی برای هر نهاد اثرگذار/اثرپذیر این سند انجام دهد.

(۳) تعیین تخطی‌های انطباق: تخطی‌هایی که نهادهای اثرگذار/اثرپذیر از الزامات این سند دارند، با توجه به معیارهای سند باید به‌طور دقیق تعیین شوند.

(۴) گزارش دهی: نهاد اجرای انطباق باید گزارش تخطی‌ها و جرائم مرتبط را برای نهادهای اثرگذار/اثرپذیر از این سند ارسال کند.

(۵) نهاد اجرای انطباق: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

(۶) نهادهای اثرگذار/اثرپذیر: کلیه نهادهای تاثیر پذیر از این سند

۱۰-۲ نگهداری داده‌ها

(۱) نهادهای اثرگذار/اثرپذیر باید مستندات و اطلاعات مطرح‌شده در معیارها را حداقل تا سه سال نگهداری کنند. نهاد اجرای انطباق نیز به‌منظور انجام ممیزی و حسابرسی باید تا سه سال اطلاعات مذکور را نگهداری کند.

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو تنظیم مقررات فنی برق ایران	کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران
--	--	--

۱۱ کنترل سند

۱. صدور سند

مهر و امضاء 	سند با ضوابط آیین‌نامه تولید، بهره‌برداری و بازنگری اسناد اداری مطابقت دارد. نام و نام خانوادگی کنترل‌کننده سند: عبدالصاحب ارجمند سمت: مدیرکل دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع برق
--	---

۲. دریافت سند و کنترل‌های لازم

مهر و امضاء	نام سازمان: تاریخ دریافت سند: ✓ سند از نظر شکلی (تعداد اوراق، خوانایی و ...) کامل است. ✓ سند در فرم‌های مربوطه ثبت گردید. ✓ اسناد منسوخ یا بی‌اعتبار مرتبط ابطال گردید. نام و نام خانوادگی کنترل‌کننده: سمت:
-------------	--

۳. بهره‌برداری

مهر و امضاء	نام واحد سازمانی: ✓ دریافت سند: تاریخ: ✓ خاتمه دوره اجرا: تاریخ: نام و نام خانوادگی دریافت‌کننده: سمت:
-------------	---

۴. ابطال سند

مهر و امضاء	آیین سند در تاریخ: به استناد ابطال گردید. نام و نام خانوادگی ابطال‌کننده: سمت:
-------------	---

شماره سند: IETR-1901 تاریخ صدور: ۱۴۰۴/۰۹/۰۹ شماره تجدید نظر: تاریخ تجدید نظر:	تنظیم مقررات فنی برق ایران کد شبکه: الزامات فنی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر اینورتری به شبکه‌های انتقال و فوق توزیع برق ایران	 جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو
--	--	--

۱۳ مراجع

- [۱] دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری، دستورالعمل شماره ۲: کنترل فرکانس، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-2000-IN-52-4
- [۲] دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری، دستورالعمل شماره ۳: کنترل ولتاژ، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-2000-IN-53-4
- [۳] استاندارد شماره ۱۳ صنعت برق ایران- مشخصات و خصوصیات انرژی الکتریکی (کیفیت برق)، شرکت توانیر
- [۴] نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-4000-IN-12-6
- [۵] الزامات حفاظتی تکمیلی اتصال نیروگاه‌های تجدیدپذیر به شبکه انتقال برق ایران، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-4000-IN-12-6
- [۶] دستورالعمل تله‌متری دیسپاچینگ شبکه برق کشور، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-2000-IN-109-1
- [۷] دستورالعمل الزامات مخابراتی پست‌ها و نیروگاه‌های جدیدالاحداث، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، کد سند: IGMC-EX-2000-IN-124-1
- [۸] دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق ایران، معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر، کد سند: TAV114-01/03، خرداد ۱۴۰۰
- [9] *IEEE Std 2800-2022: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE PES Energy Development & Power Generation Committee, Electric Machinery Committee, and Power System Relay and Control Committee, Feb. 2022.
- [10] *Technical Report PES-TR-81: Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems*, IEEE PES Power System Relay and Control Committee, Jul. 2020.

وزارت نیرو

معاونت برق و انرژی

نهاد تنظیم مقررات برق ایران

(دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع برق)

آدرس: تهران - خیابان ولیعصر - ابتدای بزرگراه آیت الله هاشمی رفسنجانی

تلفن: ۸۱۶۰۶۸۲۰ کدپستی: ۱۹۹۶۸۳۳۹۱۳

پست الکترونیک: power@moe.gov.ir

وب: www.moe.gov.ir