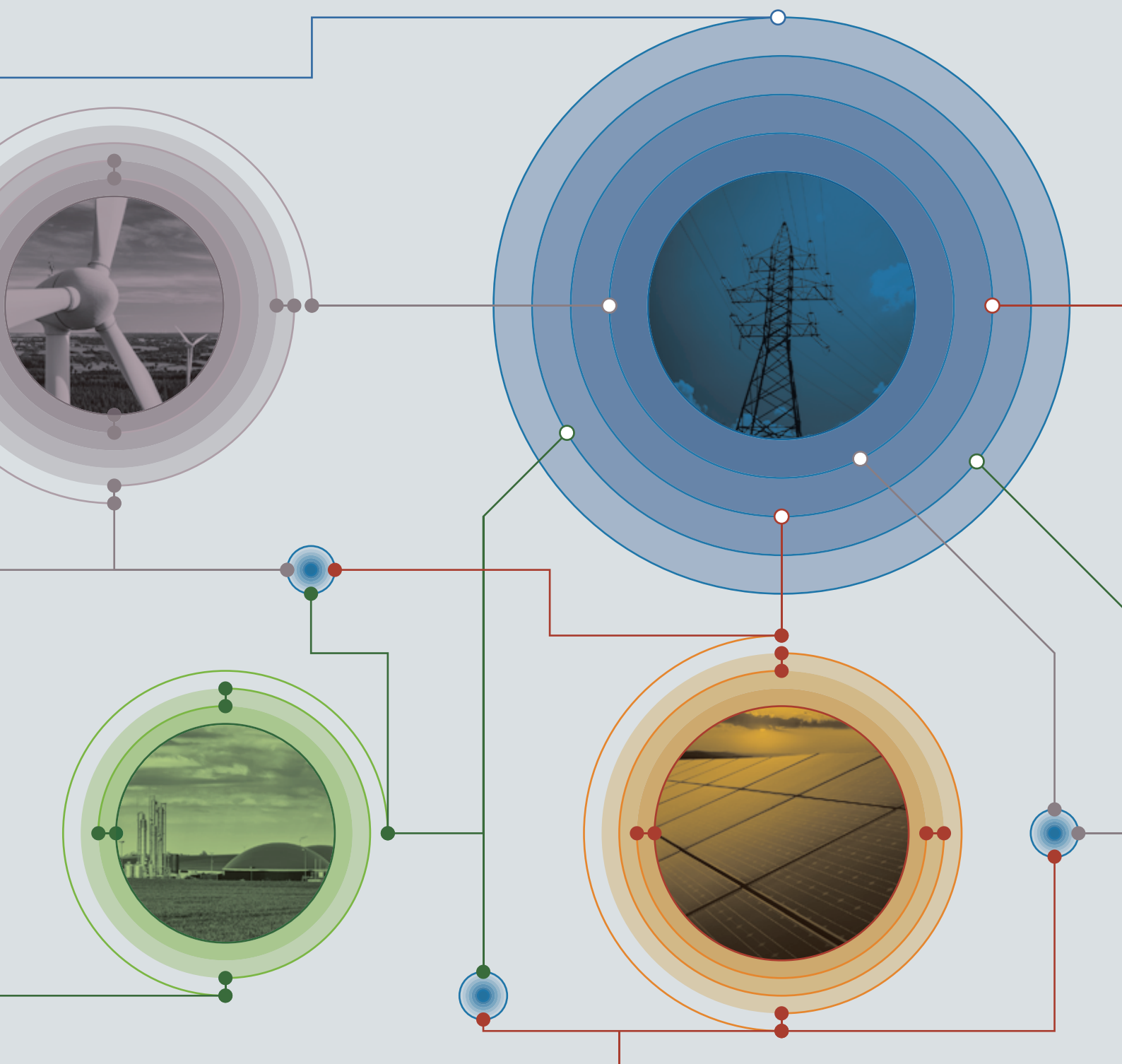


面向可再生能源电力系统的 电网导则

IRENA创新与技术中心 编著
中国电力科学研究院有限公司 编译



© IRENA 2022

除非另有说明，本出版物中的材料可以自由使用、共享、复制、印刷和/或存储，前提是需恰当确认IRENA为资料来源和版权所有。本出版物中属于第三方的材料可能受单独的使用条款和限制的约束，在使用此类材料之前，可能需要获得这些第三方的相应许可。

ISBN: 978-92-9260-470-7

摘自：IRENA (2022)，《面向可再生能源电力系统的电网导则》，国际可再生能源署，阿布扎比。

本文件为“Grid Codes for Renewable Powered Systems”的译本 ISBN: 978-92-9260-427-1 (2022)。

如中文译本与英文原版的内容不一致，概以英文版为准。

致谢

专家们的建议和评论使本报告英文版受益匪浅：Eckard Quitmann (爱纳康)、冯双磊 (中国电力科学研究院有限公司)、Hazril Izan Bahari (SEDA)、Ioannis Theologitis (ENTSO-E)、João Peças Lopes (葡萄牙系统与计算机工程、技术与科学研究院)、Jorge Nuñez (洪都拉斯系统运营商规划经理)、Juan Carlos Montero (哥斯达黎加国家电力电信公司)、Julia Matevosyan (美国ERCOT)、Leonardo Meeus (佛罗伦萨政策学院)、Narasimhan S. R. (印度电力系统运营有限公司[POSOCO])、Ronnie Belmans (鲁汶大学)、Soonee Sushil Kumar (印度电力系统运营有限公司[POSOCO])、Virginia Echinope (乌拉圭能源部)、Carlos Fernandez、Emanuele Bianco、Emanuele Taibi、Raul Miranda、Rabia Ferroukhi (IRENA)。

IRENA感谢中国电力科学研究院有限公司对本报告英文版的撰写给予的大力支持。

本报告英文版由IRENA创新与技术中心 (IITC) 编制，该中心主任Dolf Gielen为本报告提供了总体指导。由Roland Roesch领导的创新团队负责报告撰写工作。本报告英文版在Francisco Boshell的指导下编写，由Arina Anisie、Gayathri Nair、张会明、Daniel Gutierrez-Navarro (IRENA) 以及Nis Martensen、Peter-Philipp Schiehorn、Natalia Escobosa Pineda (Energynautics) 共同撰写。

本报告中文版的编译工作由中国电力科学研究院有限公司牵头完成，并得到IITC的大力支持。中国电力科学研究院有限公司参与报告中文版编译工作的人员有：李博、叶瑾、郑彬、张会明、姚璐璐、王真、富湘宁、郭皓、张占奎、许彦平、郝韶航、郭得扬、严春华、张东霞、李庆、秦晓辉。本报告中文版的校对工作由中国科学院数学与系统科学研究院刘德刚完成。

获取更多信息或提供反馈：publications@irena.org

本报告可供下载：www.irena.org/publications

免责声明

本出版物及所使用的资料均按“原样”提供。IRENA已经采取了所有合理的措施，以验证本出版物中资料的可靠性。然而，IRENA、其任何官员、代理人、数据或其他第三方内容提供者均不提供任何明示或暗示的担保，且对使用本出版物或材料的任何后果不承担任何责任或法律责任。

本文中包含的信息不一定代表IRENA成员的观点。提及特定的公司或特定的项目或产品并不意味着IRENA认可或推荐这些公司或产品，认为其优于未提及的类似性质的其他公司或产品。本文件中使用的名称和出现的材料并不意味着IRENA对任何地区、国家、领土、城市或地区或其当局的法律地位，或对其边境或边界的划定发表任何意见。

封面照片：[engel.ac](https://www.shutterstock.com) © Shutterstock, [Iren Moroz](https://www.shutterstock.com) © Shutterstock, [Alexandru Chiriac](https://www.shutterstock.com) © Shutterstock, [Ralf Geithe](https://www.shutterstock.com) © Shutterstock, [foxbat](https://www.shutterstock.com) © Shutterstock.

目录

●	图表、表格与文本框	5
●	缩略语	7
●	执行摘要	8
01	电网导则的制定	16
	1.1 电网导则在电力系统监管中的作用	17
	1.2 电网导则与能源政策的相关性	21
	1.3 电力行业转型	22
	1.4 电网导则制定与修订流程	24
02	电网导则的技术要求	28
	2.1 总体要求	29
	2.2 确定技术参数	35
	2.3 确定频率范围	37
	2.4 确定频率变化率 (ROCOF) 限值	39
	2.5 确定故障穿越包络线	42
03	技术要求的未来趋势	45
	3.1 可控性	46
	3.2 通信接口与集成	48
	3.3 低压配电网的低电压穿越要求	51
	3.4 高电压穿越要求	51
	3.5 储能及其他产消者接入要求	53
	3.6 电动汽车充电的要求	55
	3.7 逆变器构网能力	56

04	辅助服务	58
	4.1 辅助服务与电网导则	59
	4.2 惯量管理	62
	4.3 快速频率响应 (FFR)	63
	4.4 构网型逆变器	66
	4.5 黑启动能力	68
	4.6 利用小型电网用户的灵活性	70
05	电网导则符合性管理	72
	5.1 基本的符合性管理方法	73
	5.2 战略性验证管理的概念	74
	5.3 在已有设施中应用新要求	76
	5.4 关于符合性执行与验证的建议	77
06	区域电网导则与国际合作	79
	6.1 欧盟电网导则	81
	6.2 北美的协调工作	85
	6.3 中美洲的协调工作	88
	6.4 其他协调工作	91
	6.5 国际标准在VRE并网中的作用	93
	6.6 区域电网导则制定建议	95
07	电网导则设计指南	97
	7.1 电力系统类型	97
	7.2 VRE发展初始阶段	99
	7.3 VRE发展加速阶段	100
	7.4 VRE占比高的电网导则要求	101
	7.5 适用于多系统国家的电网导则	102
	7.6 支持国家政策和立法的监管措施	104
	参考文献	105
	术语	115

图 表

图 i	电力系统创新	9
图 ii	欧洲电网导则分类、功能及参与主体.....	10
图 iii	电网导则参数制定与修订过程	11
图 iv	电网导则与创新趋势	12
图 v	基于电网规模和VRE并网水平制定电网导则	14
图 1	欧洲电网导则的分类、功能及参与主体.....	18
图 2	电力系统技术转型趋势	22
图 3	根据系统需求采用的高级别要求.....	29
图 4	光伏发电厂频率控制曲线	32
图 5	IEEE 519标准中针对60Hz系统频率高达120Hz闪变的参考间谐波电压限值.....	34
图 6	参数制定与修订过程	36
图 7	IEEE C50.13、IEC 60034-3电压和频率限值.....	37
图 8	电网导则对不同规模的不同同步系统的频率范围要求.....	38
图 9	系统总惯量 (TSI) 常数对互联系统频率响应的影响	39
图 10	2012年爱尔兰系统频率变化率与系统惯量预测	41
图 11	德州电力可靠性委员会风电电压穿越边界.....	43
图 12	并网导则技术要求的一些最新趋势.....	46
图 13	CIA三要素	49
图 14	部分国家电网导则中的高电压穿越曲线	53
图 15	辅助服务技术能力、行为和规定方面的区别	59
图 16	辅助服务及其他服务概述	60
图 17	事件后系统惯量对频率响应的影响.....	62
图 18	爱尔兰电力系统中140MW的快速频率响应 (来自电池组) 对系统频率的影响.....	64
图 19	风机快速频率响应的提供与恢复期.....	65
图 20	跟网型逆变器与构网型逆变器的对比.....	67
图 21	项目生命周期内电网导则的符合性试验	73
图 22	合格评定的总体方案	78
图 23	电力系统国际合作阶段	80
图 24	哥斯达黎加、萨尔瓦多、危地马拉、洪都拉斯、尼加拉瓜和巴拿马互联区域电力系统	88
图 25	所有接入区域输电网的发电厂应满足的无功容量最低要求	90
图 26	南亚区域合作联盟电网整合的发展阶段.....	92
图 27	考虑电网规模和VRE并网水平的电网导则制定指南	99

表格

表 1	制定、维护、修订电网导则的步骤	24
表 2	光伏系统中谐波电流畸变率限值	33
表 3	光伏系统谐波电压畸变率限值	33
表 4	部分国家的高电压穿越要求	52
表 5	基于惯量的快速频率响应及其他快速频率响应要求示例	66
表 6	欧盟电网导则	82
表 7	根据所接入的同步系统，四种类型的发电模块的容量阈值	82
表 8	欧盟电网导则中关于发电机并网的主要技术要求及其适用范围	83
表 9	欧盟电网导则关于发电机并网技术规定的参数设置要求	84
表 10	独立系统运营商/区域输电运营商适用的NERC标准	86
表 11	作为NERC可靠性标准区域差异示例，接入不同同步系统的发电机的频范围率要求和最短运行时间	87
表 12	IEC和IEEE关于电力系统及VRE并网的产品规范标准	93
表 13	电网导则中常引用的国际通信和电力系统设计标准	94
表 14	国际互联标准	94
表 15	部分系统的VRE占比	97
表 16	电力系统原型的选择	98

文本框

文本框 1	电网导则的目的是什么?	19
文本框 2	印度电网导则的法律地位	21
文本框 3	中国的VRE功率预测要求	35
文本框 4	中国与德国电网导则及IEEE标准对远程控制的规定	47
文本框 5	网络安全	49
文本框 6	风力发电场的网络安全	50
文本框 7	欧洲电网导则中有关需求侧灵活性的规定	55
文本框 8	岛国示例: 印度尼西亚和菲律宾	103

缩略语

AC	交流电	kV	千伏
AEMO	澳大利亚能源市场运营商	kW	千瓦
AGC	自动发电控制	LFSM-O	超频有限频率灵敏模式
AGIR	电网互联管理机构	LFSM-U	欠频有限频率灵敏模式
CCT	极限切除时间	LOM	断电
CEA	印度中央电力管理局	LVRT	低电压穿越
CHP	热电联产	MER	区域电力市场
CIP	关键基础设施保护	MW	兆瓦
CNC	并网导则	MWh	兆瓦时
CRIE	中美洲区域电力互联委员会	MW-s	兆瓦秒
DC	直流电	NERC	北美电力可靠性公司
DER	分布式电源	PFR	一次调频
DSO	配电系统运营商	p.u.	标么值
ENTSO-E	欧洲输电系统运营商网络	PV	光伏
ERC	电力监管委员会	RfG	发电机并网要求
ERCOT	德州电力可靠性委员会	RMER	区域电力市场监管规定
EU	欧盟	RoCoF	频率变化率
EU NC RfG	欧盟关于发电机并网要求的电网导则	RTO	区域输电运营商
EV	电动汽车	RTR	区域输电网
FFR	快速频率响应	SAARC	南亚区域合作联盟
FRT	故障穿越	SADC	南部非洲发展共同体
FSM	频率灵敏模式	SAPP	南部非洲电力联盟
GMS	大湄公河次区域	SCADA	数据采集与监控系统
HVDC	高压直流	SIR	同步惯量响应
HVRT	高电压穿越	SMGW	智能电表网关
Hz	赫兹	SNSP	非同步电源渗透率
IBR	基于逆变器的电源	THD	总谐波畸变率
IEC	国际电工委员会	TSI	系统总惯量
IEEE	电气与电子工程师学会	TSO	输电系统运营商
IPP	独立发电商	UFLS	低频减载
IRENA	国际可再生能源署	VRE	波动性可再生能源
ISO	独立系统运营商	WECC	美国西部电力协调委员会
kHz	千赫兹		

ES 执行摘要

本报告介绍高比例波动性可再生能源（VRE）——太阳能光伏（PV）、风能电力系统并网导则的最新发展和优秀实践。这是对2016年国际可再生能源署（IRENA）发布的报告——《扩大可再生能源规模：电网导则的作用》的更新，重点关注VRE并网技术和储能、电动汽车或灵活性负荷等关键支撑技术及其并网方面的最新进展与实践经验。

为满足日益增长的能源需求，淘汰目前排放污染的发电厂，推广清洁能源迫在眉睫。大型光伏电站和风电场已经在许多国家并网运行，其发电功率可满足这些国家的很大部分瞬时需求。愈来愈多的国家正力求用更多的VRE发电取代化石能源发电¹，并期望在本世纪中叶前基本实现**100%的可再生能源供电目标**。可再生能源，尤其是光伏，具备一项优势，即可接入低压电网并直接使用，这一点与负荷需求高度相关。从长远来看，可再生能源的成本也不高，可以生产便宜的电力。尽管风电远离负荷中心，但是可以通过输电线路进行输送。或者，利用储能技术就地存储，在用电高峰时或者根据系统运行需求释放。

可再生能源对系统运行方式的影响

传统电力系统主要由常规发电机组组成，即同步发电机组。其特点包括大容量、可集中调度、提供系统惯量、可向输电网注入大量电力，可通过输电网输送至负荷中心。然而，电力系统正在发生变化，优化的机组组合包括分布式的、距离用户更近的、去中心化运行的各种发电资产。大多数可再生能源发电技术只需要依赖一次能源就可发电，可再生能源发电技术是具有经济性的环保技术。**VRE电源**主要包括太阳能光伏和风力发电，现在技术已经成熟，预计未来装机容量将呈指数级增长，而且良好的政策、技术等生态环境会使这种发展趋势得以延续。然而受其特性影响，VRE会给系统运行带来挑战。**VRE具有波动性²、不确定性³、受资源位置约束⁴和基于逆变器⁵的特点**，正在替代常规同步发电技术，这将改变电力系统在故障下的动态行为。

1 参见<https://ukcop26.org/end-of-coal-in-sight-at-cop26/>。

2 由于依赖波动的一次能源，如太阳能和风能，因此不可调度，具有波动性。

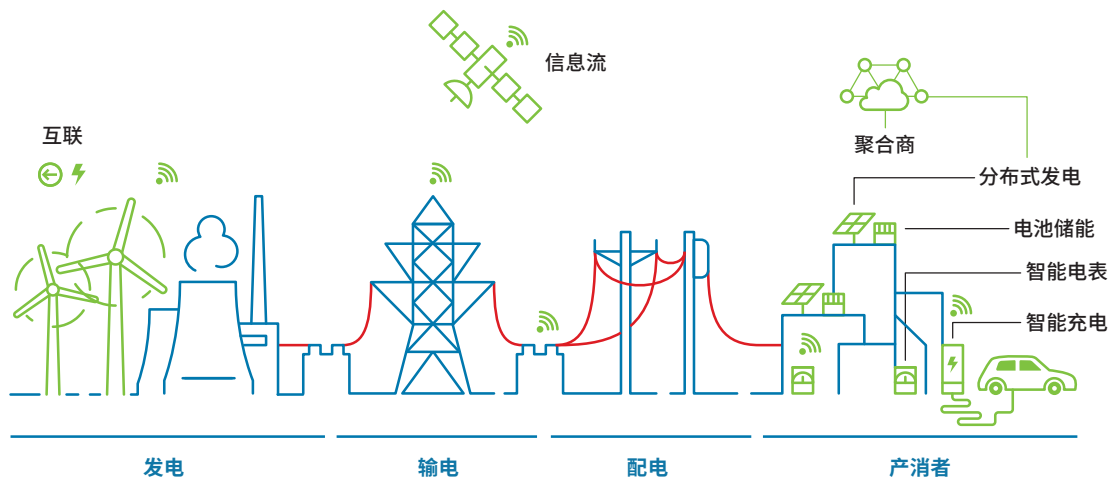
3 由于无法预见天气变化，预测值可能与实际发电值不同，所以具有不确定性。

4 位置受风力和日照条件的限制。

5 通过电力电子逆变器实现互联，因此也称为“基于逆变器的电源”。

此外，电力系统呈现三大趋势：**去中心化**、**数字化**和**终端用户电气化**。这些趋势将会推动电力系统向新的不同方向发展，同时还将会增加系统运行成本。系统运营商必须确保系统具有**灵活性**（能够适应频繁出现的供需不平衡情况）与**稳定性**（能够在出现任何突发事故后恢复供电）。

图 i 电力系统创新



随着电力系统运行的不断发展，我们需要改进监测，实现更好的可控制性，并实现不同发电机组之间的协调控制，明确这些机组的角色和在不同时段系统运行中需要承担的责任。不同的资产也意味着参与主体的多元化。例如独立发电商（IPP）拥有并运营可再生能源项目，监管机构负责监督审查，规划部门负责制定系统未来发展规划，系统运营商负责系统的实时监控与运行。只有制定出可靠的法规或原则，比如**电网导则**，去规范利益相关方的行为，才能做好不同参与者与不同资产之间的协调工作。

电网导则对不同参与方之间建立信任所发挥的作用

电网导则为电力系统的所有成员定义了技术规则和行为规范，包括发电机组、可调节负荷、储能和其他资产。通过实施这些导则，电网运营商就能对接入系统的资产不会危及供电安全抱有信心。制定电网导则是电力部门向私营开发商或新电厂运营商开放接入，使分布式VRE能有效并网的重要一环。并网导则具有多方面的作用，例如协调不同成员、提高透明度、增强电网安全性和可靠性、促进VRE并网。电网导则涉及市场、运行、规划和并网等电力系统的不同方面，为保持**系统平稳运行**，并在**电力系统成员之间建立信任**，提出必须遵守的技术规范。

图 ii 欧洲电网导则分类、功能及参与主体



注：HVDC=高压直流

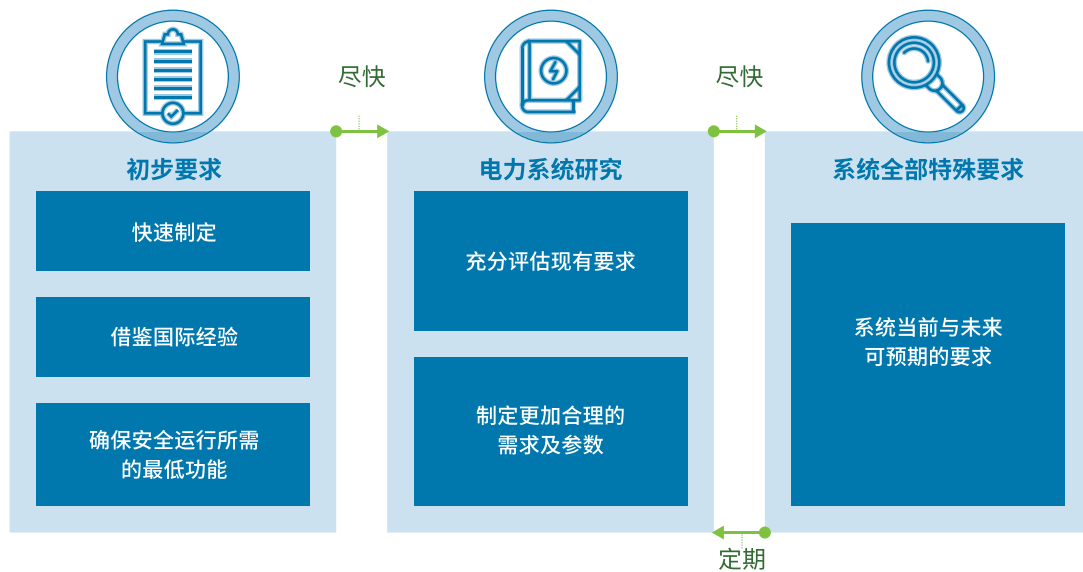
本报告重点关注**并网导则**，深入分析VRE接入电网时VRE发电厂及VRE新技术需要满足的最低技术要求，同时针对未来高比例VRE的并网需求，结合**去中心化、数字化和终端用户电气化**的转型趋势，总结电网导则发展的最新趋势（IRENA, 2019a）。

很多情况下，电网导则虽不完善但总比没有强

制定电网导则是所有利益相关方开始建立共识的一个过程。在这个过程中，通过技术研究确定系统的运行边界。为实现技术升级并兼容新趋势和商业模式，电网导则需要不断更新完善，一切**以对系统有利的行为**作为出发点。制定电网导则是电力部门向私营开发商或新电厂运营商开放接入，促使分布式VRE发电厂高效并网的重要一环。制定电网导则可借鉴国际经验。很多情况下，特别是经济状况允许可再生能源加快发展时，即使电网导则不完善，也比没有电网导则强。在这种情况下，需要加快制定电网导则。即使最初的电网导则并不能完全满足系统的需求，但可以确保新发电机组具备一些基本功能。此外，这也使得后续为满足新的系统要求而重新设置功能参数变得更为容易，成本也更低。应该特别注意的是，不应提出过高的技术要求，否则会导致成本增加，从而阻碍VRE发展。另一方面，要求太过宽松也会给系统运行带来风险。

电力系统向去中心化、数字化和电气化转型，需要电网导则与时俱进

图 iii 电网导则参数制定与修订过程



电网导则应该保持技术中立并与时俱进以满足系统需求

电网导则应尽可能保持**技术中立**，以避免对个别技术的发展应用造成技术壁垒，使用户能采用最经济有效的技术解决方案来满足各自需求和应用场景。如果系统要求随着时间的推移而改变，电网导则需要更新，**其升级成本不应该完全由现有电力用户承担，而应该通过协商合理分摊成本**。如果对现有设备的并网要求始终不变，而对新设备的要求更为严苛，这会阻碍更新和更先进的技术取代旧技术。另一方面，如果现有设备的并网要求不断变化，就会给投资造成极大的不确定性。因此，需要在这两个极端之间取得平衡。在一定程度上，应区别对待已有设备与新设备。然而，已有设备经过翻新也可被视为新设备。或者，在特殊情况下，也可以要求已有设备遵守新规则。

已制定电网导则的国家应对导则进行持续更新，根据规模与用户、互联情况、扩展规划、现有能力和VRE占比来调整要求。**接入低压配电系统的电源，越来越需要具有与大型发电机相同的技术要求。**

电网导则应有利于新技术安全接入电网

经过修订的电网导则包含**V2G服务**，以便充分发挥电动汽车的潜能。为此，电动汽车充电站需要满足逆变器的电气安全、电能质量、电压支撑、需求响应模式、防孤岛和电网适应性（比如故障穿越）等要求（Jones *et al.*, 2021）。最新的一些电网导则根据电动汽车的不同角色（V1G下视为负荷、V2G下视为电源）分别从需求侧并网导则和发电机并网技术要求的角度讨论电动汽车接入问题。

分布式电源 (DER) 在较低电压等级接入, 需要DSO提高电网运行能力以处理馈入电网的巨大发电量, 这将推动配电网相关的新电网导则的制定。欧盟成立了一个配电系统运营商实体 (欧盟DSO实体), 旨在“提高配电网运行效率, 加强配电网与TSO及欧洲输电系统运营商网络[ENTSO-E]的密切合作” (Meeus *et al.*, 2020)。

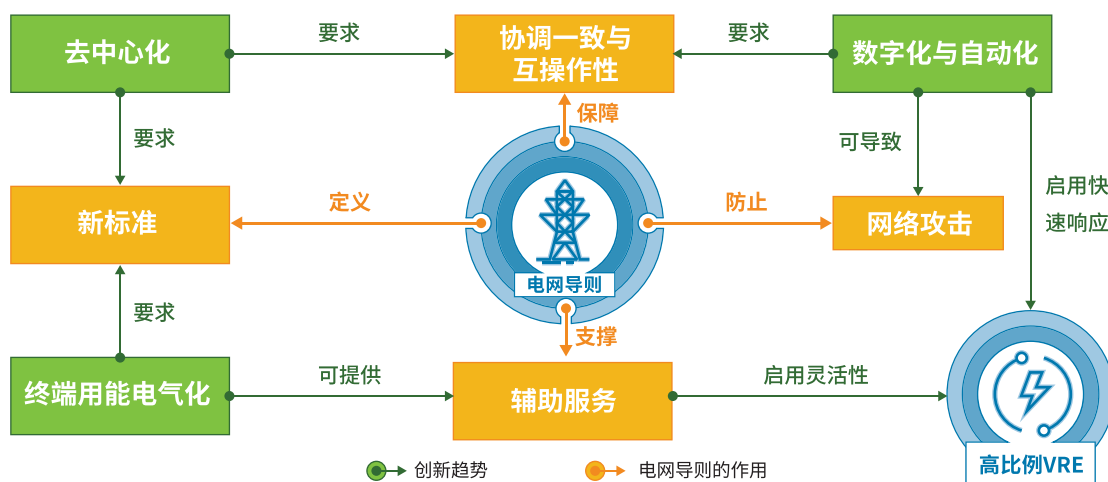
在欧洲和美国等国际最先进电网导则中均提到了**储能及其他消费者自发电设备的并网**, 这些规范对新的用户提出了特殊要求。例如, 比利时将储能作为发电设施, 其并网要求涉及频率、鲁棒性和低压穿越、电压稳定性、无功容量等方面。德国的低压分布式电源接入规范区分了用电、发电、储能和电动汽车充电设施等要求。

此外, 借助电网导则还能促进发电预测、通信接口与协议等关键支撑技术的应用, 以便优化对VRE电站的调度和采购服务。

电力系统转型中的并网导则

最早的电网导则规定了传统发电机组在正常运行期间和突发事故情况下应保持的**频率和电压范围**。多年来, 电网导则几经演变, 规定了VRE发电厂在故障和突发事故下的性能。最近对电网导则做出的修订, 提到了转动惯量下降问题, 通常由同步发电机转子和频率变化率 (RoCoF) 引起。VRE并网后, 系统转动惯量下降, 频率变化率增大。频率变化率指事故发生后频率变化的比例, 是能触发系统保护装置的状态量。因此, 应研究更新的约束条件和运行边界、运行措施和创新机制, 以应对转动惯量的下降和非同步电源渗透率的升高。**对于未来有望实现接近100%可再生能源供电目标的系统, 需要通过电网导则突出构网型逆变器的使用及发挥的作用, 并强调VRE参与系统黑启动。**

图 iv 电网导则与创新趋势



电网导则对**辅助服务**进行了规定。辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，由电网中的在运资产提供的服务。在一些电力系统中，VRE提供快速频率响应等辅助服务，并在可控条件下提供无功功率和频率调节支持。此外，电网导则还规定了参与调控的VRE机组类型，以及VRE机组功率降低和爬坡过程的控制要求。

基于互联网的实时通信已成为电力系统运行、控制和监测的必要手段。因此，**网络安全**也变得至关重要。为提高系统运行能力，人们越来越依赖动态数据通信、人工智能和机器学习等技术。这使得通信信道容易受到网络攻击，从而影响电力系统和能源市场运行的稳定性以及电网可靠性。目前，电网导则正在向推荐性标准和增强电力系统网络安全的方向发展，同时确保协调一致和互操作性。欧洲正在制定关于能源安全框架的法律法规（电力法规[欧盟法规2019/943]）。在美国，北美电力可靠性公司（NERC）制定的关键基础设施保护标准（CIP），适用于大规模电网，涵盖了电网安全的不同方面，如设备分类、脆弱性评估等。

确保电网导则符合性是关键

电网导则符合性是对所有新发电机组并网施行的强制性要求。应尽可能为各类设备和设施制定规划、研发、安装和运行方面的要求。**制定电网导则符合性规则需要所有利益相关方达成共识，因为电网导则的有效施行，本质上是设备制造商、项目开发商和电力系统运营商合作努力的结果。**

国际标准化和区域电网导则将促进设备制造商共享灵活性和扩大规模经济

在区域范围内，电网导则的目的是促进电力交易，增强区域市场竞争力。例如，美国与欧盟侧重于区域市场运行安全和系统稳定，并协调TSO。协调一致的要求有助于促进区域灵活性共享，从而促进能源转型取得成功。此外，还能促进区域市场公平竞争，从而提高市场效率，降低能源消费价格。因为每个系统对于技术参数的接受范围不同，所以很难实现参数**兼容和互操作性**，但**发电机并网要求和IEEE标准可以指导TSO设置参数运行范围。**

针对**小岛地区**，为该区域内的国家制定统一的电网导则，并将具体的参数设置权限交给本地运营商，有助于技术进步。统一的电网导则也可使小岛国家获得VRE显著的成本优势。如果这一模式取得成功，则可以利用这一宝贵经验，指导类似**太平洋岛屿及加勒比等地区未来制定国际统一的岛屿电网导则。**

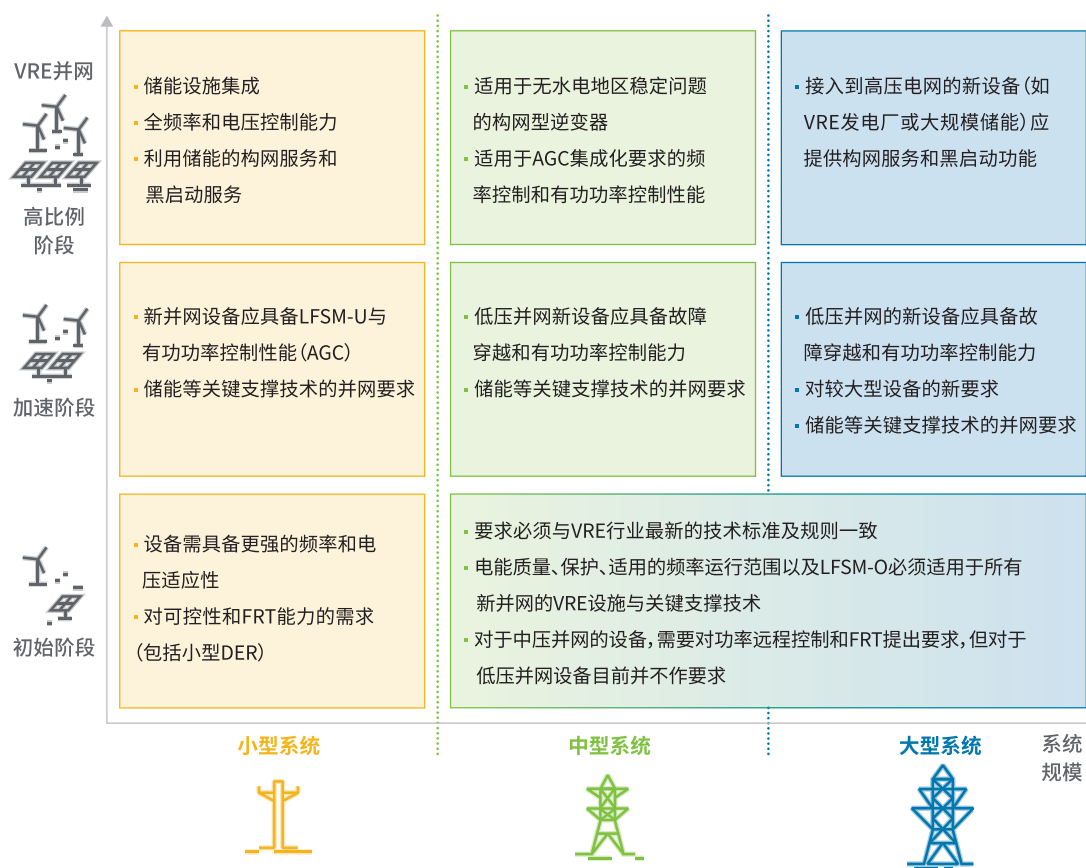
由于适用于更大区域的电网导则无法细致考虑每个电力系统的特性，因此各个国家有必要根据各自情况**定制化**执行国际或区域电网导则的相关要求。国际设备标准和电网导则之间的协调仍然是一个重要问题。本报告讨论了世界不同地区为实现互利而推进电力互联和跨境电力交易所做的工作，并为**制定区域电网导则**提供建议。本报告还整理了与电力系统和VRE并网相关的IEC和IEEE产品规范标准。

根据不同国家/不同电力系统的实际情况定制化调整并网导则的要求

VRE并网水平和电力系统类型的差异也会导致并网导则的要求有所不同。对电力系统进行分类会有一些难度，但也可以实现。为了给发展中国家制定电网导则提供更多典型案例，为他们制定有助于扩大VRE规模的电网导则提供更多指导，本报告将电力系统按规模分为大、中、小三类，同时考虑其与邻国电力系统是弱互联还是无互联。

图v描绘了按两个维度分类的电力系统技术要求：a) VRE发电的预期渗透率；b) 系统规模。

图 v 考虑电网规模和VRE并网水平的电网导则制定指南



注: AGC: 自动发电控制; DER: 分布式电源; FRT: 故障穿越; LFSM-O: 超频有限频率灵敏模式; LFSM-U: 欠频有限频率灵敏模式; VRE: 波动性可再生能源

对于互联水平高而且水力发电占比较高的系统，需要替代的化石燃料发电量少，发展VRE的困难也较小。因此，本报告不讨论这些系统。

对于拥有**大规模或中等规模电网**且几乎没有VRE的国家，在开始时不应制定宽松的并网要求。并网导则应该参考VRE行业最新的技术标准，因为这些技术标准已经吸收了VRE并网规模较大国家的先进经验。哥伦比亚就提供了很好的范例。哥伦比亚在起初推进VRE并网时，通过研究电网运行，确定合适的并网点和输电需求，分析不同的策略如引入日间市场、平衡系统服务、改进发电预测、优化调度计划和备用容量等。**小型电网**需要承受比大型电网更大程度的频率和电压波动。接入低压电网的小容量分布式电源，也需要具备可控性和故障穿越能力。

为**促进VRE**并网，应该将故障穿越和有功功率控制的要求扩展到新的小容量并网设备，而这些要求以前只适用于大容量设备。没有接入灵活的非波动性可再生能源的小型电网需要对所有规模的用户设施提出严格要求。在水电装机减少的情况下，如果VRE远离负荷中心，系统会出现电压稳定问题。解决办法是为新能源接入弱电网（低短路比）设计VRE控制策略和加强输电能力。澳大利亚系统运营商要求电力系统维持一定强度，要求输电服务供应商确保这种强度要求，输电服务供应商转而可能会要求本地区的VRE提供这种强度，或通过扩建输电设施来达到这种强度要求。

在促进**高比例VRE并网**的过程中，与较小型电网相比，大型电网的转型需要更多的时间和努力。需要VRE电厂提供构网服务并具备黑启动能力，同时电网导则需要明确大规模储能接入的规模及相关技术要求。对于希望接入高比例VRE的中型电网，电网导则必须通过设置频率灵敏模式（FSM）来提升频率控制能力，同时通过规定AGC并网来提升对有功功率的控制能力。电网导则还应明确支持支撑技术的推广应用。在小型电网中，需要储能设施提升VRE的年平均发电量占比。电网导则需要规定储能电站完全具备电压和频率控制能力，依靠这些能力提供黑启动及构网服务。

在制定和实施电网导则时，加强国际合作与经验交流也很重要。为促进经验交流和信息共享，IRENA发起了多边沟通平台，针对VRE并网的最佳实践开展针对性对话，促进相关领域的国际标准化进程。

制定电网导则应加强国际合作与经验交流

01 电网导则的制定



本章要点:

- › 电网导则涉及电力系统的市场、运行、规划、并网等诸多方面。本报告主要阐述并网导则，规定获准接入电网的所有发电厂需满足的最低技术要求。
- › 制定电网导则是所有利益相关方开始建立共识的一个过程。不同利益相关方根据机构设置，在这一过程中发挥不同作用，并通过技术研究，来确定系统的技术限制以及面向未来的最具成本效益的解决方案。
- › 制定电网导则是电力部门向私营开发商或新电厂运营商开放的重要一步，并将对分布式VRE发电厂顺利并网起到促进作用。
- › 电网导则有多方面的作用，包括协调不同成员、提高透明度、增强电网安全性和可靠性、促进VRE并网等。
- › 电力行业转型，将加速提高电力系统的数字化、去中心化和终端用户电气化水平，也是促进电网导则修订和演进的驱动因素。
- › 为实现技术升级、兼容新趋势和商业模式，电网导则需要不断更新和完善。为确保这个过程的有效和顺利，需要不同利益相关方广泛参与。
- › 电网导则是能源政策的关键组成部分。电网导则需考虑VRE达到规划占比时的系统安全要求。同样，能源政策中确定VRE目标占比时，也应考虑到现有及未来的电网导则要求。

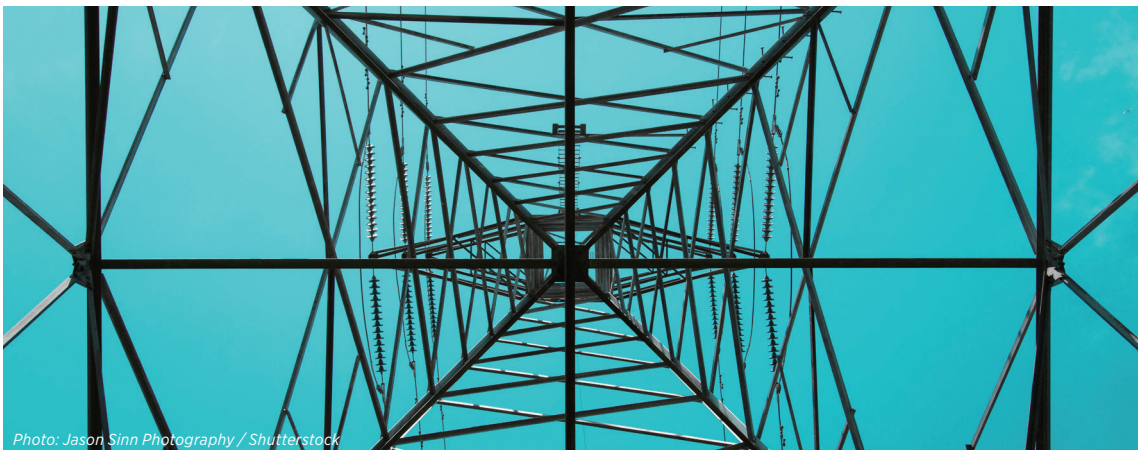


Photo: Jason Sinn Photography / Shutterstock

针对电力系统及能源市场的运行，电网导则规范相关参与方的行为，并规定相应的责任范围。电网导则由电力系统运营商及监管机构与其他利益相关方协商后制定和维护，具有法律效力，需强制遵守。电网导则使得系统运营商、发电厂、供应方和用户在同一框架下、并在各自职责范围内有效地互动和运作，保证了电力系统运行稳定和供应安全，也促进了电力市场的良好运行。

本章是关于电网导则范围的概述。第一节介绍不同类型电网导则的作用，电网导则的目的与功能，以及本报告的侧重点。后续部分依次介绍电网导则与能源政策的关系、电力行业转型的趋势，以及电网导则的制定与修订规划。

1.1 电网导则在电力系统监管中的作用

电网导则对电力系统的不同方面加以规范，并相应采用不同的名称。例如，欧洲（欧盟[EU]层面）电网导则包括并网导则、运行导则与市场导则。电网导则可以体现出利益相关方的互动情况和设置的电力系统组织架构，因此不同管辖范围内的电网导则结构也不尽相同。例如，对于垂直一体化结构的电力公司，由于其长期行为受到监管，因此可能没有制定电力系统规划导则。同样地，用于规定不同参与者访问电表数据行为的计量导则，可能也不适用于垂直一体化系统。

又如，墨西哥电网导则除了并网导则和运行导则之外，还包括规划导则（Comisión Reguladora de Energía, 2016）。西澳大利亚州电力系统也包括计量导则（Western Australia Government, 2012）。德州电力可靠性委员会（ERCOT）制定了《节点协议》，类似于电网和市场导则、规划指南、运行指南以及其他约束性文件的集合。

《欧盟电网导则》是电网导则体系文件中的杰出示例，由互补的八个文件组成，共分为市场导则、运行导则和并网导则（图1）。

- 市场导则为区域（即多个国家）市场运行提供指导方针和规则，包括基本市场机制和/或电力平衡、容量分配、阻塞管理的通用条件。
- 运行导则为电力系统运行、紧急状态与恢复过程提供规则。
- 并网导则对发电厂和高压直流输电设备的接入提出技术要求，对用户侧需求响应服务也提出了相应要求，同时还规定了保证并网规范贯彻执行情况的综合管理方法。

并非电力部门的各利益相关方都直接受所有导则的影响。下图列出了受相应导则约束的主要利益相关方。

图1 欧洲电网导则的分类、功能及参与主体



本报告主要阐述并网导则，特别是VRE发电厂，以及有助于VRE接入的其他发电厂和设备的并网要求。此外，本报告还简要讨论了辅助服务市场的考虑因素，以及协调与标准化工作。

风能与太阳能光伏是最主要的VRE技术。并网导则规定了所有这样的发电厂接入电网需要满足的最低技术要求。因此，这些技术要求的设计必须确保电力系统在高比例VRE接入情况下的安全与稳定。技术要求设计的不当或不全面会增加计划外停电（断电）及发生其他电网事故的风险，给电网和发电厂企业（以及用户）造成不必要的支出，也可能影响必要的投资，导致系统不能实现VRE渗透率目标。通过为VRE发电厂制定适当的规则，VRE电网导则可提高国家和区域可再生能源接入政策的有效性。

VRE发电的技术影响

VRE发电的一些重要特点不同于火电或包含水库的水电等传统发电。

由于天气不稳定，**波动性发电出力**给电力系统的供需平衡带来更大挑战。传统电源的设计只考虑应对负荷需求的变化，发电侧增加的波动性对系统灵活性提出了更高要求，目前可以通过传统发电厂灵活性改造、开展需求侧响应、加装储能、促进不同能源的综合利用（多能耦合）以及增强跨区输电能力建设（IRENA, 2018a）等措施来提升系统灵活性。

VRE技术的不确定性。降低系统灵活性需求的方法有：应用先进的天气预报技术，可以更好地应对天气的不确定性；接受VRE合理弃电，从而避免为满足每年仅会出现几个小时的VRE发电峰值需求而设计系统。

大容量传统发电来自大型发电站，而VRE发电主要来自与较低电压等级的输电网甚至配电网相连的**小型发电设施**。因为单个机组的影响有限，分布式发电机的有限调控能力在低渗透率下是可以接受的，从经济上来说也是可取的（较为便宜的设备普及技术更快）。但分布式发电容量占比很大时，其有限的调控能力就成了问题。同时，当分布式发电厂接入较低电压等级时，DSO需要提高配电网的运行能力（涉及系统规划/扩容，监控和可视性，以及可控性），才能应对系统内大量的功率馈入。例如，欧盟成立了一个配电系统运营商实体（EU DSOs），旨在加强与输电系统运营商（TSOs）及欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）的密切合作，提高配电网效率。此外，欧洲配电系统运营商网络参与制定和推广与配电网相关的新电网导则（Meeus *et al.*, 2020）。

所有太阳能光伏和风电机组都基于**电力电子逆变器**。这些逆变器与传统发电厂中使用的同步发电机有着不同的技术特性，同步机与电网具有固定的机电连接，而VRE本身不具备类似同步机的发电特性。系统运营商必须详细制定逆变器或此类设备的行为要求并在电网导则中加以规范，并由项目开发商、发电厂和逆变器制造商合作实施，对于他们来说，这些要求通常代表重要的设计因素。相关方之间的合作已使 VRE 发电厂具备提供这些服务的能力：无功电压控制、在阻塞或高频事件期间降低有功功率，以及在故障期间提供电压支持等。

文本框 1 电网导则的目的是什么？

并网导则规定了所有电厂接入电网所必须满足的最低技术要求。电网导则协调电力系统中不同监管框架下的各个独立参与者。在许多电力系统中，众多不同的独立参与者需要基于规则有效开展合作，以达到共同的目标。制定电网导则就是为了提供这些规则，并定期更新，以反映和促进其管辖范围内系统的技术及运行能力的发展。

无论电力系统是由特定运营商还是由垂直一体化的电力公司运营和监督，作为技术法规，电网导则可以规范电网接入和用户运行，通过制定适用于所有人和满足未来技术需求的技术规则，提高透明度，做到公平公正。如果电力部门放松管制，向私营开发商或新电厂运营商开放接入，使分布式VRE能有效并网，那么制定电网导则就是重要一环。区域电网导则对区域电力市场发展具有重要的支持作用。

并网导则功能

发电厂与其他电网用户的并网技术要求必须要能保证供电的持续可靠性、安全性和质量。例如，要求发电厂具有足够的鲁棒性及抗干扰能力，以及在某些情况下提供辅助服务的能力。其他电力用户或设备，如电池储能系统、产消者（如带有屋顶光伏用户），以及其他可能有不同需求的用户，其并网需要具备的能力要求也有所不同。对于电网导则所述的给定任务，解决方案应该尽可能保持技术中立。

多种分布式发电机组（及其他电力设备）的规模和技术特性存在差异，使得难以寻找到合适的并网方案。这些技术要求需要兼顾技术必要性和经济可行性。并网导则根据这些设备的并网电压等级和/或并网的最大功率容量以及并网点接口（例如，是否基于逆变器）的不同，通过制定不同的技术要求来解决。

例如，在大多数电网导则中，根据并网的电压等级或设备规模（功率容量）的不同，在故障期间提供无功电流的要求也不同。在输电网层面，电力故障期间电压突降和电压突升会对许多电力用户产生严重影响，所以要求连接到输电网的VRE发电机，在故障期间提供无功电流来支撑电压，减少故障的影响。另一方面，对于连接到低压配电网的VRE发电机，如果要求其具备同样的行为特性，通常不会带来什么好处，因此目前不作要求。但随着未来分布式发电占比的提高，未来的技术要求可能会改变。从系统稳定性的角度来看，仍然希望连接到低压配电网的VRE电厂在电网故障时至少保持运行，并且当电网电压在故障后恢复时，它们的功率输出应立即恢复。

电网导则还需要考虑的是，同步发电机、基于逆变器的VRE发电机和储能系统，以及提供灵活性的异构聚合设备（如混合发电厂或虚拟电厂）之间的技术能力存在差异。由于接入现有电力系统的不同电网用户的技术水平不同，他们的并网要求有时需要单独写入电网导则的特定技术文件中。然而，在电网导则中，为了保证不同市场参与者能够公平竞争，最常用的方法就是统一各项要求，并尽可能保持技术中立。

电力系统需求随着系统发展而不断变化，电网导则需每隔几年更新一次，以反映电力系统对技术和经济可行的新要求，避免对系统安全和可靠性造成不可接受的风险，保障电力系统持续转型。电力系统向高比例新能源转型与能源政策驱动相关，这也是电网导则与能源政策相互作用的结果。原则上，电网导则，特别是并网导则，应该面向未来，并保持高瞻远瞩。需要规划投资周期、设计符合需要的产品等，这对整个行业来说也很重要。

1.2 电网导则与能源政策的相关性

能源政策为各国协调其能源需求提供了框架。它受到描述预期和要求的长远发展路线图的指导，包括能源消费的发展与不同能源的利用。能源政策可以使用竞争性市场条件豁免、战略性税收和补贴作为实现预期发展的工具。落实能源政策的法律性文件通常不规定详细的技术要求，而是将导则制定工作委托给其他机构。负责制定电网导则要求的机构因国家而异，可以是TSO，也可以是电力行业协会。各国电网导则都有自己特定的法律地位。通过法律授权将电网导则用作电网运行必须遵守的约束性原则，使电网导则具有规范效力。

文本框 2 印度电网导则的法律地位

在印度，电力监管委员会（ERCs）制定的电网导则以及中央电力管理局（CEA）制定的《并网技术标准》具有法规性质，也就是从属立法。事实上，《电力法》本身就提到了这些规定。

2003年《电力法》规定，中央电力监管委员会（Central ERC）或CEA制定的每项法规必须提交给议会两院，议会可以自由修改任何部分（尽管迄今为止这一情况从未在中央层面发生过）。

可再生能源政策是国家能源政策的基本组成部分，如规划电力系统中可再生能源的具体占比目标。为实现这些目标，能源政策会提供相应的投资激励政策，如通常采用风电、太阳能光伏上网电价和补贴的方法，还有其他一些常见方法，如净计量方案、竞价机制（IRENA, 2020）等。VRE电网导则为VRE发电厂接入电网提供技术规定，减少能源政策目标实现过程中的技术障碍，保障电力系统稳定与安全。

除其他因素外，电网导则必需的技术要求取决于电力系统中VRE的渗透率水平。因此，电网导则与一个国家的能源政策密切相关，需要协调技术要求与预期的VRE目标占比，并参与更大的区域电网互联。电网导则必须考虑VRE渗透率目标下的系统安全要求。在能源政策中，确定VRE渗透率目标时，也应考虑现有及未来的电网导则规定。正如立法部门需要计划好何时通过能源法案一样，电网导则工作组也需要对电网导则的起草做好计划并展望未来要求，以提供稳定、可预测的监管环境，以便达到预期的投资水平。不合理的技术要求会阻碍VRE渗透率目标的实现，或者影响供电安全，而频繁改动技术要求也会增加投资的不确定性，从而阻碍投资。

虽然必须避免过于频繁地修改电网导则要求，但形势变化不断，更新不及时也会出现问题。VRE的兴起、储能的快速部署和需求响应的增加，正在以很多其他方式推动能源行业快速转型，都对电网导则产生着各种影响，下一节将简要讨论。

1.3 电力行业转型

图2列出了推动当今电力系统转型的主要范式变化。这些趋势不仅呼吁电网导则的出台，而且继续影响其技术内容。除这些转变之外，电力系统的社会经济结构也将发生转变，例如电力系统要素的分布式所有权越来越多（IRENA, 2020a）。

三个相互关联的趋势说明电力行业正在进行的转型：去中心化、数字化、终端用户电气化（IRENA, 2019a）。

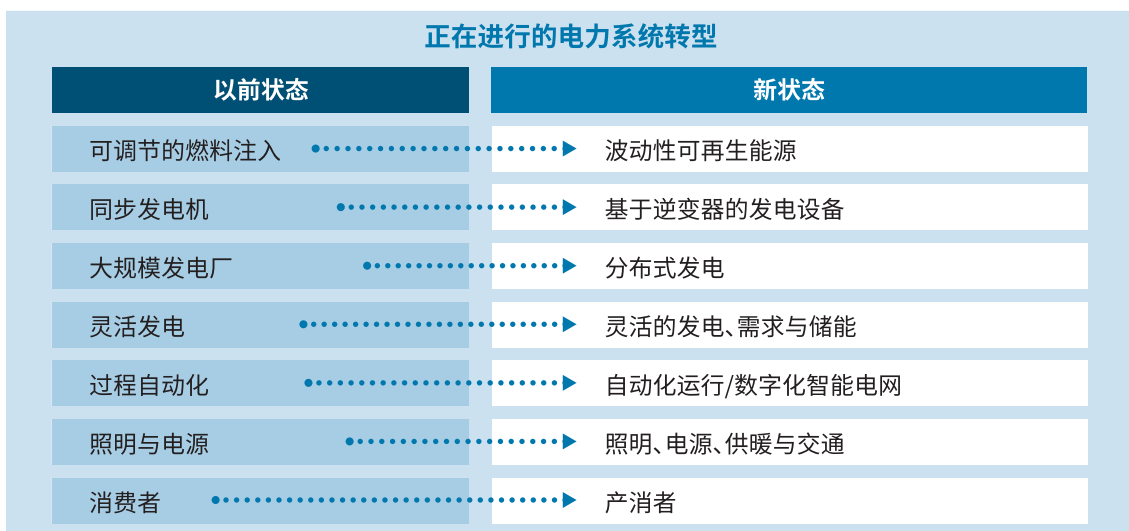
去中心化

去中心化是指随着VRE渗透率的增加，大量新增发电容量并入配电网，同时，其他分布式电源（如电池、电动汽车充电设施等）也并入配电网。处理并网接入不再只是 TSO 的任务；即使是最小的 DSO 也可能不得不将并网纳入其工作流程。电网导则规定的技术要求需要覆盖最低电压等级。

由于分布式发电厂通常部署在用户侧，去中心化也模糊了发电厂与用户在并网方面的区别（以及各自在电网导则中的定义）。电网导则在规定相关要求时，逐渐不再区分并网设备究竟属于用户还是发电厂。储能应用的不断增加和需求侧资源灵活性的释放使得其更为必要。

随着配电系统发电容量及灵活性不断增加，去中心化迎来了新的挑战 and 机遇。挑战方面包括监控和管理配电系统的运行状态以避免运行越限，以及为应对未来使用电网资产时面临的高可变性和高不确定性而进行有效的规划和投资。机遇方面包括利用新的灵活性实现电网资产更有效地利用，延缓加强电网的建设投资，以及未来提供系统服务的可能。此外，智能数字控制系统的应用，也为应对挑战、利用机遇提供了可能。

图 2 电力系统技术转型趋势



数字化与自动化

由于分布式发电厂（及其他分布式电源）规模小、数量多，制造商和业主均不能合理地雇用人力有效监测、监督各个机组。幸运的是，数字通信基础设施正在全球范围内部署，上述问题迎刃而解。现代风能变流器、太阳能光伏逆变器、电池控制器和用能设备均配备数字通信接口，使用户可以查看设备状态并跟踪监测性能。这些接口很容易连接到用户站点以外的数据网络，实现远程监督和有限的远程维护（例如安装软件更新）。

软硬件解耦是数字化的一个重要组成部分。这不仅关系到通信设备，也关系到电力设备本身。基于逆变器的发电设备动作行为的可编程性远高于同步发电机。例如，对电压或频率干扰的响应几乎完全取决于控制器软件，因此可以相对容易地更改，只要一次能源条件允许即可。而大部分同步发电机的固有参数很难修改。

如果电力硬件设施可以通过远程监控接口访问，那么相应的通信软件必须足够安全，以防未经授权的访问。软件必须要能随时更新，堵住新发现的安全漏洞，否则，编程错误和恶意干扰都会成为电力系统安全隐患。由于软件更新功能实际上是一个潜在的攻击载体，无论是在发送端还是在接收端，也都必须确保安全，防止未经授权的第三方干扰。除了防止恶意行为，还需要具备能够检测被破坏组件的程序。网络安全是数字化的主要挑战之一。

目前正在制定关于能源网络安全框架的电网导则（Electricity Regulation [Regulation (EU) 2019/943]），同时智能电网工作组发布了一份报告，为最大限度地降低数字化风险提供了建议。

隐私保护是另一大挑战。小规模分布式电源一般安装在用户侧，因而任何监测或监督都有可能提供有关当地消费模式的信息，从中可以推出有关用户的用电行为习惯，这种泄露用户隐私信息的行为并不可取，因此必须详细设计聚合流程，控制对用户级数据的恶意访问。设计智能计量基础设施并推出其应用时，隐私保护是需要考虑的因素之一。在德国等国家，智能电表的通信设备也可作为通信节点，管理系统运营商和本地安装的分布式电源之间的安全通信。

终端用户电气化

出于安全和隐私的原因，对用户侧可控资源进行统一利用是比较可取的。这也变得越来越重要，因为越来越多的资源可以用来进行灵活性调节。家庭自动化系统、灵活供暖、通风、空调设备、电池储能、热泵和微型热电联产发电机都能提供一定的灵活性，可用于运行优化。电动汽车并网预计将会带来更大的灵活性，将终端用户的灵活性与电力系统的运行和控制相结合是目前研发的重点。

所述的终端用户电气化通过两种方式促进VRE并网：一是鼓励本地VRE发电设备参与就地的能源优化，二是为系统运营商提供灵活性，提升整个系统中VRE高比例消纳。并网导则旨在通过规定用户设备并网必须满足的要求，以实现上述目的。

由于电网导则必须适应复杂且部分冲突的目标，因此任何电网导则都需要利益相关者广泛参与导则的系统化编写和修订过程。下一节概述了该过程的主要流程，可以在大多数国家或地区实施。

1.4 电网导则制定与修订流程

表 1 分五个步骤描述了编制电网导则的初始流程。随后在步骤 6 到 10 中描述了通过更新和修订来维护电网导则的过程。

表 1 制定、维护、修订电网导则的步骤

步骤	任务	参与者
1 编制电网导则依据的政策规定	<ul style="list-style-type: none"> · 定义范围和适用性 · 规定要求完成的日期 · 委任负责编写的主要机构 	政策制定部门
2 成立工作小组、委任主要负责人	<ul style="list-style-type: none"> · 定义团队内部形成共识和决策的流程 · 形成大纲初稿 · 向工作组成员分配任务 · 例会的时间及安排 	领导机构 (例如系统运营商, 如 TSO或DSO)
3 电网导则起草阶段	<ul style="list-style-type: none"> · 结构化创建草案部分, 由整个工作组进行审查 · 需要确定技术参数时主管成员开展研究 (主要是动态特性/稳定性研究) · 基于已有决策程序对所有章节进行审定 	由TSO、DSO、设备所有者、原始设备制造商、项目开发商、监管机构、用户、研究人员的代表组成的工作组
4 工作组以外的磋商	<ul style="list-style-type: none"> · 计及管理过程 · 公开发布电网导则草案并征求意见 · 收集并落实反馈意见 · 处理工作组内部意见 	向所有利益相关者征集修订意见, 工作组修改和定稿文件
5 生效	<ul style="list-style-type: none"> · 经有关部门批准 	监管机构或国家行政机构

● 电网规范制定 ● 电网规范修订

步骤	任务	参与者
6 电网导则效果评价与改进分析 (可持续进行, 而非限定在特定工作阶段/步骤)	<ul style="list-style-type: none"> · 实施经验评价: · 哪些要求不再合适? · 哪里要求需要更改或添加新规则? · 工作组的设置和责任结构是否存在需要改进的薄弱环节? · 持续评估国际电网导则制定和最佳实践 	工作组或其他政策制定者指定的委员会
7 工作组重组	<ul style="list-style-type: none"> · 如不需要进行重大调整, 以前的工作组可以继续 	工作组
8 电网导则修订过程	<ul style="list-style-type: none"> · 针对发现的差距和问题, 进行改进 · 适应技术发展和新系统研发目标 	工作组
9 工作组以外的磋商	<ul style="list-style-type: none"> · 公开发布电网导则草案并征求意见 · 收集并落实反馈意见 · 处理工作组内部意见 	向所有利益相关者征集修订意见, 工作组修改和定稿文件
10 生效	<ul style="list-style-type: none"> · 经有关部门批准 	主管机关或国家行政机关或有关部门

● 电网导则制定 ● 电网导则修订

负责电网导则起草、批准和修订过程等各个阶段的利益相关方可能有所不同，这主要取决于各个国家的机构设置以及电力部门的拆分程度。例如，澳大利亚监管机构编写和维护电网导则时，电网运营商在技术要求部分为监管机构提供技术支持。在乌拉圭，虽然尚未完全执行，但根据现行规定，也采取相同的电网导则制定程序，同时为了确保并网条件不会影响能源政策目标，还需要向工业、能源和矿业部征求技术性意见。印度也是如此，从2003年起，由监管机构负责编写电网导则，而之前是则由TSO在监管机构要求下编写电网导则，并经监管机构批准生效。

关于电网导则的起草过程，事实证明，最好由各相关方利益代表组成工作组而不是由某个单独的利益相关方负责撰写第一版草案，因为没有任何一个利益相关方能够深入了解所有相关技术细节。尽早让所有利益相关方参与进来，可以缩短反馈环节，提高草案质量，缩短征求公众意见和最终批准的时间间隔。而且，这样形成的技术要求更有助于VRE渗透率预期政策目标的达成，因为这种方法鼓励重要利益相关方在起草过程中做出贡献，比如：

- 本国电力系统的专业知识，包括现有电网以及传统电厂和可再生能源发电场站的所有信息
- 了解VRE接入电网的挑战以及其他国家在电网导则方面的经验
- 开展仿真与稳定性研究，评估不同的电网导则要求对本国电力系统的影响，包括对未来VRE占比目标的影响
- 对不同电网导则要求进行成本效益分析，平衡实施成本与系统可靠性效益和更高的VRE渗透率之间的关系
- 电力系统基础设施长期规划，包括提前20年规划可再生能源发展目标。

电网导则可以针对不同的电网用户分别制定和实施（如每个主要电压等级都有单独的并网导则），为确保各导则之间的系统性，建议全面协调各工作组，允许工作组成员的合理重叠。

在编制VRE电网导则时，还需要考虑基于地区、国家或区域的电网运行差异，例如（Ackermann, Schierhorn and Martensen, 2017）：

- 在负荷高峰期间供电的VRE发电厂规模
- VRE互联（无论是孤岛运行还是接入主电网）
- 电网预留给VRE的备用容量
- 现有和规划的VRE容量
- 电网中现有的传统电源对VRE并网的支撑能力
- VRE的技术水平（取决于所采用的技术和电网架构）

电网导则的修订

与任何监管文件一样，电网导则需要不断适应环境的变化，例如设备的新技术能力或新的运行实践，以及不同类型电源的渗透率变化。VRE的政策目标也可能改变。应当评估现有规则的有效性与充分性，以便纠正错误和弥补疏漏。

可能导致必须修改电网导则而且特别具有挑战性的是电网导则符合性的执行和验证。需要依靠大量的经验并不断调整，才能实现合理有效、可靠的符合性验证，这意味着需要时间进行适当评估。例如，德国基于认证的符合性验证流程，是经过了十几年不断完善的结果。

电网导则修订的合理周期取决于VRE并网的速度。例如，丹麦于1999年采用了第一部风力发电场并网导则，随后在2004年、2010年和2015年分别进行了重大修订。印度第一部电网导则于1999年获得批准，于2010年完成了第一次重大修订，在2021/22年又完成新一轮修订。如果电网导则修订得太过频繁，可能导致建设方和制造商很难满足不断变化的要求。如果修订周期过长，可能导致要求无法及时更新，不利于电力系统的稳定发展和运行。

编写电网导则，验证发电厂是否符合并网要求，执行和修订电网导则，这些均需要投入时间、人力和专业知识。**各国可以努力在发电厂测试与认证等领域集中力量来推进这些工作。在讨论电网导则的符合性管理和国际合作之前，有必要深入了解并网的技术要求。**这是后续三个章节的主题。



Photo: fuyu liu / Shutterstock

02 电网导则的技术要求

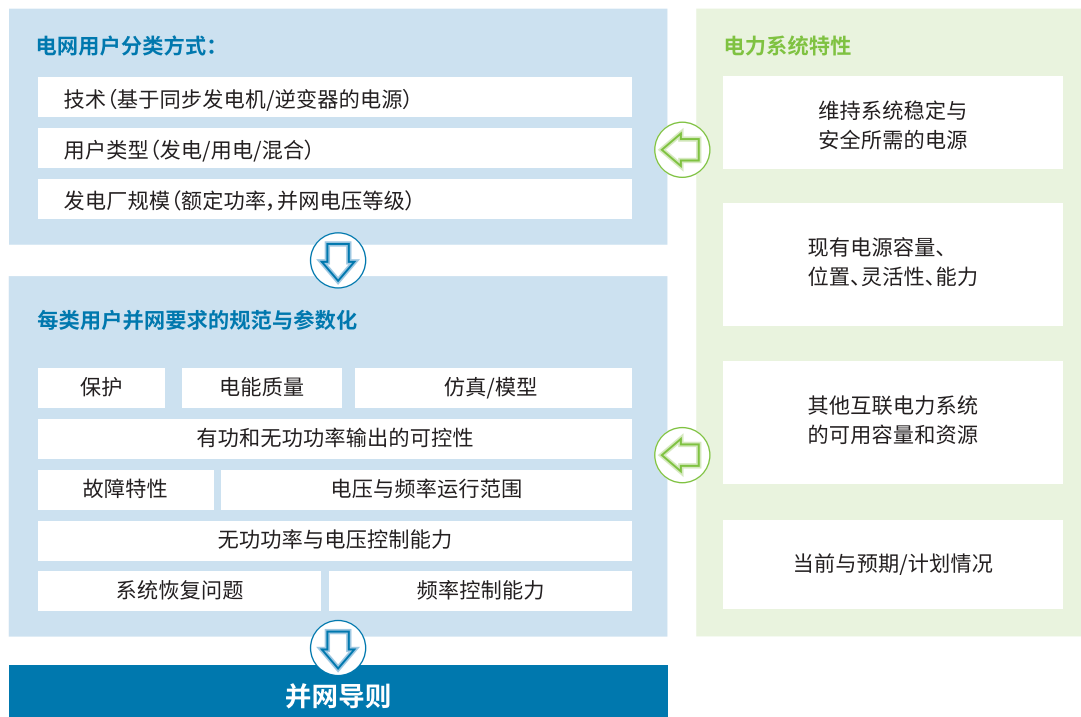


本章要点：

- › 根据每个系统的特点（当前的规模、互联情况、孤岛/孤立运行、扩建计划、能力）制定的电网导则，可以为VRE接入电网及系统稳定运行提供适当的技术要求。
- › 制定电网导则时可借鉴国际经验，应反映当前系统的充裕度以及当前和未来发展场景的需求。可开展动态稳定性研究，评估未来电网状态可能发生的显著变化。
- › 在制定技术要求时，最常见的方法是在电网导则中尽可能保持技术中立，为市场上的不同参与者提供公平竞争的环境。
- › 技术要求在不断发展，以适应VRE高比例接入。电网导则中的技术要求需要涵盖频率和电压的运行范围、来自 VRE 的有功功率控制（例如向下和向上备用）、无功功率支持、故障行为、通信能力、电能质量要求和保护配合等内容。
- › 尽管电网导则需经过详细研究后制定，但编制进度不应拖延。后续可以重新确定功能参数，以更好的反映系统需求，这样做更易行也更经济。在许多情况下，特别是当经济状况允许可再生能源加速发展时，不完善的电网导则总比没有电网导则好。
- › 频率的运行范围是电网导则最早提出的要求之一，且依据的是IEEE和IEC标准。近期已经对上述范围进行了调整，以适应当前系统状态、规模及需求，以及新技术发展情况。电网导则还规定了保护装置承受的最小频率变化率（RoCoF）要求，这一要求很大程度上取决于惯量和VRE电源。
- › 虽然故障穿越特性（FRT）是电网导则对大多数VRE发电机组的常规要求，并受到现有同步发电机性能的影响，但基于逆变器的发电技术可以通过动态电流在故障期间进一步支持系统稳定运行，其应用方式应根据系统需求和优先级来确定，这必须通过电网导则来界定。

可以根据拟解决的问题对电网导则中的并网技术要求进行分类。任何电网导则中都必须包括这些高级别要求（或要求类别）。虽然基本要求规范通常是相似的，但各国家和地区规范不同，所选参数和适用的电网用户设施范围也存在显著差异。如图3所示。根据系统需求，为适当的用户设施类别确定适配的参数，是电网导则设计的关键部分。

图3 根据系统需求采用的高级别要求



本章概述了电网导则的共性高级别要求，剖析了如何为三个选定的技术要求确定合适的参数：频率范围、频率变化率限值和故障穿越包络线。更多关于基本要求的细节参见IRENA 2016年报告及其他文献。

2.1 总体要求

系统需求是制定电网导则的主要驱动因素。所有系统用户均需要根据各自的技术限制提出要求。针对VRE发电厂制定电网导则的初衷之一是使VRE机组在最大程度上表现出与同步发电机相同的、有利于保持系统稳定性的特性。最初只是基于非常基础的功能性要求制定电网导则，例如大约在2000年首次提出的低电压穿越包络线（Deutsche Verbundgesellschaft EV, 2000）。随着21世纪初VRE装机容量在一些国家达到一定规模占比，进而又发展到对频率和电压控制提出了更为全面的要求。电网导则制定者很快意识到，不必将基于逆变器的电源（IBRs）视为对传统电力系统稳定性的威胁，相反地，基于逆变器的发电技术还可实现同步发电机无法轻松提供的额外功能。

这在早期的电网导则中有明确规定。例如，德国输电系统运营商E.ON Netz GmbH (E.ON Netx, 2001) 的2001年导则对风电机组规定了更大的低电压穿越范围，而同步发电机很难满足这一要求。2004年更新的丹麦风电并网导则 (Elkraft System; Eltra, 2004) 要求基于逆变器的发电机在故障后以一定爬坡速率恢复有功功率，这是任何传统发电机都无法实现的。在某种程度上，充分发挥VRE发电机技术能力的目标与电力系统开放市场的原则相冲突，市场监管应保持技术中立。在大多数情况下，解决这一问题的办法通常是要求所有发电机均具备对系统最友好的基本特性；在技术上不可避免的情况下，可以通过对某些发电技术采取较为宽松的要求，以对导则的部分要求实行克减。截止2021年，电网导则中通常包括以下技术要求。

电压和频率运行范围通常适用于系统中所有发电机。这一要求的目的是使所有发电机组在一个或多个限定的运行范围内具有可预测的性能。通常要求发电机能够在电网正常运行范围内以额定有功功率无限时运行；而当处于更大的电压-频率范围内时，可以保持一定时间的不脱网连续运行。例如在中国，正常工作电压范围是0.9-1.1p.u.；当电压在1.1-1.2p.u.时，要求电源保持不脱网连续运行，并提供有功功率至少10s；当电压在1.2-1.3p.u.时，要求提供有功功率至少0.5s。

频率控制能力要求在电网导则中要求各不相同，特别是涉及VRE的应用场景。随着欧洲出现50.2Hz问题⁶，大多数输电导则和配电导则都要求所有发电机在高频运行时降低有功功率（超频有限频率灵敏模式，LFSM-O）。低频状态时增加有功功率（欠频有限频率灵敏模式，LFSM-U）的要求也很常见，这种情况主要发生在发电机不在其额定容量运行（传统机组部分负载，VRE弃电）或当它们有储能装置时。发电机在额定容量运行时，仍可在一定时间内通过增加有功输出支持频率，如惯量响应或快速频率响应（FFR）。

目前仍然主要对超过一定装机容量的常规发电机组提出频率控制备用和频率恢复备用的能力要求。近年来，要求接入输电网的VRE发电机组能够提供这种服务的情况越来越普遍，丹麦、爱尔兰、大不列颠⁷要求接入输电网的VRE发电厂具备提供有功功率向上和向下备用的能力。电网导则虽对此功能提出了要求，但并不意味着VRE有义务提供相应的服务。

对发电机为电压控制提供无功功率的要求包括两个不同的方面：发电机提供无功功率的能力和实施不同控制方案的能力（如恒功率因数、电压-无功功率控制、有功功率-无功功率控制）。在全世界范围内，几乎所有的输电网导则和次级输电网导则以及大量的配电网导则，都对同步发电机和基于逆变器的发电机提出了这两方面要求。例如，中国风电场并网导则规定，功率因数应动态控制在超前0.9到滞后0.95之间。

实际向电网提供的此项服务可以而且应该与其具备的能力区别对待。传统的电网导则没有对此进行区分，因为对于满载运行的同步发电机，这种差异非常小。但是，对于VRE发电厂，由于其大部分时间都是部分负载运行，运行费用可能很高。

6 2005年，根据德国的要求，系统频率超过50.2Hz时分布式电源的光伏逆变器要断开。由于光伏发电的装机容量已经超过3GW，同时脱网导致损失的电力超过一次备用容量，对系统安全构成威胁。这是制定电网导则的一个反面教材。在提出这项要求时，系统运营商并没有预料到光伏会在系统中扮演重要角色。

7 大不列颠及北爱尔兰联合王国是一个主权国家。本报告将英格兰、苏格兰和威尔士及其相关岛屿称为大不列颠，不包括北爱尔兰。（译者注：后文部分“英国”指“大不列颠”，请读者注意辨别）。

此外，无功功率能力必须与参考点（通常是公共连接点[PCC]）的电压以及该时刻的有功出力相关。这种Q-U-P（无功功率、电压、有功功率）能力与（VRE）发电厂的资本支出有关，其日常使用方式对运行电流有影响；从而可能造成逆变器、电缆、变压器或开关无功源的损耗。

电网导则中的**故障行为要求**侧重于确保系统行为的可预测和电网故障（特别是短路）的恢复能力。需要明确所有发电机在故障情况下的行为。由于不同类型的发电机功能不同（同步发电机具有较高的固有短路电流，而基于逆变器发电机的故障电流有限但可控性更强），通常会对同步发电机和基于逆变器发电机（有时也会是异步发电机和双馈感应发电机）加以区分。

用户设施（负荷和发电机）**保护**通常是为了保护设施本身。因此，保护通常由业主/运营商负责。电网导则需要适当地规定运行范围和故障穿越要求，以确保用户不会过度保护其设施。有些电网导则确实会对某些保护设置提出要求或建议，并且几乎所有的电网导则都要求与负责的电网运营商进行保护协调，有时在并网之前需要先开展保护协调研究。

对发电机的防孤岛⁸保护的要求是个例外。该要求旨在与配电网分离时，保护电网免受发电机连续运行的不必要影响。基于频率变化率的防孤岛保护实施示例以及储能、电动汽车等电网用户的具体要求在第2章第4小节、第3章第5小节与第7小节中进行了讨论。

早前要求接入输电网的大型VRE机组有功和无功输出可控。在工业化国家，无论过去还是现在，系统级的数据采集与监控系统（SCADA）都是输电系统的标配。VRE机组通常与它连接，能够远程改变设定值，和/或与自动发电控制系统（AGC）相连接，以实现功率平衡⁹。发展中国家也普遍要求可控性，但通常是通过无线电或电话请求手动实现，因此增加了通信延迟。即使没有安装系统级的SCADA，对这些国家的系统运营商来说，明智的做法是要求接入输电网的每一台发电机上都有一个SCADA和AGC接口，这样一旦系统就绪，便可方便连接。通信协议、信号列表、响应速度和精确度在一定程度上必须通过电网导则规定。另一种做法是，可以将其留给系统运营商以协商的方式制定详细的程序，以便这些要求能够随着技术的发展而不断更新。在电网导则中对这些细节的硬性规定会使导则的快速修订变得困难。

截至2021年，适用于次级输电网和配电主网（中压）级的大多数电网导则也是如此。然而，在大多数国家，对接入低压电网的电源的可控性需求刚刚出现，这将在第3章第1小节详细讨论。

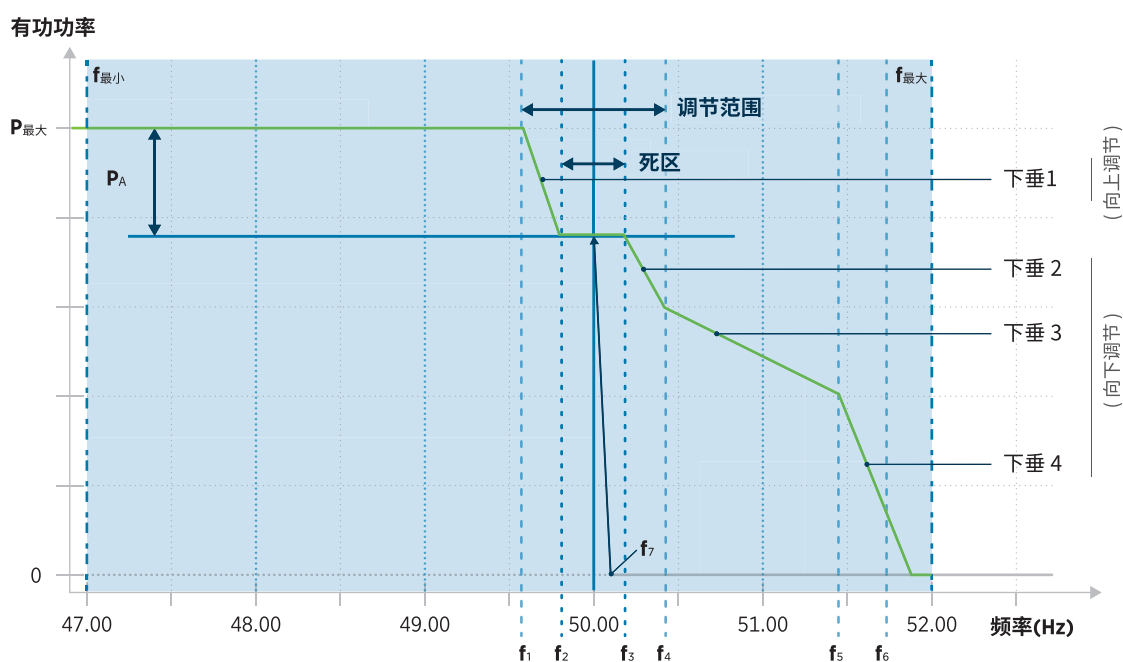
有功功率可控性要求还包括发电机的最小和最大爬坡速率。较为典型的要求有常规设备和电池设备的最小爬坡速率要求，以及VRE的最大爬坡速率要求。VRE的爬坡速率限制通常只适用于更改设定值、关停或启动机组时，因为常规的爬坡限制要求可能会导致重大的收益损失或要求再投入一些备用容量。

8 孤岛是指发电机在与主网断开连接的情况下，继续为部分电网供电。如果是意外断开，没有进行适当协调，则对系统安全性构成风险。

9 VRE发电厂接入到自动发电控制系统实属罕见，但已经可行（Katz, Chernyakhovskiy, 2020; Kroposki, 2017）

在夏威夷太阳能接入电网研究中，讨论了在甩负荷的情况下VRE通过弃电或降低备用容量的方式支持系统运行，并反过来支持火电基荷机组，发挥地区调节和下垂控制作用（Hawaii's Natural Energy Institute, 2012）。类似的下垂控制可应用于风能和太阳能发电厂，从而有效降低弃电量和燃料成本。丹麦电力系统的技术法规规定，11kW以上的光伏电站需要具备有功功率控制功能，利用分辨率至少为0.1kW的设置点激活指令控制并网的光伏有功出力。该功能涵盖了光伏在系统高频状态下参与频率控制以维持电网稳定的作用（EnergieNet, 2016）。

图4 光伏发电厂频率控制曲线



来源: EnergieNet (2016)

电能质量要求规定电流波形畸变，如谐波或闪变的程度。谐波畸变是指电压和电流波形中出现基频整数倍分量，这将导致保护装置拒动和误动，并且系统有发生谐振的可能。谐波畸变可分为由新电源引起的有源畸变、由机组与电网谐波阻抗相互作用引起的无源畸变。在其他电源中，VRE的逆变器或电力电子设备的开关动力学特征也会产生谐波。电网导则中提出了严格的要求来限制谐波，最有代表性的是发电厂业主在公共连接点的总谐波畸变率（THD）允许值。

表2 光伏系统中谐波电流畸变率限值

标准	类型	谐波次数 (h)	畸变率限值	总谐波畸变率 (%)
IEEE 1547 AS		$33 < h$	$<0.3\%$	
		$23 \leq h \leq 33$	$<0.6\%$	
4777.2 (澳大利亚)	奇	$17 \leq h \leq 21$	$<1.5\%$	$<5\%$
		$11 \leq h \leq 15$	$<2\%$	
GB/T (中国)		$3 \leq h \leq 9$	$<4\%$	
		$10 \leq h \leq 32$	$<0.3\%$	
ECM (Malaysia)	偶	$2 \leq h \leq 8$	$<1\%$	
		$h = 3, 5, \text{ and } 7$	$<(2.3, 1.14, \text{ and } 0.77)\%$	
英国 (EREC G83)	奇	$h = 9, 11, \text{ and } 13$	$<(0.4, 0.33, \text{ and } 0.21)\%$	$<3\%$
		$11 \leq h \leq 15$	$<0.15\%$	
	偶	$h = 2, 4, \text{ and } 6$	$<(1.08, 0.43, \text{ and } 0.3)\%$	
		$8 \leq h \leq 40$	$<0.23\%$	
IEC 61000-3-2	奇	$h = 3, 5, \text{ and } 7$	$<(3.45, 1.71, \text{ and } 1.15)\%$	$<5\%$
		$h = 9, 11, \text{ and } 13$	$<(0.6, 0.5, \text{ and } 0.3)\%$	
	偶	$15 \leq h \leq 39$	$<0.225\%$	
		$h = 2, 4, \text{ and } 6$	$<(1.6, 0.65, \text{ and } 0.45)\%$	
		$8 \leq h \leq 40$	$<0.345\%$	

表2显示了光伏系统在PCC点的谐波电流限值，表3显示了电压畸变限值 (Ali Q. Al-Shetwi et al., 2020)。

表3 光伏系统谐波电压畸变率限值

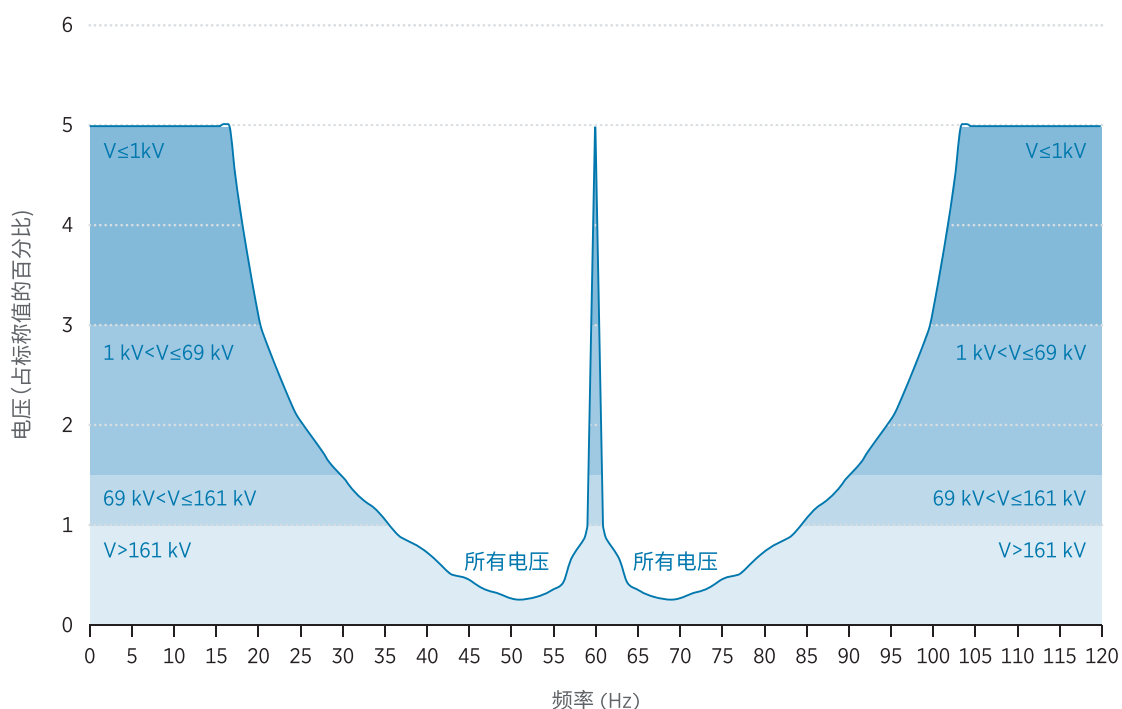
标准	母线电压	各次谐波最大值	总谐波畸变率 (%)
IEEE 519	$(V \leq 1) \text{ kV}$	5%	8%
	$(1 \leq V \leq 69) \text{ kV}$	3%	5%
	$(69 \leq V \leq 161) \text{ kV}$	1.5%	2.5%
	$(> 161) \text{ kV}$	1%	1.5%
IEC 61000-3-2	$(2.3 \leq V \leq 69) \text{ kV}$	3%	5%
	$(69 \leq V \leq 161) \text{ kV}$	1.5%	2.5%
	$(> 161) \text{ kV}$	1%	1.5%

另一类谐波是间谐波，是非整数倍基频分量。间谐波畸变的来源通常是非线性负荷，以及通过直流环节连接两个交流系统的电力电子设备，与VRE情况类似。间谐波电流会引起闪变，引发谐波不稳定和次同步振荡。在光伏系统中，逆变器采用不同的控制策略和最大功率点跟踪采样率都会影响系统的间谐波频率。上述两种现象都是由于电流流过阻抗而产生的，可以通过修改电流流过的阻抗值来修正。IEC建议将间谐波作为评估风电场和光伏电站电网导则符合性的标准。

IEEE 519和IEEE 1547标准为规定并网逆变器谐波要求提供了指导。2014年IEEE 519标准修订版针对电力系统谐波控制给出了IEEE推荐实践及要求。对间谐波限值的定义如图5所示。这些限值基于闪变测量而设定，不考虑间谐波对其他设备的影响。应根据对用户的影响和为未来用户制定的系统规范逐一设置适当的限值。

IEC 61000-3-6标准要求间谐波低于相邻谐波。

图5 IEEE 519标准中针对60Hz系统频率高达120Hz闪变的参考间谐波电压限值



来源: Schneider Electric (2014) and Marz (n.d.)

通过调度传统电厂来实现电力系统平衡，需要预先大致了解所要满足的负荷需求。当VRE在系统中占比较大时，需要预先了解剩余需求。因此，**VRE功率预测**对系统运行至关重要。虽然VRE功率预测通常由TSO或市场运营商委托专门的服务供应商提供，但在有些辖区，电网导则要求VRE发电厂必须提前24小时或72小时报告预测功率。例如，中国电网导则、美国新墨西哥电力公司和德州电力可靠性委员会（ERCOT）均强制要求风电场进行功率预测。

文本框 3 中国的VRE功率预测要求

根据中国风电场（GB/T 19963-2011）和光伏电站（GB/T 19964-2012）的并网技术规范，每个风电场和光伏电站均应配置功率预测系统。它们应每天在电力系统调度机构规定的时间点报告第二天各小时的预测发电曲线，并每隔15分钟自动向电力系统调度机构报告未来4小时的预测发电曲线。预测发电曲线的时间分辨率要求为15分钟。

2.2 确定技术参数

许多技术要求中涉及的参数设置（限值、阈值、时间等）需要以电力系统的相关需求研究为依据。这些技术要求必须考虑到系统中现有发电机组的能力及电网条件以确保不影响VRE消纳，而且还必须具有前瞻性，因此需要对未来电力系统进行预测。鉴于此，电力系统的长期扩展规划或预测对制定电网导则很有助益。

在制定VRE电网导则时，还需要考虑不同地区、国家或区域的电力系统差异，如下所示（Ackermann, Schierhorn and Martensen, 2017）：

- 电力系统规模：峰值负荷及地理规模
- 电力系统互联情况：是否孤立运行或与其他系统互联
- 电网输电容量裕度，以满足VRE新增发电容量的输电需求
- 现有和计划的VRE容量
- 电网中现有传统电源提供灵活性的能力
- VRE技术现状。

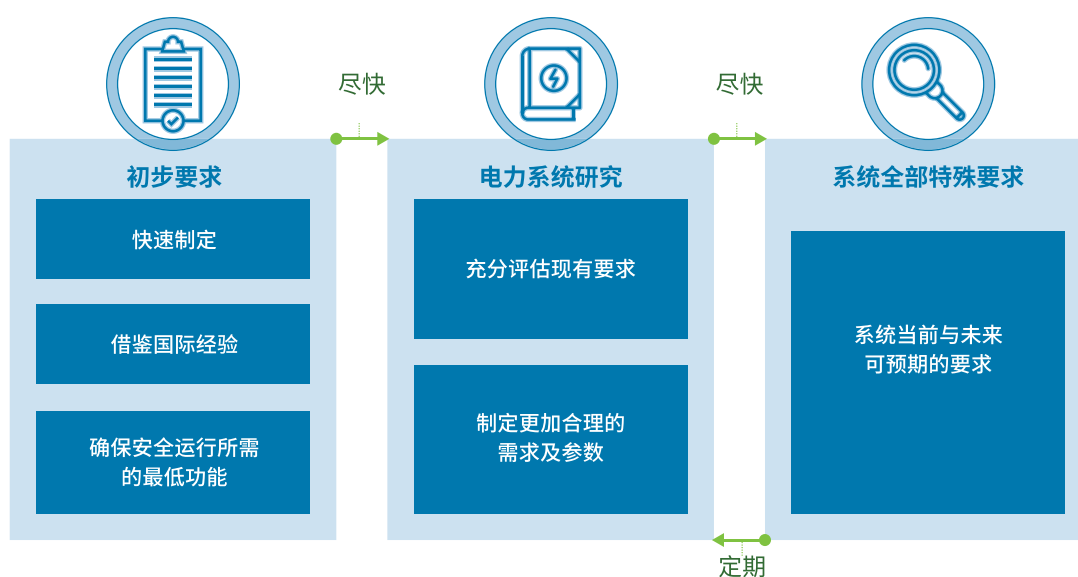
世界上大部分电网导则最初都是根据运行数据和运营商的经验制定的，并通过更详实的研究作精微改进。对于刚开始开发VRE的国家或电网运营商，也建议采用这种方法。在许多情况下，特别是当经济状况允许可再生能源快速发展时，电网导则虽不完善但总比没有要好。在这种情况下，宜尽快制定电网导则（或通过购电协议对发电厂提出一系列技术要求）。可以借鉴国际经验和那些具有相似电力系统特性的国家的优秀案例初步制定技术要求。虽然可能不完全满足系统需求，但能保证新发电机组满足最低功能要求。后续可以重新确定功能参数，以更好的反映系统需求，这样做更易行也更经济。之后，可以通过更详实的电力系统研究来评估和改进相关要求，且应该定期滚动更新（图6）。应特别注意不要制定过高要求，否则会导致成本增加，从而限制VRE的发展。

通常应进行以下研究：

- 潮流研究，以确定发电厂必要的无功功率能力
- 咨询制造商，以确定现有产品功能，评估扩展功能的潜在成本
- 静态和动态短路研究，以评估保护和故障穿越要求
- 爬坡研究（最好包括频率稳定研究），以计算备用容量要求和斜率限制。

应将上述研究内容清单纳入以系统规划运行为目的的研究中，且应定期开展该研究。IRENA (2018b) 对VRE接入电网的技术规划研究作了很好的概述。

图6 电网导则参数制定与修订过程

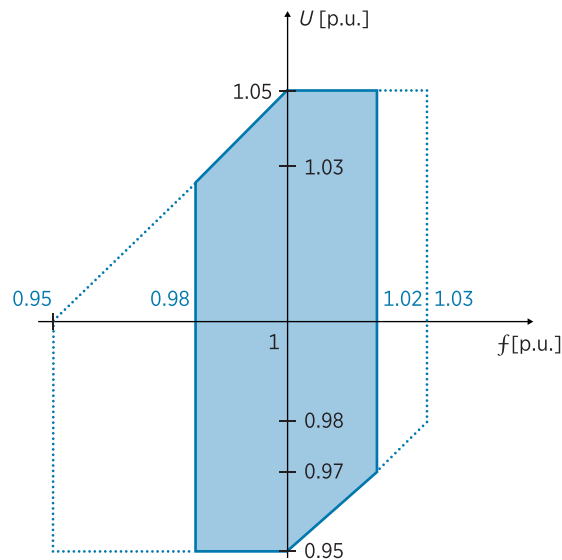


2.3 确定频率范围

大部分电网导则均规定了发电机应在一定的频率和电压范围内运行，目的是避免紧急情况时不可预测的跳闸行为。发电机通常需要能够在一定的电压和频率范围内连续运行（例如：电压0.95p.u.-1.05p.u.，频率50Hz±1Hz），且当电压和频率超出这个范围时至少在规定的时间内能保持并网（应对暂态扰动）。电压范围可能因地区或并网电压水平而不同，但接入同一同步电网的所有发电机的频率范围应保持一致。

电压和频率运行范围可参见同步发电机制造商所采用的国际标准（图7），受原动机、发电机和励磁绕组能力的限制，发电机始终设计为在特定电压和频率范围内运行。在这方面，为基于逆变器的发电机提供更大的运行范围并不会出现大的问题，因为逆变器额定电流和半导体硬件的过电压保护是主要限制性因素。

图7 IEEE C50.13、IEC 60034-3电压和频率限值

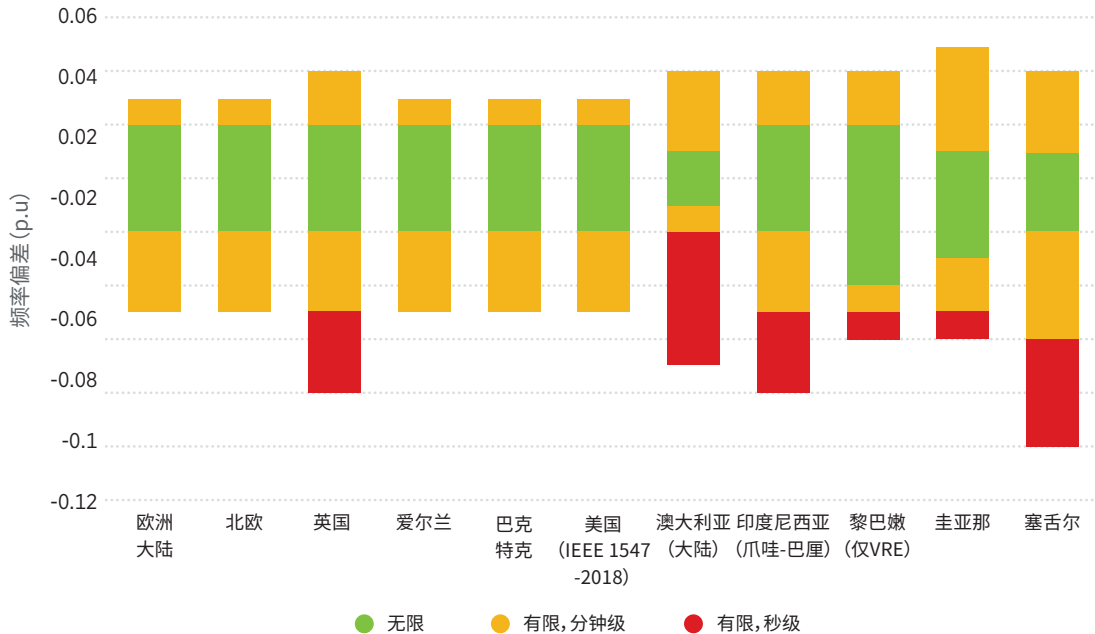


来源: IEEE Electrical Machinery Committee Task Force on Grid Code Impacts on Generator Standards (2018)
注: U = voltage; f = frequency; p.u. = per unit; limit indicated by dotted envelope.

在多数情况下，特别是当经济状况允许可再生能源快速发展时，不完善的电网导则总好过没有电网导则

大多数电网导则对不限时（连续）频率运行范围的要求可直接参见IEEE标准和IEC标准。图8显示了不同国家可接受的频率偏差，图中几乎所有示例要求的频率范围均为 ± 0.02 p.u.，

图 8 电网导则对不同规模的不同同步系统的频率范围要求



来源: European Commission (2018), IEEE Standards Association (2018), Australian Energy Market Commission (2021), Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (2007), Guyana Power and Light (2018), Public Utilities Corporation (2018)

根据这张图可以进一步看出：

- 同步独立系统（英国、圭亚那、爱尔兰、爪哇-巴厘、黎巴嫩、塞舌尔）趋于扩大有时限的频率范围，以应对较小系统的高频率灵敏度以及随后发生几率较高的频率偏移。
- 黎巴嫩系统几十年来一直存在发电不足的情况。因此，频繁发生严重的低频问题，发电机需要承受低频运行至少几秒钟，直到甩负荷方案启动。黎巴嫩系统对风能和太阳能有单独的电网导则，非VRE的承受范围可能不同。
- 印度尼西亚爪哇-巴厘系统频繁出现低频和小规模减负荷运行；因此，其频率范围也予以扩大。
- 澳大利亚的不限时/连续运行频率范围较窄，但扩大了有时限运行范围，因为其系统容易发生系统解列，导致短期内出现较大频率偏差。

针对这些国际标准与要求，对电网导则中频率运行范围要求的制定提出以下建议：

- 标准不限时运行范围是 ± 0.02 p.u.（在50Hz系统中是 ± 1 Hz，在60Hz系统中是 ± 1.2 Hz）。这个范围受同步发电机的设计能力和系统惯量的限制。只有当系统经常在这个范围之外运行，并且现有发电机能够满足稳定运行要求时，方可予以扩大。

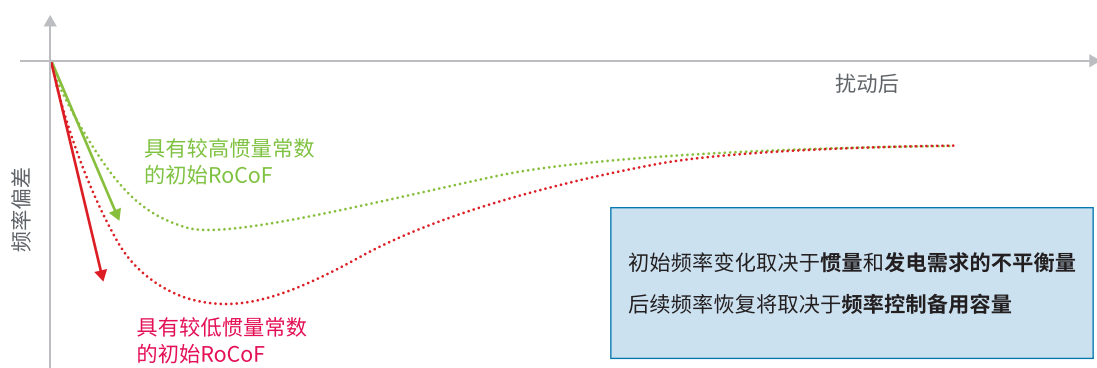
- 由于同样的原因，20至90分钟的有时限运行通常为+0.03p.u.或-0.05p.u.。
- 较短的时限运行范围需要与系统中采用的低频减载方案相匹配。在减载方案作出反应之前，发电机不能断开连接。但ERCOT互联电力系统是个例外，在德州，发电机长时间低频运行，即使没有达到触发低频减载方案动作的59.3Hz，发电机可以在59.4Hz的频率下运行9分钟后断开。
- 在VRE占比高的大型互联系统中，由于在系统解列时没有足够的同步发电机来降低有功功率，因此，TSO非常关注高频事件。在欧洲出现50.2Hz问题之后，大部分输配电导则中均对所有发电机组提出了有限高频敏感模式（LFSM-O）要求。

2.4 确定频率变化率 (RoCoF) 限值

电力系统扰动下的频率变化率 (RoCoF) 对不同的系统参数均具有重要意义，因此会影响多项电网导则要求。

RoCoF下降越快，保持频率稳定的备用响应时间也越快。由于RoCoF与同步系统惯量成反比，而且VRE是基于逆变器的发电技术，对系统惯量没有天然贡献，因此，随着替代同步电源的VRE在系统中的占比不断增加，RoCoF不断升高。在低负荷、高VRE发电的情况下，这种情况可能会加剧。

图9 系统总惯量 (TSI) 常数对互联系统频率响应的影响



来源: ENTSO-E TYNDP (2018)

图9显示了系统具有不同惯量水平时的RoCoF。RoCoF与系统有关，同时也受到负荷增长、同步电源结构及其灵活性、强制运行机组和基荷机组（如核能）的数量等影响。

在大型互联系统中，这（尚且）不会构成威胁，除非系统解列并形成更小的孤岛。但在更小的同步独立系统中，这一问题更加明显。澳大利亚、英国、爱尔兰和德克萨斯州的系统都不得不采取措施限制RoCoF，原因有很多：

- 高RoCoF通常不可取，因为这将缩小频率控制备用容量控制频率偏差的时间窗口。
- 同步发电机组的设计大多不能承受高频率变化率事件，高RoCoF事件会对发电机、传动系统和原动机造成物理上的损伤。
- 基于这样一种假设，即只有在意外断开的电网中才能观测到快速、陡峭的频率变化，一些防孤岛方案将RoCoF作为指示信号，这可能导致DER在高RoCoF事件中脱网。

RoCoF问题可以从不同的方面予以解决。首先也是最显而易见的一项要求是，必须始终存在一定的最小惯量将RoCoF限制在可接受的范围内。英国、爱尔兰、北欧同步系统与ERCOT均采用了这种“最低惯量”，但这只能作为短期解决方案，因为它们不可避免地限制了非同步电源渗透率，进而限制了VRE的贡献。ERCOT称之为临界惯量。若惯量低于该临界值，当系统中损失最大的电源出力时，将会因为频率响应太慢而无法在低频减载启动前停止频率下降（Matevosyan, 2018）。

可以通过采取措施减少必要的系统惯量，或减少为确保必要惯量而并网的常规发电容量。爱尔兰在这方面就是很好的例子。爱尔兰输电系统运营商EirGrid通过DS3计划不断更新要求（EirGrid Plc and SONI, 2012; EirGrid, ESB Networks and CRU, 2018），以增加系统容许的非同步电源渗透率（SNSP）。这个问题已在多个层面并行解决：

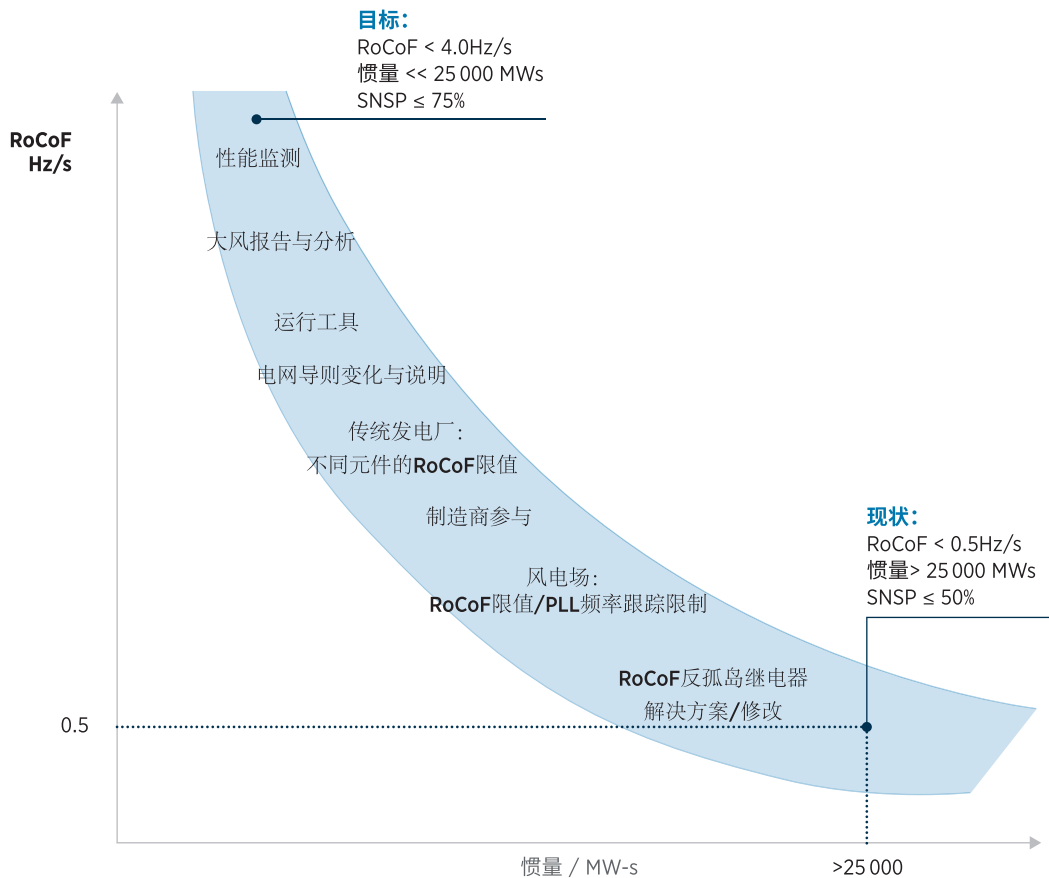
- 鼓励发电机降低最小稳定有功功率输出（只要发电机保持并网发电，发电机的惯量与功率输出无关）。
- 要求对发电机和分布式电源进行改造或确认，使之能够承受高于最初要求的0.5Hz/s的频率变化率。
- 修改配电网的防孤岛保护要求（虽然英国表现更为突出，因为基于RoCoF的断电保护（LOM）在英国比在爱尔兰更普遍）。
- 快速频率响应（FFR，见第4章第3小节）已作为一种附加的辅助服务用于快速限制频率偏差，特别是在高频率变化率事件中，这对投资响应更快的电源（如电池储能）起到了激励作用。
- 利用实时数据和短期预测进行动态稳定性分析。根据分析结果，有可能每1至2年提高系统异步渗透率限值。
- 准实时监测最大可能的突发事故，从而降低最低惯量。

然而，这些措施解决的是现有系统和现有发电机出现的问题。出现问题的原因之一是过

去在提出电网导则要求时没有预见到非同步电源的快速发展。新的电网导则要求不能完全解决这些问题，因为不宜追究已有机组的适用性。但至少可以要求新的发电机不引发任何其他问题，从而使现有系统的问题不再加剧。

为了避免发电机出现问题，一些电网导则最近引入了最低频率变化率耐受要求。在爱尔兰，EirGrid的DS3计划发布的文件清楚地概述了提出该要求的动机和过程。根据EirGrid进行的全岛系统（爱尔兰和北爱尔兰）动态稳定性分析（图10），2011年，在最小系统惯量为2500MW-s、SNSP限值为50%的前提下，最大频率变化率（RoCoF）为0.5Hz/s；如果不采取任何措施，到2021年，在SNSP目标值为75%的前提下，最大RoCoF预计将升高至4.0 Hz/s（EirGrid Plc and SONI, 2012; EirGrid, ESB Networks and CRU, 2018）。

图 10 2012年爱尔兰系统频率变化率与系统惯量预测



选项 1- 通过更高的RoCoF限值和电网导则标准 实现更高的系统容许异步电源渗透率

来源：EirGrid Plc and SONI (2012)

注：Hz/s=赫兹每秒。

2015年,电网导则要求的RoCoF耐受能力从0.5Hz/s提高到1.0Hz/s,两者均在500ms的滑动窗口内测量。EirGrid还鼓励对现有发电机进行改造和符合性测试。截至2019年底,全岛系统中100%的风电场和80%以上的同步发电机符合新要求。同时,EirGrid还采取了其他措施来限制RoCoF,例如引入同步惯量响应(SIR)和快速频率响应服务。截至2021年,常规运行限值仍保持在0.5Hz/s,最低惯量为23,000MW、系统异步电源渗透率限值为65%。截至2021年,系统异步电源渗透率为70%的试验正在进行,系统已经证明在该限值下也能稳定运行(EirGrid/SONI, 2021; CRU, 2019)。

在爱尔兰,让同步发电机符合新要求曾经是(并将继续是)最大的挑战;而在英国,系统RoCoF的升高对分布式电源要求的影响最为显著。未来几年,预计英国系统的RoCoF将达到0.5Hz/s(National Grid ESO, 2020)。接入英国系统的分布式电源需要实施断电保护,以避免出现非计划孤岛事件。虽然存在更复杂、更可靠的主动保护方案,但主要还是通过RoCoF继电器来实现,如果RoCoF超过0.125Hz/s就会断开机组(能源网络协会, 2015)。与前面提到的爱尔兰要求相比,这个数值乍一看似乎太低了。但英国输电网运营商英国国家电网公司(National Grid)委托斯特拉斯克莱德大学(University of Strathclyde)所开展的研究表明,将该保护的RoCoF阈值提高到1.0Hz/s会降低其检测孤岛情况的可靠性(Dyško, Tzelepis and Booth, 2015, 2017)。然而在2018年,由于进一步的研究表明风险在可接受范围,英国配网导则对提到的工程建议作了更新,要求RoCoF的耐受能力为1.0Hz/s、持续500ms(Distribution Network Operators (DNOs) in Great Britain, 2020; Energy Networks Association, 2018)。

2.5 确定故障穿越包络线

截至2021年,故障穿越包络线通常包括低电压和高电压两种情况下的要求,取决于系统对电网故障的响应,以及对额外系统组件的相应需求。这种响应直接取决于故障类型、保护方案以及并网发电机和负荷在故障后保持并网且恢复正常运行的能力。保护方案取决于系统极限故障切除时间,而极限切除时间又取决于所连接的同步发电机的功角稳定性。在这方面,对新发电机的故障行为要求在很大程度上取决于现有发电机的能力,并可能需要随着发电机(和负荷特性)的变化而不时地审查和修订。

故障穿越要求于21世纪初开始出现在电网导则中,基于现有系统特征制定故障穿越要求的过程已有很多文献记载(Deutsche Verbundgesellschaft EV, 2000; E.ON Netz GmbH, 2001)。可以基于系统运营商所熟知的实际故障记录和典型系统行为来制定故障穿越要求,也可以基于动态稳定研究来制定。当未来电网可能发生重大变化时,后者尤其有助于评估潜在的FRT包络线对未来电网的适用性。对那些较早年在电网导则中提出该要求的大部分国家来说,从根据当前系统制定故障穿越包络线并尽快实施这些导则要求,到评估包络线对未来情况的适用性,通常都有一个迭代过程,需要根据情况变化对故障穿越包络线作定期修改。

以下是在制定故障穿越要求时需要做的研究或需考虑的因素，下一节中将详细阐述：

- 系统极限切除时间 (CCT) 研究—为了不危及电网中同步发电机功角稳定而必须清除短路故障的最晚时刻，用于设定保护动作时间。
- VRE和传统发电机制造商提供的关于产品当前及未来潜在故障穿越能力的信息。
- 在电网实际故障期间由高分辨率测量装置获取的电压轨迹。
- 动态稳定性分析结果。

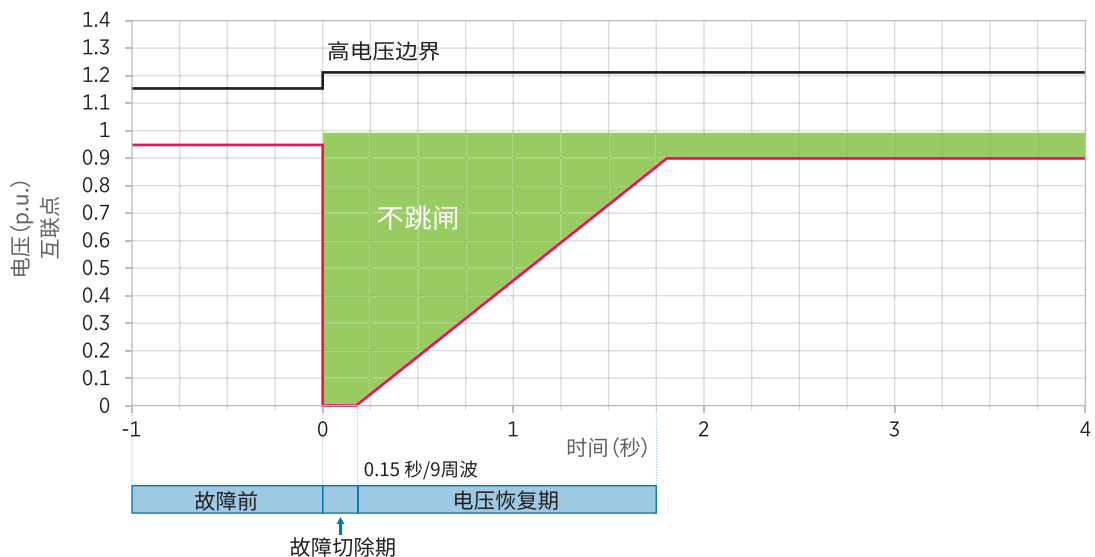
在大多数国家，故障穿越要求与其他电网导则要求一样，要接受电力系统利益相关者（包括设备制造商）的审查。电网导则中最终的故障穿越要求通常需要平衡系统运营商（关注稳定性）与制造商（关注要求的清晰性和经济性）的利益。

最早期的故障穿越包络线示例之一来自ERCOT。根据该包络线，风电场的风机电压保护应在所有故障期间均维持不脱网，且在电压跌至0的三相故障期间仍保持并网至少9个周波。如有需要，可以在额外设备的辅助下实现。

基于逆变器的发电机的动态故障行为也必须根据系统需求进行调整，而同步发电机的动态故障行为很大程度上是固有的。通常有三种不同的动态电流模式，具有不同的应用场景：

- **动态无功电流要求**，要求发电机在故障期间提供不超过额定电流的无功电流，同时根据需要降低有功功率。对大型互联系统提出这种要求很常见，因为电压暂降的程度和持续时间比有功功率降低的影响更大。

图 11 ERCOT风电电压穿越边界



来源：EirGrid (2010)

- 在孤岛系统中，更为常见的是优先保持有功电流或尽可能多的有功出力，因为有功功率降低导致的频率影响在系统层面上可能比电压暂降范围扩张更危险。然而，根据电网的暂态稳定条件，一些孤岛电网也可能需要制定**动态无功电流要求**。
- **综合要求**是为了达到两者之间的平衡，例如，爱尔兰要求发电机维持故障前的有功电流，同时利用额定容量的剩余部分提供额外的无功电流。马德拉岛电网导则也采用了类似要求。这种方法需要在一定程度上降低无功电流注入能力，以便为有功电流留出额外空间。

在电网导则的动态电流模式选择方面，TSO与DSO的关注点不同。DSO倾向于任何新的分布式电源不应改变电网区域现有的保护方案，实现这一点的最简单方法就是要求分布式电源不注入任何故障电流。这种方法假设所有短路电流在任何时候都是从较高的电压水平提供。从TSO的角度来看，这是不可取的。为了尽量减小电压暂降对输电系统的影响，所有并网发电厂，无论是接入配电系统还是输电系统，都需要贡献故障电流。TSO关注的是整个系统的稳定性，可能对DSO为避免调整局部保护方案所要做出的努力不感兴趣。在制定电网导则要求时，必须处理和解决这种利益冲突。



03 技术要求的未来趋势



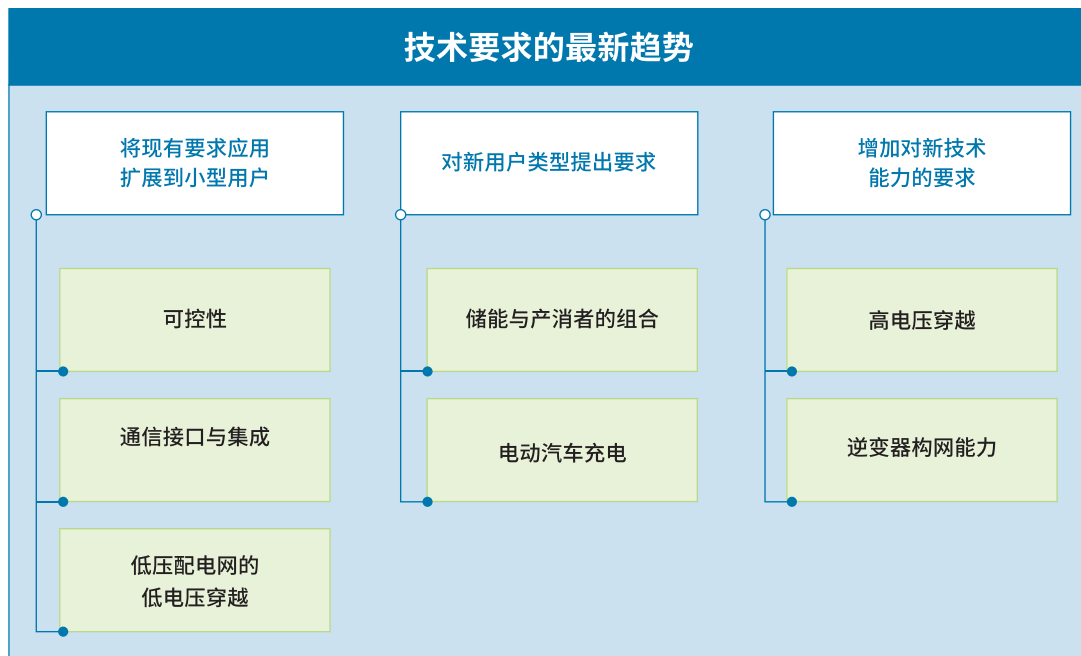
本章要点：

- › 电网导则的技术要求以前只针对大型用户，但也应该扩展到小型用户。通过明确相应规定并适应技术发展现状和系统需求，可以使新类型用户能够以系统友好的方式接入。
- › 分布式电源的部署增加了对可控性的需求。电网导则可以指定应该遵守控制要求的VRE机组类型，并规定VRE机组的功率降低和爬坡要求。
- › 实现可控性需要有通信接口的支撑，电网导则可以对相关协议和标准进行规定。然而，为了降低成本，应该对分布式电源提尽量少的接口与协议要求。
- › 基于互联网的实时通信与电力系统运行、控制及监控的相关性正在变得越来越强。因此，网络安全是供电安全最关键的因素之一，在未来也将变得更加重要。电网导则正在朝着推荐性标准和提高电力系统的网络安全方向发展。
- › 屋顶太阳能光伏、储能和电动汽车接入低压电网，推动了将低电压穿越要求推广到接入低压电网的发电机。但与接入中高压电网的发电机相比，接入低压电网发电机需要满足的低电压穿越要求不是那么严格，且对其电压支撑能力不做要求。
- › 高电压穿越在电网导则中并不多见。随着VRE的不断增长，预计在过电压期间，VRE保持不脱网的要求未来将会更加普及。
- › 目前，各电网导则对储能的定位存在差异，有的将其当作满足发电机最低要求的发电资源，有的则将其当作基于逆变器的电源而关注其可控性和运行特性，也有一些电网导则根据储能安装容量的大小对其专门提出了要求。
- › 电动汽车根据充放电的不同状态，可以被分别视为负荷（V1G）或电源（V2G），电网导则对这两种状态分别提出了具体要求，特别是对未来获得充电灵活性的能力方面。

在过去几年中，全球范围内的电网导则一直在不断完善和扩展，并且已经制定和纳入了许多新要求。本章讨论了在领先的电网导则中观察到的发展趋势，以适应进一步提高的VRE渗透率，以及去中心化、数字化和终端用户电气化的变革趋势。最重要的变化包括对分布式电源和需求响应的要求。此外，电网导则开始关注逆变器的构网能力，这可能是实现100%VRE系统的关键，因为具备该能力的逆变器可以在独立模式下运行。

电网导则要求的变化可以划分为三个扩展维度，如图12所示：1) 将以前只适用于大型用户的要求扩展到小型用户；2) 为新的用户类型制定相应要求，使其能够成功接入到电网当中；3) 要求开发新的功能，以适应最新的技术发展现状和系统要求。

图 12 并网导则技术要求的一些最新趋势



3.1 可控性

对可控性的要求越来越多地扩展到屋顶太阳能光伏及其他小型分布式电源。

电厂有功功率的可控性主要包括两个方面：一是降低功率输出的能力；二是根据需求增加功率输出的能力。VRE发电必须在不要增加储能的情况下，尽最大可能同时具备上述两项能力。因此，电网导则对VRE发电的功率降低能力和最小功率爬坡进行了规定。在实践中，电力系统运营商可以对VRE发电机组的注入功率要求强制设定一个功率上限，并且发电机组需要根据要求尽可能快速、准确地符合该限制。当机组出力在扰动期间降低且没有外部信号限制出力时，机组必须迅速返回到故障前的工作点，以避免对系统的频率调节造成不利影响。这种降低VRE功率输出的能力并最终控制爬坡速率的要求，对输电阻塞管理和保持系统频率稳定至关重要。

有些国家对特定条件下同样要求VRE机组保证最小出力（可靠容量）这一问题进行了讨论，但是，很少作强制要求，因为其被认为会阻碍VRE的普及。可再生能源场站无法在不配套大量额外储能设备的情况下，不受天气因素影响随时提供稳定的电力输出。由于储能需要增加大量投资，因此对于是否装设储能设备，必须与提高系统灵活性和保持系统功率平衡的其他手段进行综合考量，如果有必要安装，应该明确说明（IRENA，2020b）。

当VRE在电力系统中的占比很低时，可能并不需要其具备有功功率管理能力。然而，随着VRE渗透率的提高，这种情况会迅速改变。因此，从一开始就在电网导则中提出这项要求没有坏处，这也应当适用于所有电压等级的分布式电源，在低功率范围内可能需要设置适用的阈值。

在德国电网导则和IEEE 1547-2018标准这两个例子中都规定，系统运营商在低压电网运行中不仅能管理无功功率，而且能在进行电压控制时管理有功功率，但该功能并非默认启动。

对不同类型分布式电源可控性的有效利用只能通过远程管理来实现，这需要通信接口和控制系统集成。

文本框 4 中国与德国电网导则及IEEE标准对远程控制的规定

中国

根据中国GB/T 36547-2018《电化学储能系统接入电网技术规定》，系统运营商可以发送设定值，并且应当进行适当的电压管理。

德国

根据德国电网导则对于低压电网的接入要求，对于容量小于30kW、无法远程控制的新光伏发电设施，必须将其出力限制在额定功率的70%。根据系统运营商的要求，容量超过100kW的所有分布式电源接入电网时必须具备远程控制有功功率输出的功能（VDE FNN，2018a）。可再生能源法规定了类似要求，但自2021年起，要求具备远程控制功能的分布式电源的容量阈值设为25kW（EEG，2021）。对于由于系统运行安全原因而暂时限制出力的情况，会对未能上网的电量进行全额经济补偿，这确保了网络安全管理不会影响后续增加VRE装机的积极性。

IEEE 1547-2018标准

现行版本IEEE 1547（IEEE Standards Association，2018a）规定，所有符合标准的分布式电源应对限制有功功率的控制信号作出响应（本地和/或远程）。该要求没有规定适用的分布式电源装机容量的阈值。

3.2 通信接口与集成

可以通过多种方法实现对分布式电源的远程监测与控制。然而，安装不同的通信接口与协议会增加分布式电源制造商的成本。因此，如果只要求安装最少数量的标准接口与协议，则有利于VRE并网，而且这些要求应该尽可能地在不同管辖区之间协调一致。IEC 61850系列标准通常被视为这个问题的潜在解决方案。

在早期VRE并网阶段，在通信接口要求与控制系统集成协调方面存在很多挑战。意大利早就决定对基于IEC 61850系列协议的通信系统提供强制支持，而像德国或美国等国家则需要维持DSO继续运行已有的多样化通信系统的各种能力。因此，新建分布式电源时，需就其通信接口与本地DSO达成一致。

IEEE 1547-2018标准规定符合要求的分布式电源必须至少装设下列三种协议中的一种：SEP2 (IEEE 2030.5)、DNP3 (IEEE 1815) 或SunSpec Modbus (经由以太网或RS-485)，但也为相关方之间达成更多协议留出空间，以便IEC 61850或其他协议也可以使用 (IEEE Standards Association, 2018a)。

在德国，电气电子与信息技术协会网络技术/网络运营论坛 (VDE FNN) 发布的电网接入导则没有对任何通信接口提出要求，而是规定由各系统运营商制定自己的接入规则。虽然分布式电源最常用的通信标准仍然是IEC 60870-5-101/104，但也有更多使用IEC 61850的趋势 (DENA, 2018)。所有大于100kW的分布式电源均需要双向通信，以实现控制和监测。所有超过7kW的新投运分布式发电设备均需要通过智能电表网关进行通信，这为系统运营商进行能源管理提供了安全的数据通信通道 (EEG, 2021; Förderer *et al.*, 2019)。VDE FNN发布了一份用于连接该接口的现场控制单元的功能要求规范，该规范依赖于IEC 61850与系统运营商进行通信 (VDE FNN, 2018c)。控制单元和单个分布式电源机组之间可支持多种通信协议，其中最常用的协议之一是EEBUS (Swistec GmbH, n.d.)。

在中国，接入中压电网的分布式电源与系统运营商之间的通信必须满足相关标准的要求，包括远程监测和控制信号，可以采用中国电力通信协议标准DL/T 634.5.101、DL/T 634.5.104，该标准参考了IEC 60870-5-101/104。接入低压电网的分布式电源和微电网可以使用无线或光纤公共网络进行通信，但必须采取信息安全保护措施。

如果需要将通信功能延伸到低压电网，建立专用的 (物理隔离的) 通信网络来监测和管理电力系统是不可行的，因此基于互联网的网络通信对于电力系统的运行愈发重要。这也是为什么网络安全已经成为当今供电安全的最关键因素之一，未来将会变得更加重要 (Döring *et al.*, 2018)。

文本框 5 网络安全

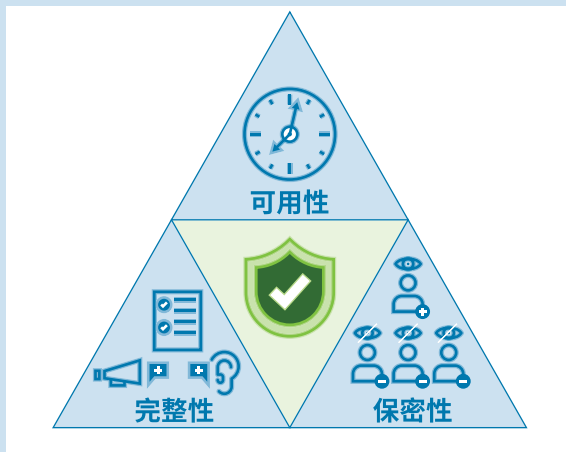
网络安全是指通信网络中的信息安全。信息安全包括所有数据的保密性、完整性和可用性(即CIA三要素)。

保密性 指信息只供授权方使用。如果不能保证这一点,那么恶意第三方就会利用这些信息对基础设施/设备、企业及人员造成损害。

完整性 指信息本身在存储或传输时不会被修改。只有当正在读取/接收的信息与正在写入/发送的信息相同时,才能正确地解读数据。必须阻止未经授权方修改或删除任何数据。

可用性 保证授权方可在需要时查阅相关信息。这意味着数据存储和数据传输均有足够的可靠性,即使遭受第三方干扰或出现事故时也是如此。

图 13 CIA三要素



许多硬件、软件和组织控制手段可用于满足智能电网实施的高级要求,有些标准中已经对这些要求进行了收集和分类。例如NISTIR 7628 (National Institute of Standards and Technology, 2014b)。然而,随着系统运行愈加复杂,新的安全措施和新的潜在攻击层出不穷,该领域正在迅速发展。

电网导则通常不尝试直接解决网络安全方面的问题,但在选择所需的协议时可能会加以考虑。

电网导则为网络安全问题提供支持

尽管如此,仍建议发电设施业主等利益相关方评估其网络安全水平并采取控制措施,以降低重大风险。分布式电源网络安全框架是提供这方面支持的一个工具,该框架提供了一个web应用程序,可以根据用户输入的内容给出优先建议 (Powell *et al.*, 2019)。

美国《智能电网互操作性标准框架与路线图》(National Institute of Standards and Technology, 2014a) 阐述了智能电网互操作性的标准化前景,包括网络安全标准。美国能源部还通过smartgrid.gov的政府平台支持就这一问题上进行知识共享 (smartgrid.gov, n.d.)。

欧盟委员会的建议强调，考虑到实时需求、传统与现代技术相结合以及断电带来的多重后果，有必要为能源系统，特别是电网，建立有条不紊的、基于部门的网络安全防线。基于这些原因，政府部门认为有必要加强监管，增进知识与信息交换，推进认证与标准化工作，提升网络安全技能 (Erbach and O' Shea, 2019)。欧洲网络与信息安全局 (也被称为网络安全局) 支持欧盟成员国的机构之间在网络安全方面开展协调与合作，并提供相应的建议 (ENISA, n.d.)。ENTSO-E和新成立的欧盟配电系统运营商实体正在制定新的网络安全规范。关于制定电网导则的中期研究报告建议，建立欧洲能源部门的早期预警系统，开展跨境和跨组织的风险管理，设置关键基础设施组件的最低安全要求和能源系统运营的最低保护水平，建立欧洲能源信息安全的成熟框架，并开展供应链风险管理 (Erbach and O' Shea, 2019)。非营利组织“欧洲网络安全组织”将对系统运营商提供进一步支持 (ENCS, n.d.)。

文本框 6 风力发电场的网络安全

风电系统的动态运行越来越依赖于电厂的内部数据和外部信息，因此需要增强网络通信能力。加强电网与风电场之间通信的网络安全策略非常重要，因为网络攻击可能会导致风电机组和电网的软件及硬件故障，从而对电网的可靠性造成重大破坏。

风能技术面临的网络威胁已经出现。由于目前还没有针对风力发电的网络安全标准和电网导则，风电场所依赖的一般标准和电网导则与风力发电技术的本质并不完全匹配，因此在为此类发电厂提供所需的广泛的网络安全知识方面存在欠缺。

利益相关各方可以实施一些策略，以提高整个风电行业供应链的网络安全，包括网络分割、制定网络资产清单、创建网络应急响应计划、明确具体而又清晰的供应链以及实施网络净化。该领域有很多研究正在进行，风能作为一种清洁的可再生能源也越来越多地得到开发利用，目前的最佳实践因此有望彻底改变 (US Department of Energy, 2020)。

在系统规划和组织方面，通常情况下，各利益相关方越积极主动、善于沟通，越有机会建立广泛、全面的网络安全框架。广泛参与，共享信息，提供维护服务，并实施最佳实践，以建立更好、更长期、更具网络韧性的VRE综合能源系统，符合所有开发商、投资者、运营商、政府官员及政策制定者的利益。



3.3 低压配电网的低电压穿越要求

直到最近,各国电网导则还只针对接入中压或更高电压等级电网的分布式电源规定低电压穿越要求。目前最新的电网导则要求所有分布式电源具备低电压穿越能力,包括接入低压配电网的情况。这些机组没有理由免除该要求,因为绝大多数接入低压电网的分布式电源是太阳能光伏系统(以及其他基于逆变器的技术,如储能电池)。利用基于逆变器的技术,实现低电压穿越能力并不太困难。此外,在低电压情况下断开大量的光伏发电会危及系统的可靠性。

与接入中高压电网的低电压穿越要求不同,对于接入低压电网的分布式电源,其低电压穿越包络线不延伸到电压零值。根据德国低压电网导则,同步发电机不需要穿越剩余电压为30%的标称电压以下的电压降。对于非同步发电机,这一限值为标称电压的15%。另一个例子是日本针对住宅光伏应用的电网导则,该导则在2016年将剩余电压阈值从0.30p.u.降低到0.20p.u.,持续1s。此外,光伏发电系统应在0.2s内恢复80%以上的输出功率(Iwamura *et al.*, 2018)。

低压电网和高压电网在低电压穿越要求方面的另一个区别是,低压电网一般不要求在低电压穿越期间通过注入无功电流或有功电流来提供电压支撑。事实上,当剩余电压低于标称电压的80%时,要求非同步发电机和储能设备停止向电网注入任何有功或无功电流(VDE FNN, 2018a)。

IEEE 1547-2018在低电压穿越要求的规定中没有考虑并网点的电压水平。而分布式电源的性能由管理互联要求的主管部门(运营商、公用事业公司或监管机构,各国情况不同)在三个预先设定的低电压穿越包络线中选择(要求越来越严格)。主管部门可根据接入系统的分布式电源技术类型及电力系统的稳定性需求选择包络线(IEEE Standards Association, 2018a)。

3.4 高电压穿越要求

低电压穿越几乎是在国际和各国电网导则中都必须满足的基本要求,而高电压穿越在电网导则中的重要性相对较低。高电压穿越要求确定发电设备在电压升高期间的性能。通常对接入中低压电网的分布式电源规定高电压穿越要求,例如IEEE 1547、德国VED-AR-N 4110/4105。对于分布式电源来说,过电压可能在以下几种情况下出现:线路接地短路故障和故障清除过程,发电设备或负荷的大规模跳闸过程,或大容量电容器组突然接入的瞬态过程。

故障穿越规范通过跳闸电压阈值和故障切除时间来规定发电机在故障期间的性能，表征分布式电源的鲁棒性。根据IEEE 1547-2018，过电压为标称电压的1.20p.u.时，分布式电源的切除时间设置为0.16s，但当过电压小于1.20p.u.时，分布式电源的切除时间为1s-13s。在德国中低压电网中，要求分布式电源在1.25p.u.电压以下维持并网运行0.1s，在1.2p.u.过电压下维持并网运行5s (IEEE Standards Association, 2018b)。

但是，随着高比例的可再生能源尤其是风电通过输电系统接入后，其低惯性使得对系统稳定性的贡献降低，从而导致对高电压穿越的需求及其在电网导则中的讨论日益增加。例如在大型风电场，一旦故障切除，通常会有一段高电压的暂态过程，这些高电压现象在持续时间和影响上存在差异。像这样的过电压现象，可能是由可再生能源机组在电网故障期间增加无功电流注入引起的。同样，在具有电阻特性的电网中，有功电流注入也会引起类似现象。

2011年，中国西北电网发生了598台风电机大规模脱网事故，损失风电约840MW。该事故的第一阶段，274台风电机组因电压下降而脱网，富余的无功功率使电压骤升。随后，另外324台风电机组由于过电压耐受能力不足而跳闸。2012年，德国发生了一起类似事故，损失风电约1.7GW，并导致420kV输电网的电压升至435kV，持续约3分钟。

为促进风能与太阳能大规模接入，电网导则通过规定发电机组的高电压穿越要求来解决这个问题。表4列出了有关国家的高电压穿越要求。澳大利亚、中国、西班牙的规定最为严格，要求风电机组和光伏系统能够耐受电网额定电压130%的电压暂升。美国西部电力协调理事会 (WECC) 的电网导则要求风电机组在1.2p.u.的电压下维持并网运行1s。

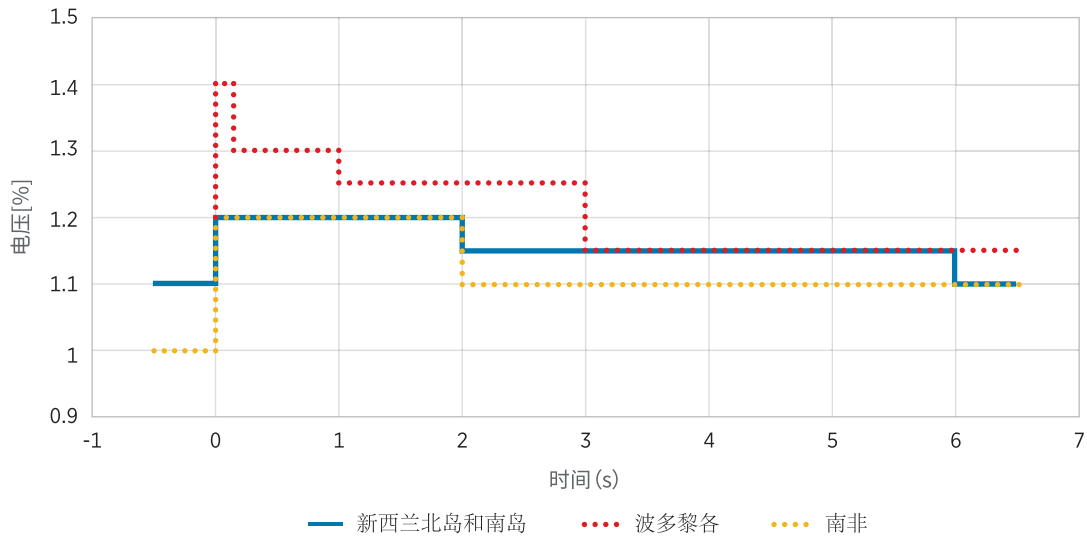
表 4 部分国家的高电压穿越要求

国家电网导则	故障	
	V _{max} (p.u.)	T _{max} (ms)
澳大利亚	1.3	600
中国	1.3	500
丹麦	1.2	100
德国	1.2	100
意大利	1.25	100
西班牙	1.3	250
美国	1.2	1000

注：V_{max}=最大电压；T_{max}=最长时间；ms=毫秒

系统要在高电压穿越下恢复，必须能在电压暂升期间提供动态的电网支持。发电机组在故障时提供无功功率，同时在故障后提供相同或更少的无功功率以支撑电压。丹麦、德国和西班牙的电网导则规定，在电压控制死区 (0.90p.u.至1.10p.u.) 外，注入的无功电流不能超过额定电流的10%。为避免不良后果，可再生能源机组在故障切除后应当避免吸收无功电流。

图 14 部分国家电网导则中的高电压穿越曲线



来源: Hagh and Tohid (2018)

图14显示了部分国家电网导则中的高电压穿越曲线，以及在电压从1p.u.上升期间维持并网运行的时间。

3.5 储能及其他产消者接入要求

随着电池储能、光储以及带有微型热电联产发电机组用户的接入，电力系统的去中心化程度越来越高，发、用电主体之间的界线日渐模糊。因此，需要在电网导则中规定这种产消者的并网技术要求。与现有的电网导则类似，覆盖这些技术的新电网导则并不区分单独的设备类型，而是尽量以技术中立的方式制定要求。这种技术中立的要求有助于避免对个别技术的发展造成障碍，使用户可以采用最经济有效的技术解决方案来满足自身需求和业务需要。

目前，欧洲的并网导则并未对储能系统提出任何要求。欧洲并网利益相关者委员会认为，到目前为止，应该采用一种将储能设备看作与发电设备相同的简单方法。因此，无论是在发电模式还是在用电模式下，储能设备都必须满足与发电设备相同的要求，并在必要时增加特定要求 (ENTSO-E, 2020b)。

然而，一些欧盟成员国已经各自制定了不同的策略来处理储能问题，方法不尽相同。例如，比利时根据不同的发电类型（风电或者太阳能发电）对储能系统分组并提出要求。在电网导则中还专门设置一个关于储能（抽水储能除外）的特定章节，涵盖频率、鲁棒性、低电压穿越、电压稳定性、无功功率容量（Service Public Federal Economie P.M.E. Classes Moyennes et Energie, 2019）。

芬兰结合欧洲并网导则目标，制定了自己的储能规范。这些要求专门适用于通过电力电子设备连接的储能设备，涉及可控性、工作频率和电压范围、频率变化率、故障不脱网运行、故障行为、保护、电压扰动后恢复、有功功率控制、无功功率容量、电压控制和无功功率控制、调试测试、建模要求、符合性测试过程。另外还提到，大型储能系统（C型¹⁰和D型¹¹）应该与TSO在黑启动和防孤岛能力方面达成一致（Fingrid, 2020）。

比利时和芬兰都遵循将储能设施分为A类—D类的方法，就像欧洲电网导则中对发电机按照技术上能够注入或从电网吸收的最大有功功率所做的规定一样（关于设施类型的更多信息，参见第6章，第1节）（Service Public Federal Economie P.M.E. Classes Moyennes et Energie, 2019; Fingrid, 2020）。

英国认为储能设备是发电系统的一部分，因此其必须遵守发电设备的最低要求。英国将储能技术从定义上分成同步型和非同步型，认为储能设备应在其注入/吸收电力及其他功能方面是可控的，以满足发电设备应满足的要求。飞轮储能只有在电力的输入/输出可控的运行方式下，才能满足上述要求（Ofgem, 2020; National Grid ESO, 2021a）。

德国关于低压电网接入分布式电源的规定中，将分布式电源区分成电动汽车充电、储能、用能和发电设施，还包括了分布式电源组合而成的混合设施的类型，即在中高电压水平上将多种类型的分布式电源设备组合在一起。然而，在制定并网技术要求时，并没有按类别单独区分发电、储能和混合设施的技术连接要求；当这些设备向系统注入有功功率时，都被视作发电机，对发电机提出的要求都适用（VDE FNN, 2018b）。同样，IEEE 1547-2018没有具体定义发电设备，但笼统定义了分布式电源，即无论内部构成如何，分布式电源指的是任何能够输出有功功率到电网的设施。可控负荷不属于上述分布式电源定义范畴。

中国GB/T 36547-2018《电化学储能系统接入电网技术规定》主要考虑了功率控制和适应性。该规定涵盖了发电侧和电网侧对任意容量储能设备的接入，对于用户侧，为了支持调度运行，仅规定了容量大于5MW的储能设备的并网要求。在新修订版本中，充放电转换时间规定为ms级，体现了储能逆变器的快速响应潜力。

电动汽车充电值得关注，因为这些储能设备并不长久地接入到电网当中。因此，已经实现的功能中可能未包括有功功率的放电和/或向电网反送电。

10 C型：接入点电压等级小于110kV，生产模式下电网储能系统额定容量至少10MW，但小于30MW。

11 D型：接入点电压等级至少110kV，生产模式下电网储能系统额定容量至少30MW。

文本框 7 欧洲电网导则中有关需求侧灵活性的规定

欧洲正在开展有关需求侧灵活性方面的电网导则制定工作，其旨在“更好地定义和明确‘需求侧灵活性’概念，并为所有利益相关者设定明确的角色和职责”（European Commission, 2020）。目前的协商进程表明，“电网规范应鼓励以市场为基础的灵活性采购，支持在配电和输电层面建立透明、非歧视性的灵活性市场。应该包含所有的灵活性来源，包括储能和聚合。总体上，利益相关者强调电网导则应该保持技术中立。”（European Commission, 2020）

为有效减少扩大需求侧灵活性的障碍，欧洲智慧能源协会SmartEN建议，电网导则也应该在电网需求、市场参与者之间的互动以及基于市场的所有灵活性采购方法等方面提供更高的透明度。电网导则还应提供经济有效的解决方案，促进可再生能源并网，并将提高电气化水平作为加强电网的替代方案（SmartEN, 2020）。

3.6 电动汽车充电的要求

由于电动汽车数量迅速增加，并且单辆汽车的充电功率与普通家庭用电负荷相比较，因此最近很多电网导则也对电动汽车充电提出了要求。与长久性储能及其他产消者并网类似，电动汽车充电设施向电网输出有功功率时，通常需要遵照类似发电机的相关要求。

在欧洲，由欧洲输电运营商[ENTSO-E]组织的专家组讨论得出结论，电动汽车（V1G和V2G）在电网导则规定范围内，但不需要区别对待。V1G属于用电范围（参考需求并网规范进行编写），V2G属于发电范围（参考发电机并网要求进行编写）（ENTSO-E, 2020b）。

例如，德国关于接入到低压系统的设施导则中规定，电动汽车充电设施在放电也就是向电网输出功率模式下，必须能够在与系统不断开的情况下，与发电机具备相同的电压降耐受能力（VDE FNN, 2019）。额定容量在100kW以上的充电设施，与储能一样，必须具有适合双向通信的接口，能够进行远程控制和监测。

澳大利亚正在修订其国家标准扩大对电动汽车的要求，特别是AS4777.2，以便充分发挥车网互动服务的潜力。为此，电动汽车充电站需要满足逆变器的相关要求，如电气安全、电能质量、电压支持、需求响应模式、防孤岛要求和故障穿越（故障不脱网运行）等。正在进行的一项名为可再生能源汽车项目的试点项目，将根据AS 4777标准验证车网双向互动充电设施（Jones et al., 2021）。

在未来的电力系统中，电动出行预计将占电力消耗的很大一部分，因此，有序充电提供的灵活性预计将有助于满足VRE的并网消纳。在那些配备同步发电机的常规电厂难以平衡电力波动的电力系统中，电动汽车充电设施和储能设备内置的逆变器可能需要具备除低电压穿越和远程控制之外的更多功能。在过去几年里，一直在激烈讨论逆变器的一类功能，那就是构网能力。

3.7 逆变器构网能力

全球电力部门向基于可再生能源电力系统的持续转型，意味着向更多基于逆变器的能源转型，越来越需要能够在没有任何同步发电机的情况下实现交流电网运行的技术。

电网中大量应用的电力电子设备使用的传统逆变器系统（VRE和高压直流）基本上作为电流源运行，因此需要依赖外部电压源提供频率参考。这种逆变器可以设置为提供一定程度的电压和频率支撑，如下垂（如 $P(f)$ 、 $Q(U)$ ）或快速频率响应，但它们不能独立运行，这些逆变器常被称为**跟网型逆变器**。有些文献中则采用其他称谓，如电网馈送或电网支撑。

跟网型逆变器能够非常迅速地（几ms内）响应控制信号或电压和频率变化，但永远不可能作出即时响应（就像同步发电机的固有行为那样），因其依赖于使用锁相环测量电压相角和频率。当出现负载阶跃或短路等情况时，跟网型逆变器本身无法稳定电网—电网支撑功能必须明确写入其控制器中。由于其无法在没有任何外部参考电压的情况下运行，因此并非所有逆变器都适合采用这种控制策略。由**构网型**逆变器提供的有功功率注入现在通常称为虚拟惯性，因为这种功能不同于由跟网型风电机组提供的综合惯性或由其他类型的跟网型逆变器资源提供的快速频率响应。它不需要频率测量，因此更类似于同步发电机的固有惯性响应。随着可再生能源占比不断提高，逆变器瞬时渗透率高的情况将更加频繁，因此需要设计其他类型的逆变器控制方案。运行中不需要外部参考电压的逆变器被称为构网型逆变器。有多种技术概念可用来实现相关的逆变器控制（MIGRATE Consortium, 2019; Lin *et al.*, 2020）。构网型逆变器能够即时响应，因此在本质上有助于稳定电网。这类逆变器目前尚未广泛部署，主要原因是：

- 在VRE渗透率低时不需要该功能。
- 在VRE瞬时高渗透率下，为使系统稳定运行所需具备的构网能力资源比例尚不清楚。
- 每个构网单元的瞬时响应能力意味着它应具备一定量的储能能力，而风能和太阳能发电系统本身并不具备这一点，这使得系统更加昂贵。
- 瞬时响应能力还意味着需适当增加额定功率，才能快速满足负载尖峰需求，这再次使系统更加昂贵。

- 也可能需要更高的额定功率，才能在发生故障或其他事件时提供超过额定电流的过流能力所需的短路电流。
- 关于构网概念及其预期功能，目前尚无现成标准。这仍是一个活跃的研究领域，只有少数原创设备制造商提供商用级构网型逆变器。

将现有跟网型逆变器改造成构网型逆变器，对于风电和光伏应用来说通常是不可行的。对于现有的电池储能应用而言，是否能以合理的造价完成这项工作，取决于所安装的逆变器以及所需的特定构网功能。

提供构网功能的电池储能逆变器已经上市 (ESIG, 2021)。然而，截至2021年5月，还没有电网导则对电网接入设施需要具备这种能力进行规定。

斯特莱斯克莱德大学 (University of Strathclyde) 与英国输电系统运营商National Grid ESO共同发表的研究表明，10%以上的机组具备构网功能前提下，英国电网才能在逆变器渗透率100%下稳定运行。其他消息来源提供的估算更为保守，约为30%，大致相当于目前在爱尔兰这样的电网中所需的最小同步发电机容量。随着构网技术的应用，VRE在许多国家的占比不断上升，已经开始持续讨论关于构网能力的电网导则要求。构网型逆变器需要在VRE渗透率100%下定期运行整个同步电网。截至2021年，许多小型兆瓦级岛屿电力系统已使用构网型逆变器，如葡萄牙亚速尔群岛的格雷西奥萨岛；加勒比海的圣尤斯提乌斯；法属波利尼西亚的提蒂亚罗阿 (Schömann *et al.*, 2019)，而且这项技术早已在千瓦级离网系统中得到应用。然而，该技术还没有在大型电力系统中大规模推广，设备制造商也只是在缓慢适应，而且对于大多数电力系统而言，VRE渗透率100%仍只是一个遥远的未来场景 (Urdal, Ierna and Roscoe, 2018; Ndreko, Rüberg and Winter, 2018)。最近，澳大利亚能源市场运营商宣布建设世界上最大的构网型储能电池，并将于2021年早些时候在南澳大利亚阿德莱德以北的托伦斯岛开始建造250MW/250MWh的大型储能电池。

截至2021年，电网导则尚未规定基于逆变器的发电机需要具备构网能力。英国National Grid ESO在2020年发布了构网型逆变器的电网导则草案，向这一方向迈出了第一步，将其作为非强制性要求纳入到电网导则中，只是概述了对可能安装的构网型逆变器的技术要求，但通常不涉及功能本身 (National Grid ESO, n.d.)，其出发点是为了引入一个构网型辅助服务市场，由电网导则规定基本的技术条件要求 (National Grid ESO, 2021b)。该导则的编写方式使得同步发电机和基于逆变器的发电机都能够提供构网服务。

04 辅助服务



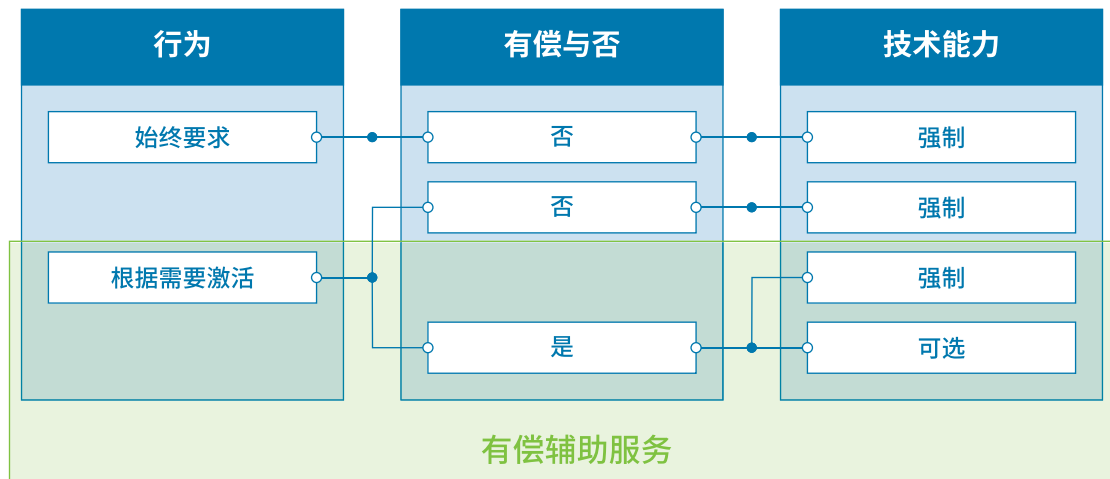
本章要点：

- ▶ 辅助服务是保障电力系统安全稳定运行所必需的。它可以是强制性的、有偿的，可以在电网导则中提出要求，或通过双边协议商定。这取决于系统的情况，并且可通过电网导则进行规定。辅助服务需求随着波动性可再生能源（VRE）渗透率的提高而增加。有偿辅助服务对灵活性电源项目的经济性具有重要作用。
- ▶ 在VRE大规模推广后，许多系统中的VRE瞬时渗透率不断提高，这在很大程度上减轻了人们最初对于VRE影响电力系统稳定性的担忧。已通过多种手段解决了惯量降低和非同步电源渗透率升高的问题，如惯量最低值、促使同步发电机升级和多级频率控制。
- ▶ 快速频率响应（FFR）近年来备受关注，因为这项服务直接解决了与惯量相关的频率变化率（RoCoF）问题，而且几乎完全由基于逆变器的发电机和电池储能系统提供。
- ▶ 电网导则应尽早对构网型逆变器提出要求。目前关于是否应该对该功能提出强制性要求，以及如果强制要求应该安装哪些设备，仍然存在争论。
- ▶ 由于基于化石燃料电厂的提前退役，关于同步发电机组提供“黑启动”服务的规定也需要修改。有功功率可控型VRE和配有构网型逆变器的储能系统是基于VRE的黑启动方案的重要环节。在分布式电源（DER）占比较高的系统中，有效的实时通信是实现黑启动能力的关键。
- ▶ 小规模电网用户的灵活性可以通过聚合商或虚拟电厂获得。从这个意义上说，分布式电源的通信和控制接口非常关键。



在过去的大型电力系统中，系统运营商从接入输电网的传统发电厂购买辅助服务，以保障系统的稳定性。在现代可持续的电力系统中，VRE发电、储能及其他电网用户也可以提供同样的服务。为了帮助系统运营商消纳VRE，对辅助服务市场的设计也在不断发展，以便解决VRE带来的波动性和不确定性问题。一种创新的辅助服务产品解决了灵活性问题，为快速爬坡要求、调频等服务提供补贴。另一种创新的辅助服务产品允许新的市场参与者提供此类服务：风力发电机可用于提供惯量响应、太阳能光伏可以提供无功功率支持、其他分布式电源可以帮助增加不同时间尺度电力交易的市场流动性（IRENA，2019d）。电网导则及其要求不仅可以规范电网用户在正常运行和扰动期间的适当行为，而且还可以确定各方所需的技术能力，以此作为系统运营商提供此类有偿辅助服务的基础。图15说明了系统服务中上述能力与行为的区别。

图 15 辅助服务技术能力、行为和规定方面的区别



本章将简要地讨论辅助服务市场，研究有关频率控制的特定服务：惯量管理及快速频率响应。逆变器的构网服务作为一种新服务即将推行，预计这些服务也将影响黑启动服务。本章将在最后介绍小规模电网用户供电贡献的解决方案（分布式电源）。

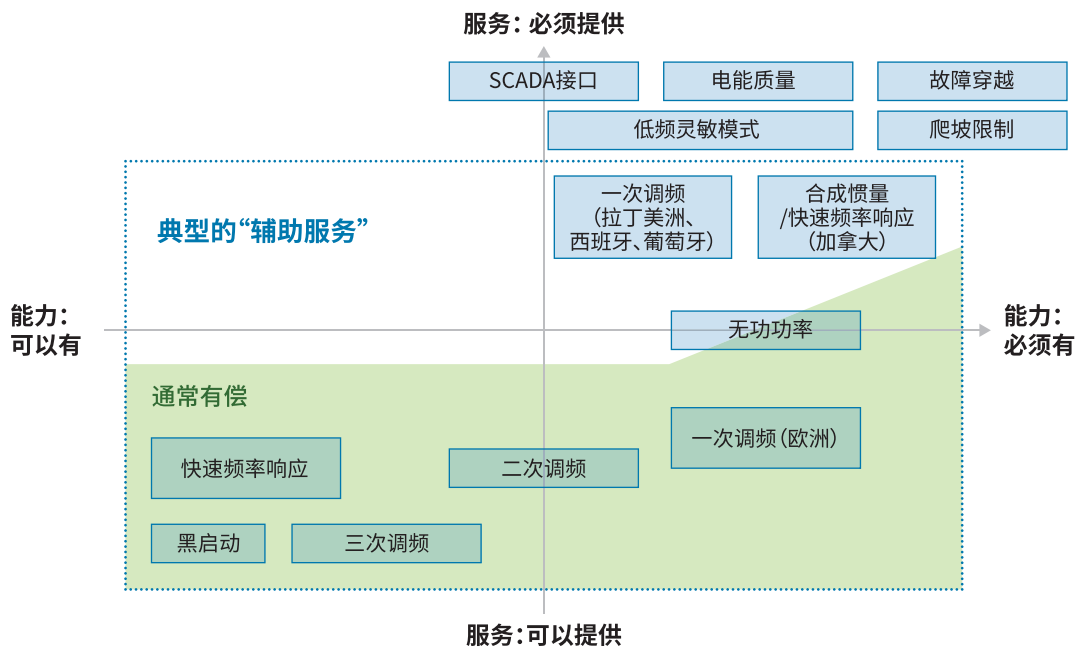
4.1 辅助服务与电网导则

辅助服务的定义在某种程度上是一个有争议的问题，因为它可以指维持交流电力系统稳定运行所需的除大规模有功发电以外的所有服务，也可以指这些服务的一部分。EURELECTRIC (Eurelectric Thermal Working Group, 2004) 在2000年首次提出以下定义，且此后在欧洲电力系统中普遍采用：

- **系统服务** 是某些功能实体（如系统运营商或电网/网络运营商）向接入系统的用户提供的所有服务。
- **辅助服务** 是某些功能实体（系统运营商或电网/网络运营商）为了能够提供系统服务而从系统用户处购买的服务。（Preotescu *et al.*, 2020）

电网导则要求与辅助服务之间没有严格的界限。一般来说，电网导则对提供辅助服务的能力提出要求，但这些服务的实际实施应取决于采购计划。严格来说，强制性服务和无偿服务不应被视为辅助服务。然而在许多国家，提供无功功率是无偿的和强制性的，但却通常被认为是辅助服务。同时，故障穿越几乎是必备要求，而且从来都是无偿的，但通常被认为是一种安全性能，而不是辅助服务。图16根据提供服务的能力及义务概述了辅助服务及其他服务。

图 16 辅助服务及其他服务概述



电网导则通常会对辅助服务能力要求作出规定，以确保发电机组可根据需要提供。系统运营商往往需要电网导则对至关重要的辅助服务能力（尤其是在紧急情况下）进行规定，并且可能只能在市场之外获取¹²。在这些情况下，电网导则能够确保在所有情况下都有足够的市场参与者。

例如：

- 大多数电网导则要求所有发电机提供无功功率，但是根据国家和地区的不同，实际提供的辅助服务可能仅为在需要时才会启动的有偿服务。

¹² 有些服务对于系统稳定性可能至关重要，但必要容量和成本并不能成为对所有发电机的强制性要求。由于实际情况因系统运营商和服务而异，因此这里没有明确的界限。

- 许多输电导则要求超过一定容量的发电机组都应具备提供一次调频备用的能力。然而在大多数开放系统中，此类辅助服务的实际提供是通过市场平衡来实现的。

这两种情况虽然普遍，却颇具争议，特别是西班牙等国家对一次调频备用有强制性规定，而无功功率往往被认为是一种无偿的强制性辅助服务（ENTSO-E WGAS, 2017）。

ERCOT要求所有发电机组均具备频率控制能力，必须始终处于激活状态，但只要未进入辅助服务市场，便不要求为提供该服务预留容量。通过这种方式，VRE发电在运行时可以对高频事件做出响应，在弃电时对低频做出响应。这不属于有偿服务。

电网导则可能不会提及其他辅助服务。例如，通常不对恢复系统频率的备用容量进行规定。为了进入相应的平衡市场，发电机组必须接受附加文件中规定的附加资格预审流程。同样的流程适用于新的辅助服务，如快速频率响应、爬坡服务或额外惯量响应。

在乌拉圭，根据规定，二级和三级备用需要作为产品纳入市场监管。尽管如此，大多数火力发电机组及所有水力发电机组都归属国有企业，这些服务对应的补贴都隐含在电价中。因为并没有关于此类备用服务的规定，VRE发电仍然没有机会提供这类备用。如果引入相关规定，则VRE的调度规则将发生变化，因为目前按照该国法令，此类发电机组没有可变成本，任何时候发电出力都是由风、光等资源情况直接决定的。

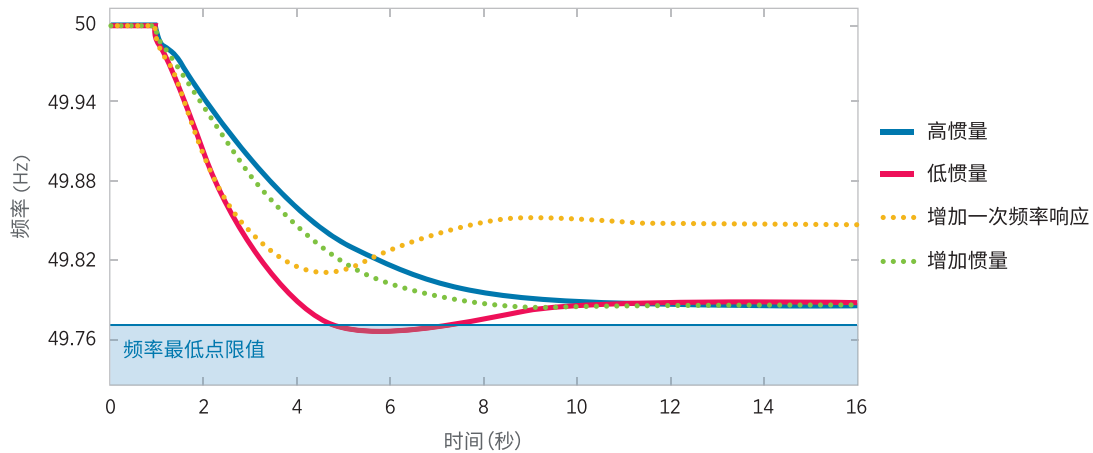
在洪都拉斯，规定辅助服务包括提供调频（一次、二次和三次）、自动和手动负荷切除、电压控制和无功注入/吸收能力以及黑启动能力。该技术规范考虑了储能装置可以提供一次和二次调频的情况。技术规范还对VRE（风能和太阳能光伏）提出一些要求，如提供一定级别的一次和二次调频、最小无功功率、高/低电压穿越、动态无功电流（Norma Técnica de Servicios Complementarios, 2021）。国家监管机构（能源管理委员会，CREE）正在评估接入配电系统的产消者的另一项技术规范（一次和二次电压等级）（La Gaceta, 2020）。

有偿辅助服务极大地提升了灵活性电源项目的经济性。IRENA（2020a）对基于储能的辅助服务进行了全面讨论并提出了框架。

4.2 惯量管理

在VRE占比高的电力系统中惯量管理变得越来越重要。如图17所示，随着非同步发电渗透率的增加，系统惯量逐渐降低。该图对比展示了低惯量系统和高惯性系统对频率偏移的响应。因此，系统运营商必须确保系统中始终存在一定的最小惯量，或者提供替代方法来限制低惯量情况下的频率偏差，比如图17所示的增加一次频率响应或增加惯量。除了某些明显的例外，目前这个问题通常不受电网导则要求的影响，几乎完全可以通过运行约束和/或辅助服务来解决。

图 17 事件后系统惯量对频率响应的影响



来源: Rezkalla, Pertl and Marinelli (2018)

自从几十年前首次引入基于逆变器的发电系统以来，惯量问题就已经为人们所认知和讨论。在大规模VRE推广后，最初对电力系统在非同步电源渗透水平相对较低（按当前标准）时会变得不稳定的担忧已经基本消除。5%-30%的非同步电源渗透率仍然是同步系统的“稳定极限”，特别是在没有VRE运行经验的国家和地区。然而，澳大利亚南部和西部、爱尔兰和德克萨斯州的VRE并网经验表明，在50-70%的瞬时非同步电源渗透率下系统仍可以保持稳定，各种小岛屿系统的非同步电源渗透率甚至可以达到80-90%，且不会出现严重的稳定性问题。

值得注意的是，惯量和非同步电源渗透率限制是需要同步系统层面解决的问题。因此，目前的重点是同步独立系统。丹麦等个别欧洲国家的非同步电源与负荷之比经常达到或超过100%，但这些国家与规模大得多的中欧同步系统相连，总体上的非同步电源渗透率仍相对较低。随着VRE渗透率在更大范围内继续上升，惯量最终会成为一个问题，因此在独立同步系统中建立的惯量管理办法可以提供宝贵经验。

爱尔兰的案例表明，在惯量不出现严重问题的前提下，非同步电源渗透率可达到负荷的50%。然而，2008年第一次开展的全岛电网研究中预计会出现惯量问题，该研究预测，在瞬时非同步电源渗透率超过50%时，至少会有RoCoF问题。近年来，爱尔兰的非同步电源渗透率限值（在该案例中，包括风力发电、高压直流输电和占比非常低的光伏）已经提高到65%，并计划在2021年底达到70%-75%。这种渗透率水平主要通过一般传统电力系统结构下依靠同步发电机组作为系统稳定性的主要提供者以及一些附加服务来实现，这些附加服务将在下面的章节中进行说明。根据爱尔兰 TSO EirGrid 的情况，需要进行重大的范式变革才能超越这一水平¹³ (EirGrid/SONI, 2021; Nedic and Bell, 2008)。

¹³ 过去30年来，电力系统专家预测非同步渗透率极限的范围从15%到50%不等，而这一切都很容易被打破，因此也应该仔细审查这个数字。然而，EirGrid现在已经积累了20多年的VRE运行经验，并在考虑这些丰富的运行经验的基础上对该问题进行了广泛的研究；因此，这个数字比以前的预测稍微可靠一些。

截至2021年，EirGrid采取了以下措施来缓解惯量问题并提高非同步电源渗透率限值：

- 持续评估和监测系统惯量。
- 引入惯量下限（最小系统惯量限值），基于对最大可信意外事件的实时监控，随着时间的推移，惯量下限从25000MW-s降至23000MW-s。
- 通过同步惯量响应（SIR）有偿辅助服务，激励同步发电机组降低最低连续出力水平（电厂能够稳定运行的最低有功功率输出），在无需切除同步发电机组（从而降低惯量）的情况下为更多的VRE发电让路。
- 引入多级频率控制和备用辅助服务组合措施，包括可以在0.5-2s内对频率变化率（RoCoF）或低频作出反应的快速频率响应（FFR）。

4.3 快速频率响应（FFR）

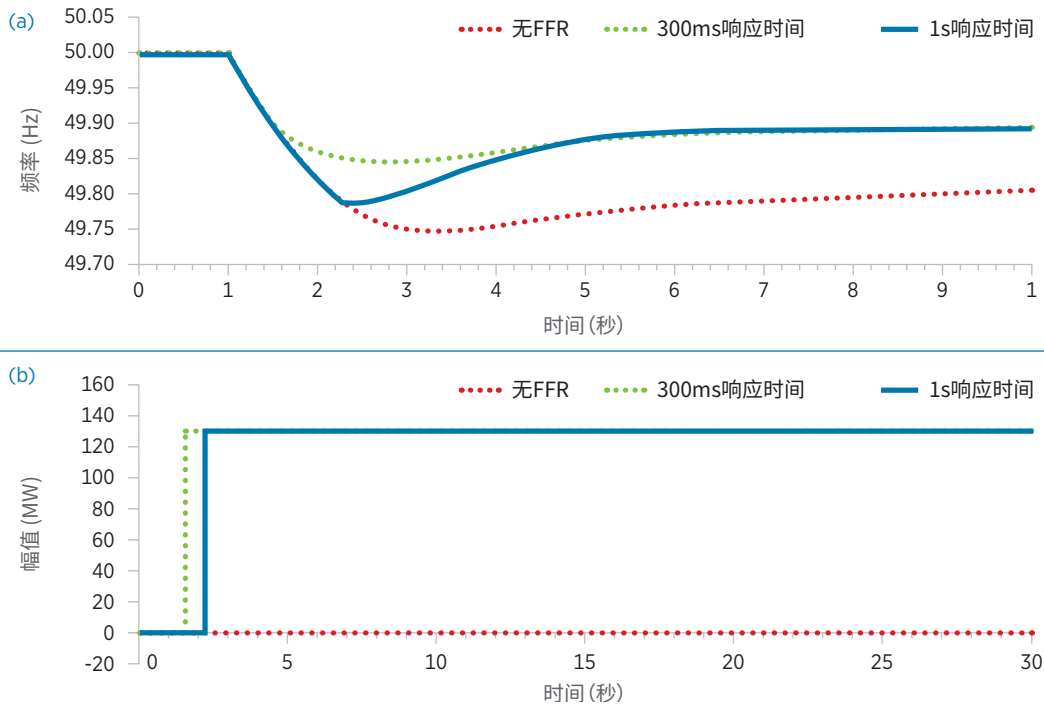
澳大利亚、英国和德克萨斯州的系统运营商已经采取了类似措施，只是在技术细节上有所不同。虽然惯量下限和最小稳定输出的降低仍然依赖于同步发电机，但由于FFR可以直接解决与惯量相关的频率变化率问题，FFR最近已成为人们高度关注的话题。此外，FFR可以由电池储能系统和基于逆变器的发电机组提供，也可以由具有低频保护的负荷资源提供。换句话说，FFR通过更快速的响应来应对快速的RoCoF。

目前，电力系统和可再生能源专家对快速频率响应服务的讨论已经超过十年，最初使用的术语是“虚拟惯量”、“合成惯量”或“模拟惯量”。随着FFR在全球多个系统中的引入，在描述构网型逆变器的惯量响应时，这些术语几乎已经不再使用，或者原有的含义已经发生变化，但所有这些术语都描述了提供FFR功能的发电机组所需要的性能。

这项功能背后的基本思路是由IBRs对测量到的频率偏差作出快速有功响应。这种响应不是同步发电机固有的惯量响应，但是速度更快，因此可以作为同步发电机惯量响应的补充，以改善发电跳闸后的初始RoCoF和频率最低点¹⁴。只要有适当的软件控制，任何有富余功率的IBR都可以提供这种功能，如电池或运行在最低出力状态的VRE。

¹⁴ 频率最低点是在低频事件（通常由发电厂意外停电引起）中测量到的最低频率。对于给定事件（大容量机组停运），由此产生的最低点表明频率控制储备的性能和充足性。

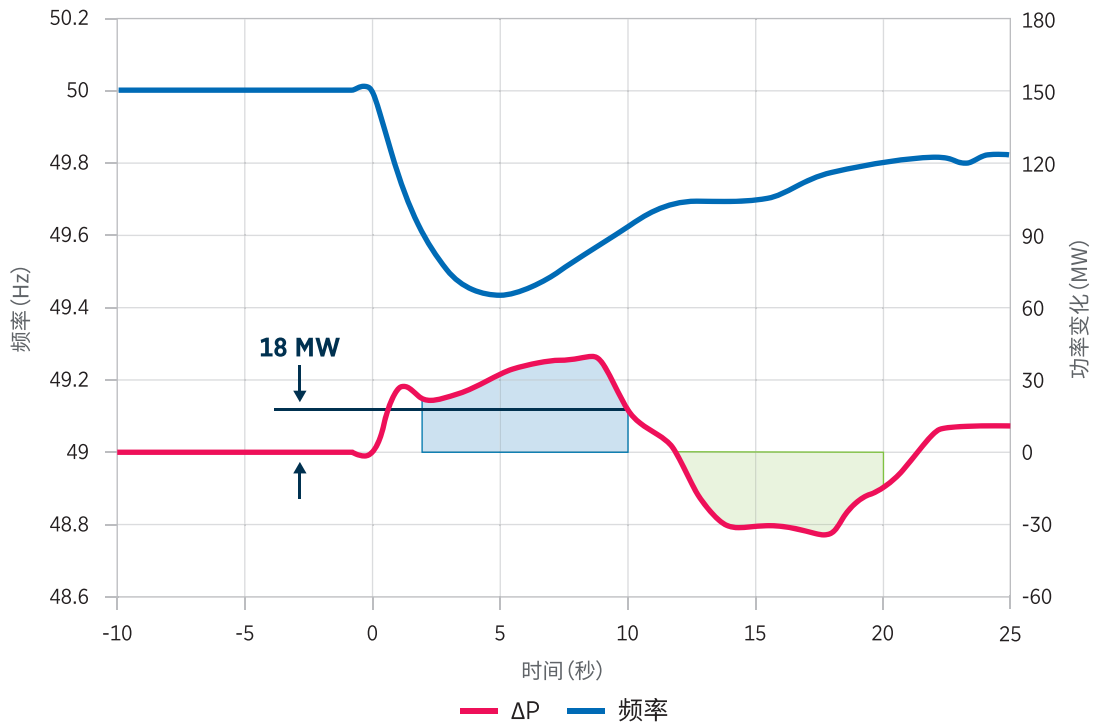
图 18 爱尔兰电力系统中140MW的FFR (来自电池组) 对系统频率的影响



来源: Deegan et al. (2019)

没有出力限制的风机可利用其转子的实际转动惯量来实现该功能, 这些风机已接入电网但通常通过电力电子变频器与电网完全解耦。通过相应的软件控制可以实现这种惯量, 并在0.5s至2s内对电网做出响应。与实际电网耦合惯量不同, 这种功率提升可以持续几秒钟, 而与进一步的频率轨迹无关。但是整个响应是以降低转子的最佳转速为代价。由于需要将这部分功率恢复到故障前的有功输出水平, 因此当风速低于额定风速时, 风电场的输出功率在功率增加几秒钟后会低于初始状态, 即“合成惯量”响应(图19)。当风速高于额定风速时, 风机通常能从风能中获取额外功率, 并通过变桨距控制来切断。这种一次动力来源可以使风机加速到最佳速度。对电网而言, 有功功率输出并没有减少。

图 19 风机快速频率响应的提供与恢复期



注：根据爱尔兰的快速频率响应要求，绿色区域不大于蓝色区域。

来源：Deegan et al. (2019)

风机基于惯量的快速频率响应对于VRE渗透率高的电力系统很有价值。对于惯量水平低的系统，功率不平衡时频率变化率高，限制因素通常不是一次调频的可用备用容量，而是响应速度。风机提供基于惯量的快速频率响应可能会增加一次调频备用需求，因为它必须补偿风电场在事故后恢复阶段降低的功率输出，以解决不平衡问题。然而，由于VRE基于惯量的快速频率响应会抑制或减缓系统初始调频偏差，因此其响应并不需要变得更快。

要求风电场具备该功能的提议并没有得到广泛采纳，值得注意的是，加拿大魁北克电力公司 (Hydro Québec) 早在2005年就提出了这一要求。作为欧盟电网导则的一部分，发电机并网要求 (RfG) 也允许TSO落实这一要求 (非强制性)，但没有给出进一步的规定，目前欧洲输电系统运营商并没有提出该要求。加拿大的经验表明，风电场的合成惯量可以显著提升系统稳定性，但也暴露了事故后输出功率下降 (最终通过修订要求加以限制) 以及功能符合性测试等问题。因此，澳大利亚、英国和德克萨斯州的TSO反对任何统一要求，而是选择采购基于惯量的快速频率响应作为有偿辅助服务，采用“快速频率响应”、“固定频率响应”和“动态抑制”等术语 (St. John, 2020; Miller and Pajic, 2016; Hydro-Quebec-TransÉnergie, 2009; ENTSO-E, 2017b)。

快速频率响应采购是技术中立的，主要是电池组中标，但也有一些风电场中标。ERCOT与澳大利亚能源市场运营商（AEMO）等系统运营商会日前市场或实时市场采购。

表 5 基于惯量的FFR及其他FFR要求示例

	惯量响应, Hydro Québec电网导则要求	EirGrid采购的辅助服务——快速频率响应
单机容量	额定容量的6%	≥1MW, 容量竞标
激活方式	基于触发, 同时具备阶跃响应和比例响应能力	基于触发, 阶跃响应
响应速度	≤ 1.5s	0.3-2s (速度越快, 补贴越高)
持续时间	9s	8s
事故后有功功率降低极限	不超过额定容量的20%	事故后10-20s内的能量损失必须小于2-10s内提供的额外能量

来源: Hydro-Quebec-TransÉnergie (2009), EirGrid/SONI (2020, 2019)

4.4 构网型逆变器

为了提高电力系统中的IBR渗透率并实现100%的电力电子渗透率，正在讨论引入构网型辅助服务市场。根据ENTSO-E最近的一份报告，构网型发电厂/发电综合单元(PPM)：

“应该能够支持交流电力系统（从超高压到低压）在正常、扰动和紧急状态下运行，且无需依靠同步发电机。这应包括在极端工作情况下完全由基于变频器的电源满足全部供电需求并维持稳定运行的能力。（ENTSO-E, 2020c）”

根据这一定义，未来针对含构网型逆变器的发电综合单元制定并网导则时有必要列入以下要求（ENTSO-E, 2020c）：

- 建立（或构建）系统电压
- 降低故障影响（提供短路容量）
- 增加总系统惯量（受限于储能容量及发电综合单位的可用额定功率或高压直流换流站）
- 支持系统生存，在极罕见的系统解列情况下能维持低频减载有效运行
- 抑制系统电压中的谐波和间谐波
- 抑制系统电压不平衡
- 防止不利的控制系统交互影响

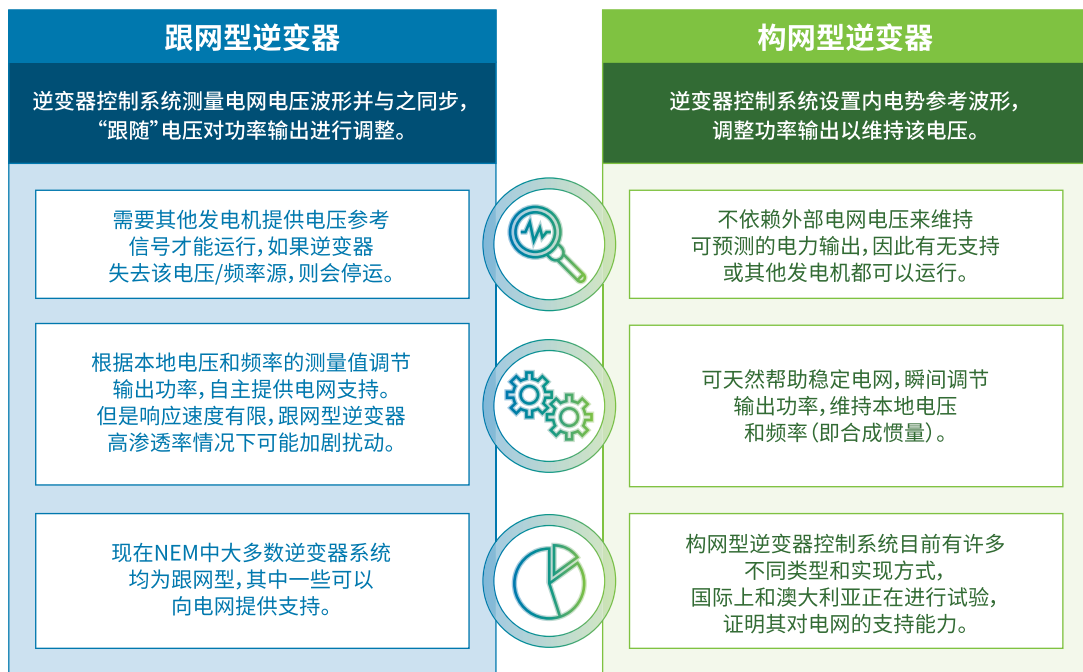
英国电网导则草案提及了5Hz至1kHz频带范围内与电抗连接的电压源的工作能力。这一能力属于有偿的、非强制性的功能（National Grid ESO, 2019a）。

由于具有电压源特性，构网型逆变器有助于提高电力系统的系统强度。构网型逆变器应限制电网故障的影响，并避免电压瞬时崩溃的风险。研究表明，构网型逆变器在电网发生低阻抗短路时会提供注入电流，且该注入电流受到逆变器过流能力的限制。最近对构网型逆变器的研究集中在不同方面，其中一个研究方向是电流注入速度，IBR渗透率达到100%时，注入时间为5ms。

在考虑更高的IBR渗透率时，电力电子设备产生的谐振成为关键问题之一。由于整流器阻抗与电网阻抗之间的相互作用，整流器接入电网会产生新的谐振点。为了避免这种谐振的影响，构网型逆变器应该能够针对潜在的振荡频率提供阻尼。

图20展示了现有跟网型逆变器和未来可能由构网型逆变器提供的功能对比。

图 20 跟网型逆变器与构网型逆变器的对比



来源：AEMO（2021）

如第3章第7节所述，逆变器的构网能力可以为中长期的惯量问题提供解决方案，但这一点目前在电网导则或辅助服务市场上还没有得到很大程度的体现。本质上，这是一个先有鸡还是先有蛋的问题：在该功能可实现之前不能对此功能提出要求；而在某个国家对该功能明确提出要求之前，制造商通常选择避免产生开发成本。对相应发电机组制造成本的影响也需考虑。根据功能的具体规定，某些发电技术成本可能会上升。

然而，TSO和学术界的电网导则专家似乎普遍认为，电网导则迟早需要对构网型逆变器提出要求。同时，由于上述原因，对于是否应该强制要求该功能仍有争论。正在讨论是否可通过市场采购必要容量，潜在的电网导则要求可作为市场准入的资格预审条件 (Urdal, 2020; Lin *et al.*, 2020)。

英国电网为提供电网构建能力而提出的最低规范要求

- 必须具备与电抗连接的内部电压源
- 保持同步和稳定
- 提供RoCoF响应功率、阻尼、快速故障电流注入、基于控制的有功功率和无功功率
- 为避免振荡，控制功率带宽<5 Hz
- 在最小短路电流水平下运行
- 平衡和不平衡故障下必须稳定注入电流
- 通过型式试验和仿真模型验证构网型逆变器的所有性能属性

来源: National Grid (2021b)

4.5 黑启动能力

黑启动能力是指停电后发电机在没有外部电源的情况下启动，并给电网或部分电网供电以恢复运行的能力。每个电力系统中都需要具有黑启动能力的发电机，因为即使是互联良好的系统，在停电时也不能保证可以得到外部帮助。但是不需要系统中的所有发电机都具备黑启动能力，因此在电网导则中很少对此提出要求¹⁵。运营商可以通过双边协商或公开招标来确保系统具备足够的“黑启动”能力 (Elia, 2018)。

到目前为止，黑启动方案几乎完全依赖于同步发电机，常见的是通过水电机组或燃气机组等黑启动机组来启动更大的燃煤或燃气机组。特别是在以煤电为主要电源的电力系统中，黑启动能力通常也由可维持孤岛运行的电厂提供，表现为在电网停电后几个小时内，向机组提供辅助系统用电（“厂用电”）。随着VRE在系统中的占比不断上升，依赖于同步发电机的黑启动方案面临着挑战，运营商经常由于下列原因而修改方案：

¹⁵ 在适用于孤岛系统（如菲律宾）的导则中可以看到一些特例，这些导则要求超过一定规模的所有同步发电机都应具备黑启动能力。

- 越来越多的传统发电厂因不再需要而提前关闭或在定期退役后不更换新机组。这也会影响具备黑启动能力的机组，因为黑启动能力通常只是这些机组的第二或第三收入来源。
- 传统发电厂能够在有限时间内进入带厂用电运行状态。带厂用电运行的机组通常是长时间开机运行的基荷机组。VRE占比增加将会降低基荷需求，从而迫使以前的基荷机组进入循环运行，也就是说如果不能在市场上出售电力就会被停机。因此，VRE占比较高时，带厂用电运行的机组不能可靠联网，或者在市场外承担成本高昂的必须运行约束 (Cherevatskiy, 2011)。

目前安装的所有VRE几乎都配备了跟网型逆变器，本质上不具备黑启动能力。对于可实现一定程度有功功率控制的VRE，可以作为目前黑启动方案的一部分，但只能在传统黑启动机组向电网重新供电之后，作为恢复过程中提前重新接入的辅助资源。欧洲多个TSO已经启用或正在研究这些方案，尤其是英国的National Grid ESO在2019年发表了一份报告，介绍英国非同步电源在未来黑启动方案中的作用。

然而，最近公布的试运行结果表明，如果大型风电场配备相应的设备，无论是在现场安装柴油发电机，还是在风电场内安装构网型电池，或者至少部分安装本身具有构网能力的风机（截止2021年后者是最常见的方法），都可以作为初始黑启动机组 (renews.biz, 2020; 50Hertz Transmission GmbH, 2020)。配备相应设备的大型风电场和太阳能发电站可以在未来的黑启动方案中发挥重要作用，因为基荷机组在VRE占比较高期间可能无法提供服务 (Egan, MacLeod and Cowton, 2015; Midtsund *et al.*, 2016)。

分布式发电导致接入输电网的大型发电机组数量减少，而这些发电机组又是大多数黑启动方案的主要资源。因此，利用接入配电网的分布式电源进行黑启动的策略已经讨论了很久，特别是在丹麦、德国、英国等依赖高占比分布式发电的国家。这些策略基本上仅限于理论层面或者长期侧重于试点项目研究，但英国监管机构Ofgem最近批准为英国输电系统运营商National Grid ESO提供资金，用于研究基于分布式资源的黑启动方案 (National Grid ESO, 2019b; Ofgem, 2018)。由于小型同步发电机组提供了英国大部分分布式发电功率，因此英国国家电网的战略重点是利用小型同步发电机组恢复电网供电，然后在第二阶段、电网各部分通电时使用IBR (National Grid ESO、NEI Services Ltd, 2019)。这一设想在十年前丹麦的电池储能项目中已经得到验证 (Cherevatskiy, 2011; Ackermann *et al.*, 2008)，但英国National Grid推进这一项目主要是因为在过去几年随着市场收入的下降，大型发电厂越来越依赖于黑启动服务收入，导致黑启动服务的采购成本也一直在稳步上升。

该项目原计划将于2021年进入示范阶段。与此同时，英国National Grid发现了以下主要挑战 (National Grid ESO and TNEI Services Ltd, 2020)：

- 分布式发电没有统一的通信接口。
- 必须与大量利益相关方建立有弹性的、安全的运营通信。
- 分布式资源参与黑启动是一种全新的运营策略，因此需要对员工进行培训。

这些发现与分布式发电的电网导则要求直接相关。对于小型同步发电机而言，黑启动能力本身在技术上是没有任何问题的。原动机通常可以手动启动或通过电池启动，但是需要在导则中提出该能力要求，以确保所有发电机都具备该能力。对于同步发电机组以及所有分布式资源而言，对通信接口的要求更重要。英国National Grid目前正在制定新的、合适的功能规范（National Grid ESO and TNEI Services Ltd, 2020）。

利用分布式资源进行黑启动绝非易事。由于大量的利益相关方和技术参数都需要进行弹性的实时通信，例如在高电压的启动充电，这会产生很大的励磁涌流，这个过程是十分复杂的（Howitt, 2020; Cherevatskiy, 2011）。然而，快速恢复配电网单元并向付费用户供电是有可能实现的，而且此类自供电单元在通电后可以更容易地重新接入到更高电压等级电网。因此，建议系统运营商为分布式发电制定适当的技术规则以便于操作实施，即使目前尚未出现这种需求，但能够避免今后由于出现技术问题而实施昂贵的改造方案。

只有当拥有构网功能的逆变器达到一定比例，且这些逆变器在恢复供电的初期充当支撑性发电机，才能实现单纯依靠逆变器资源进行黑启动，这与Cell Project以及英国National Grid中针对分布式同步发电机组制定的策略极为相似。因此，这与3.7节和4.4节中讨论的构网设备要求及可能增加的黑启动要求直接相关，因为并非所有的构网型逆变器都具有黑启动能力。与同步发电机相比，逆变器具有更高的电压和频率灵活性，因此，当只使用逆变器资源时，从较低电压水平进行黑启动可能反而更加容易（Jain等人，2020）。在美国通用电气（General Electric）的一些应用中，将构网型电池代替柴油发电机用于黑启动，这向黑启动构网型电池迈出了一步（Rao *et al.*, 2021）。

4.6 利用小型电网用户的灵活性

虽然小型电网用户在理论上通常适合提供灵活性，但由于其规模小、数量大的特点，使用这种灵活性往往经济性并不高。传统的聚合方法通常是把分布式发电（尤其是接入低压电网的发电机，如屋顶光伏发电）视为消极负荷，因此不具备灵活性、不可调度。当分布式电源占比较高且要求灵活运行时，这种传统的聚合方法就面临限制。随着产消者和需求侧管理的出现，这种情况更有可能发生。

趸售电力市场需要将分布式资源（包括发电机、储能和需求侧资源）聚合起来，因为数以千计甚至百万计的小型投标人参与交易在经济上是不可行的。引入讨论较多的本地灵活性市场可以使分布式资源直接参与市场交易，从而满足配电网的灵活性需求。然而从系统角度看，此类市场也只是一种聚合机制。分布式资源进入趸售市场或辅助服务市场最常见的方法是引入虚拟发电厂或聚合商（关于聚合商的更多信息参见IRENA [2019b]）。在上网电价系统中，分布式资源可能以任何价格出售市场上可用的任何产品；与此不同，聚合商则更高级一些，可具有双向通信功能，提供资源在特定时间内的发电或用电信号，从而提高虚拟发电厂的整体收益。

零售商通过帮助用户评估其可提供的灵活性因而有机会充当聚合商，包括向DSO与TSO提供灵活性服务，和/或为TSO提供灵活的平衡服务。然而，这样做可能会减少零售商的销售量，也因此出现了致力于聚合业务的新市场成员。欧盟2019/944议会指令要求所有国家为独立聚合商建立起一个使其能够与零售商一起运作的有利监管框架。聚合商将在实现《欧盟绿色协定》目标中起到重要作用，因为欧盟委员会已经将需求侧灵活性确定为可能需要制定新电网导则的关键领域 (Meeus *et al.*, 2020)。

与对零售商的要求类似，聚合商也必须向客户提供能够转换的数据，并在合同中明确条款与条件。未来的零售市场在很大程度上难以预测。

在大多数情况下，对这种基于市场安排的技术要求并不属于电网导则范畴，而是遵守资源与聚合商之间的双边协议，或接受总体能源市场的监管¹⁶。由于电网导则应促进VRE和分布式资源参与市场，因此需要制定分布式发电通信与控制接口的技术规范，在分布式资源黑启动项目中也发现了这方面的不足 (参见4.5节)。

基于互联网的通信可以替代传统的通信接口，传统的通信接口不能保证频率控制服务所需的实时通信，但是可以在单一能量市场中以很低的额外成本和复杂程度来实现更程度的灵活性。而基于互联网的通信需要注意网络安全问题。此外，通过点对点交易和去中心化市场与单一能源批发市场分离，区块链技术有望引发电力交易范式变化 (IRENA, 2019c; Andoni *et al.*, 2019)。

¹⁶ 后者的一个例子是《德国可再生能源法》附录，其中规定峰值超过30kW的光伏机组必须可以远程控制。提出这一要求不是因为DSO的需求，而是为了促进参与市场。

05 电网导则符合性管理



本章要点：

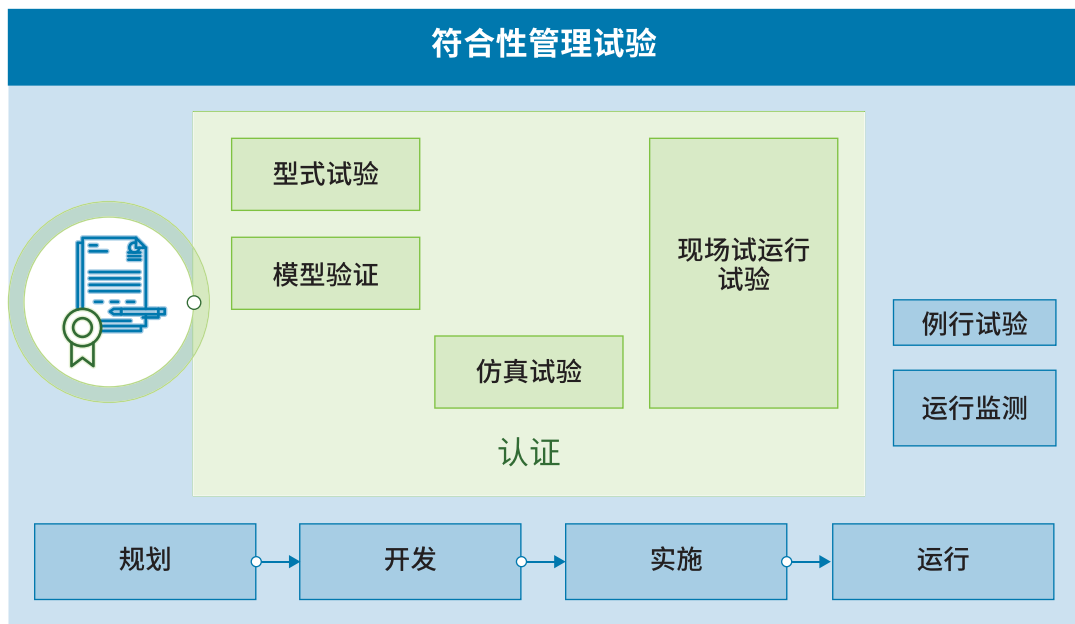
- › 正常情况下, 各种设施、设备在其规划、开发、实施和运行阶段, 均应开展电网导则的符合性测试。
- › 如果将所有可用的测试策略进行组合: 由独立检测机构进行的型式试验、为每个单独的项目实施的现场调试测试、VRE项目设计和并网阶段进行的模拟测试、运行监测, 则可以很好地满足电网导则的要求。
- › 认证体系是一个提高信任度的好方法, 主要是因为其符合性评估透明、独立。有几个IEC和IEEE系列标准规定了设施的性能测试、建模和验证规范, 并能够颁发设施证书。
- › 电网导则不仅要能够反映当前电力系统的要求, 还要能够预测未来电力系统的发展方向。如果系统的要求随着时间的推移而改变, 需要对电网导则进行更新, 那么升级成本不应该完全由现有电网用户承担。然而, 当系统安全受到威胁时, 可以做出妥协, 就成本负担达成一致。
- › 改造方案是一种妥协, 需要仔细的斟酌。应该将改造方案限制在所需的最低限度升级措施的范围内, 而不是要求其全面升级到最新的电网导则要求。
- › 电网导则符合性规则需要得到所有利益相关方的一致同意。实现高度符合性本质上需要设备制造商、项目开发商和电力系统运营商的共同努力。

只有通过利益相关方的有效参与, 才能在期望性能与相应的认证工作之间找到合理的折衷办法。在获得独立的认证之前, 可以采取临时措施, 例如接受其他国家签发的制造商声明和证书。由于安装的分布式电源的数量非常多, 而且涉及广泛的技术、位置和规模, 确保每个设施满足电网导则的技术要求是一项重大挑战。本章将讨论可用的解决方案, 并将简要介绍旨在提供新的解决方案的国际标准化工作。

5.1 基本的符合性管理方法

成功的符合性管理需要进行符合性验证，而验证又依赖于试验。在哪里以及如何进行符合性试验呢？答案就是，在正常情况下，各种设施、设备在其规划、开发、实施和运行阶段，均应开展电网导则的符合性试验（图21）。

图 21 项目生命周期内电网导则的符合性试验



型式试验对于任何批量生产的设备都很重要。在生产过程中提供稳定质量的设备制造商只需要证明每个产品类型的单个样品符合电网导则即可。如果样品成功通过试验，那么设备制造商则可以保证同一类型的所有产品都符合相应的技术要求，并出具相应证明。型式试验也可以由独立检测机构进行，以达到更高的可信度和可验证性。这些独立检测机构应采用标准化和透明的程序进行试验。按照给定标准和规则进行产品认证均应采取透明的第三方验证方案。

现场调试是在工程建设工作已经完成、新设备即将接入电力系统启动带电时进行的。现场调试不是对批量生产设备中的单个样品进行试验，而是对每个单独的工程实施进行试验。由于成本高，最好将试验工作量保持在最低水平（在现场对每一项要求进行符合性试验的成本非常高），但不能完全省略，因为这是在电网接入点测试整个电站性能并检测一些局部缺陷的唯一实用方法，且最终的可信度最高。

仿真试验有助于弥补型式试验与现场调试之间的差距，因为两者都不适合全面测试电网导则的所有要求。例如，在由许多单个发电机组成的VRE项目中，无法在单个设备的型式试验中验证并网点是否满足电力系统的规范要求。另外，对整个VRE发电厂的故障响应情况进行测试，可能会对与之连接的电力系统的运行产生不良影响，因为任何对电压或频率有影响的试验都会影响附近其他电网用户的电能质量。为避免完全省略相应的测试程序，可以采用仿真试验。此类试验可在VRE项目的设计和并网阶段进行。为了使仿真合理、准确和可靠，必须指定仿真模型及其预期效果，并对其性能进行验证。有些国家已经制定了相应规范及要求，并成功地利用仿真试验来弥补型式试验和现场调试的不足。

设备接入电网后，可以在运行过程中对其进行**例行试验**，以验证其性能不会随着时间的推移而降低。此类试验可以检测出设备在维护、检修或软件更新期间由意外引起的问题。在此类试验中收集的数据也可以用于验证和维护仿真模型。

运行监测基于对运行性能数据进行分析，既包括正常运行，也包括对扰动事件的响应。异常电压和异常频率事件过程中，由电网导则规定的性能对保持电力系统的稳定性非常重要，因此故障后性能评估是确认实际符合性的有效手段。如果发现设备的性能不符合导则要求，通常会要求设备的所有者在规定的时间内对其进行整改，或者支付罚款，或者在无法按时完成整改时暂停其运行。

认证体系包括严格的责任分工，并根据详细的标准和规则对投运前的符合性验证步骤进行说明。虽然提高了复杂性，但是其在协调型式试验、仿真试验和现场调试方面，比仅依靠单一类别的试验来实现同等信任度的电网导则符合性都更加经济。

5.2 战略性验证管理的概念

实现高度符合性本质上需要设备制造商、项目开发商和电力系统运营商的共同努力。在设计符合性管理框架和分配相应职责时，需要考虑他们各自的立场。因此，要达到最高的符合水平，需要采取综合多种方法的测试流程，使其避免单一方法进行VRE并网测试的缺点和不足。认证机构以独立身份加入，可以增加每个步骤的透明度和可靠性，从而提高可信度。

认证方式通常适用于发电机组和设备层面。在发电机组层面可以创建经过验证的仿真模型，用于采用仿真方法验证设备层面的性能，而这些性能很难在现场试验中进行验证。仿真模型的验证有赖于广泛的型式试验以及对模型特性和精度的规范。很多国家制定了相关标准，具体规定了相应的试验与规则。这些标准通常使用的是IEC 61400系列标准所提供的风力发电机的试验、建模及验证规范：IEC 61400-21规定了不同功能和组件的测试，IEC 61400-27-1描述了风力发电机和发电场的动态仿真模型，IEC 61400-27-2提供了仿真模型的验证流程。通过使用经过验证的发电机组模型，认证机构可以在设备层面验证其特性，并据此颁发设备证书。

在发电机组认证期间，认证机构不做相应的型式试验。试验机构作为专门的实体为设备制造商提供机组层面的电网导则符合性试验和测试。这很有用，因为一些试验需要专用的、昂贵的设备，而单凭制造商自己可能负担不起，比如使用带有电源设备的定制集装箱进行FRT试验。

在德国和西班牙，电网导则的符合性认证体系已经使用了十多年，相应的规范也经过了进一步细化和多次更新。然而，在国际上，电网导则所要求的VRE电厂并网认证的综合性标准才刚刚开始出现。

在欧洲，EU NC RfG（欧盟关于发电机并网要求的电网导则）建立了高级别符合性程序，包括针对特定技术要求的符合性测试与符合性仿真。（将在第6章第1节对技术要求进行更详细的描述）。符合性规则允许使用经授权认证机构颁发的设备证书。然而，RfG中的规范要求与符合性规则都不够详细和精确，无法直接作为认证的基础。因此，需要一项标准来填补这一空白，该标准应当能够反映RfG的要求，并提供准确性和可验证性所需的额外细节。这就是EN 50549标准的由来。

2019年，欧洲标准EN 50549-1、EN 50549-2分别规定了实施RfG的国家所使用的发电机组接入低压和中压电网的技术要求。这些标准实际上超越了RfG，因为它们规定了接入配电网的发电机组所需的所有要求，而不仅仅是RfG所规定的要求。例如，它们描述规定了小型发电机组的无功功率调节模式与容量，这是RfG没有涵盖的。在应用范围上还包括了储能。RfG只描述了参数的有效范围，EN 50549标准则提供了默认值，以供系统运营商不提供参数设置方法的情况下使用。因此，EN 50549-1/2标准可以作为一些国家实施RfG的参考。此外，一项新标准EN 50549-10正在制定当中，它将对满足EN 50549-1/2和RfG所需的试验进行规定。这将为符合RfG的设备认证过程铺平道路。

对于有关发电机并网要求国际标准化工作的其他方面（旨在促进设备认证），IEC通过可再生资源合格评定体系（IECRE）开展相关工作。ENTSO-E参与了EN 50549和IECRE的标准化工作，以确保方式互补，避免相互冲突。

IEEE 1547-2018标准的分布式电源认证将很快实现，所要进行的试验项目、试验程序和评估标准由IEEE 1547.1-2020进行规定，并构成了2021年9月发布的UL 1741 SB产品标准的基础（Quality Logic, 2021）。

为满足电网导则的特定要求而设计和认证的设备与设施，通常不容易通过改造来使其遵循其它的规则。那么，如果系统要求随着时间的推移而改变，并且电网导则被更新，应该怎么办？

5.3 在已有设施中应用新要求

适用于电网用户设施的要求应与其获得接入许可时的要求保持一致，除非该设施经历了重大改造/更新，才有可能对其启用新的接入协议和/或提出新的要求。这种方法使投资者能够在项目的生命周期内做出合理、准确的成本预测，这是进行投资的先决条件。但是，如果适用于已有设备的接入要求始终不变，而新设备的规则变得更严格，则可能会推迟使用更新、更先进的技术替换旧设备。需要在这两个极端之间保持平衡。在一定程度上，应区别对待现有资产与新资产。但是，如果对现有设备进行大幅改造，则可被视为新设备，或者在特殊情况下，可以强制要求现有设备遵守新的规则。

由于这意味着电力设施在其生命周期内无法轻易升级，因此电网导则的要求不仅要反映当前电力系统的需求，还要预测未来电网的发展，并确保其能够满足中期电网中安装大量额外VRE容量的需求。

对未来系统需求的预测可能难以实现。这种情况下，则需要升级现有的发电设施以支持新的功能或不同的特性，从而保证系统的安全。然而，如果没有额外收益，则不应该要求电力设施所有者为必要的升级支付任何费用。还有多种改造实施方案可以采用：

- 不会显著影响运营成本的小型升级成本仍可由设施所有者支付。在这种情况下，最好有透明的标准来确定什么等级的升级成本被认为是可接受的，什么等级是不可接受的。
- 升级成本可以由系统运营商支付，而运营商又可以通过增加电网收费来收回成本，这将导致消费者电价的提高。
- 如果不是所有的设施都需要升级，则可以制定新的盈收方案，为实施升级的设施所有者提供额外的收入。这类盈收方案的例子包括提高上网电价或建立新的辅助服务市场。
- 如果只有少数设施需要升级，系统运营商和设施所有者之间可以达成双边协议来解决问题。

可以考虑更多的费用分摊方式。例如，为由设施所有者承担的升级费用设定上限，其余费用由系统运营商支付。

无论如何，最好将改造方案限制在所需的最低限度升级措施的范围之内，而不是要求所有设施全部升级到最新的电网导则要求，因为这将进一步增加升级措施的成本。为了控制社会成本，这些方案也应该只适用于保障系统安全所需的最小设施范围。然而，确定最小设施范围也是一项挑战：一些设施可能无法升级，并且对设施进行升级后，很难验证其改造后的性能。如果缺少适当的监控，在改造方案开始之前，甚至可能会出现装机容量和具体特性的不确定性问题。因此，改造方案总是代表一种妥协，需要仔细考虑 (Burges, Doering and Kuwahata, 2014)。

EU NC RfG第4条中规定了在现有设施中采用新的技术要求的问题。希望实施这一要求的TSO进行合理、透明的成本效益定量分析，以向监管机构证明其必要性。

5.4 关于符合性执行与验证的建议

如果将上述各类试验类别（型式试验、现场试验、仿真试验和运行监测）协调组合在一起，则可以实现电网导则符合性与验证成本的最佳匹配。

符合性验证方案非常重要，因为他需要所有利益相关群体都参与设计相应规则。只有通过利益相关方的有效参与，才能在期望的性能与相应的执行和验证措施之间找到合理的折衷办法。

认证体系是提高可信度的好方法，因为这些认证体系可以开展透明独立的符合性评价。由于建立认证体系的过程复杂，对于较小的国家来说，各国都建立本国的认证体系是不可行的，因此积极参与包括认证标准在内的国际标准制定是一个好办法。但这需要时间，因为制定国际标准必然需要许多国际利益相关者就合适的方法、流程和要求达成共识。

除了按照本国规则和标准进行认证外，目前适用于中高VRE占比的分布式电源国际认证选项只有一个，即IEEE 1547-2018 (IEEE Standards Association, 2018a)、IEEE 1547.1-2020 (IEEE Standards Association, 2020) 和UL 1741 SB。

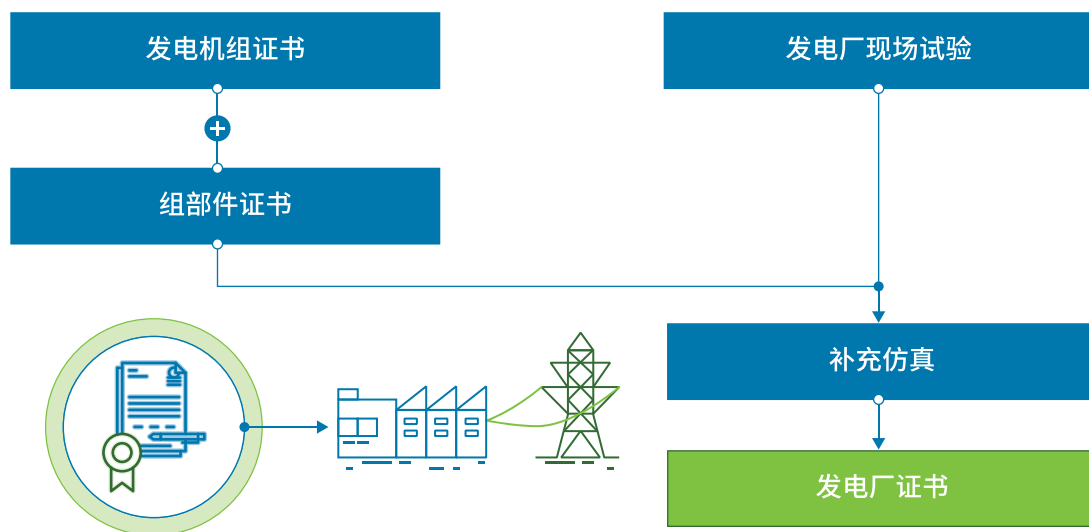
同时，在获得制造商独立认证之前，可以暂时接受制造商声明和/或其他国家颁发的证书（如果相应的要求符合系统需求）。一旦获得认证，应要求其提供相应的证书。

对于EU NC RfG中的技术要求，ENTSO-E提供了制定符合性方案的指南，包括哪些功能适合哪些类型的验证，例如试验或仿真 (ENTSO-E, 2017a)。欧盟委员会 (European Commission and FGH GmbH, 2021) 密切跟踪发电机并网要求 (RfG) 在欧洲国家的实施情况，对成员国以何种方式实施了哪些要求进行了详细审查。其他几个来源对已实施的符合性方案进行了概述 (Holzapfel and Hinzer, 2020; Schowe-von der Brelie *et al.*, 2019; Ulvgård and Gehlhaar, 2019; Bründlinger *et al.*, 2018)。

例如，对于新发电模块合格评定的认证架构，西班牙制定了国家技术标准。整体流程如图22所示。该标准首先规定了制造商获得发电机组和组部件证书的过程。这将由授权的认证机构完成。然后，对发电模块进行模拟，如果满足所有要求，该模块将获得证书 (Villanueva *et al.*, 2020)。

印度制定了雄心勃勃的VRE并网计划，也正在解决符合性验证问题。2019年，印度中央电力管理局对并网要求进行了修订。根据实际经验，认为有必要纳入专门的测试和认证程序，以对符合性进行验证 (BS *et al.*, 2019)。该程序包括试验、测试、记录和数据后处理。测试通常按照IEC 61400-21、FGW TR/3进行。对于与印度中央电力管理局一起进行的符合性验证，将使用DNVGL-SE-0124 (Kunjumon, Wehrend and Gehlhaar, 2019)。

图 22 合格评定的总体方案



依据: Villanueva et al. (2020)

06 区域电网导则 与国际合作



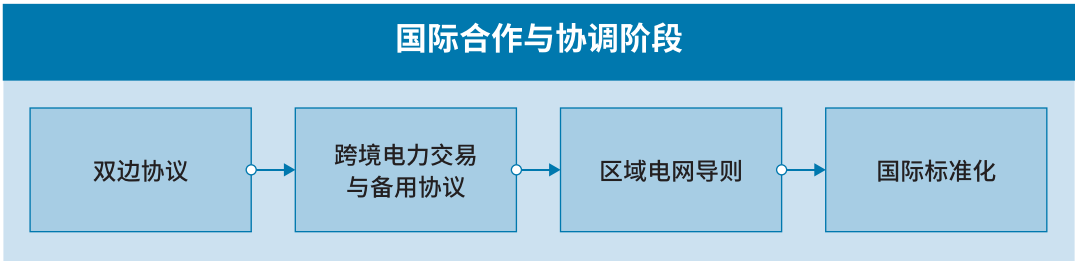
本章要点：

- › 区域电网导则的主要作用是促进国际电力贸易，确保接入电网的资产在区域市场中的竞争力，这些资产也有可能邻近市场出售其能源和服务。
- › 协调一致的要求可以促进区域灵活性共享，从而有助于能源转型取得成功。受益于规模化效应，设备制造商和项目开发商在中期可能以较低的成本提供符合这些要求的设备，这将促进区域市场公平竞争，从而提高市场效率，降低购电价格。
- › 大多数区域性电网导则中都包含对发电机的技术要求，但给予各个TSO或成员国较大自由来选择具体参数。区域互联电网导则通常侧重于确保运行安全，但较少关注具体技术要求的协调工作。
- › 在美国和欧盟，工作重点在于区域市场的运行安全、电力系统稳定以及TSO之间的相互协调。由于每个系统内部可接受的参数选取范围不同，实现协调统一具有一定难度，但发电机的并网技术标准和IEEE标准可以指导TSO确定合理的参数选取范围，并且确保指标参数不依赖特定的技术手段（即技术中立）。
- › 最低限度的区域要求，例如欧盟的要求，允许各成员国的系统运营商选择其切实需要的要求，甚至更严格的要求。这些要求旨在确保欧盟所有国家的并网发电机满足最低要求。
- › 在中美洲，区域技术和市场规则已经从一套纯粹面向市场的规则发展成为完整的、具有法律约束力的区域电网导则。这些规则明确了市场交易、运营商之间相互协调和包括发电机在内的市场参与者相关的技术要求，当前VRE并网的相关要求也包括在内。当国家的电网导则与区域电网导则有相似要求时，以更严格者为准。
- › 如果是多个岛屿的相邻国家，为同一区域内的岛国制定统一的电网导则，并将具体的参数设置权限交给本地运营商，可以使设备制造商及项目开发商受益于规模效应，在中期以较低的价格提供符合这些要求的设备。

- › 根据各个国家的不同情况执行国际或区域电网导则的相关要求是很有必要的，因为适用于更大区域的可用导则，如果要全面把握每个市场和电力系统的具体特征，就会变得冗长和过于细节化。尤其是对于电压控制等局部问题或分布式发电处理等市场特定问题，因为分布式发电在不同国家电力供应中的占比差异显著。
- › 国际设备标准与电网导则之间的协调仍然是一个重要问题。在两者发生冲突的情况下，需要具体问题具体分析，再决定以谁为准。各地方当局对国际标准制定的积极参与和支持是确保国际标准代表和涵盖各种电力系统条件的关键。

虽然每个国家制定的并网要求是完全独立的，可以充分实现自身对电网导则条件和系统特性的掌控，但这也需要投入大量资源。尤其对一些小国而言，与其他国家合作共享资源往往是更好的选择。只有尽量做到协调规则和要求，才能改善现代和先进设备制造商的市场准入规则，实现更安全的区域运行，同时更容易实现高VRE渗透率。合作与协调可以经历不同的阶段（图23）。

图 23 电力系统国际合作阶段



依据: Villanueva et al. (2020)

在区域市场的背景下，制定区域并网导则对于确保接入一个电网并且有可能在邻近市场出售其能源和服务的资产之间的竞争性非常重要。

从历史上看，有关电力系统运行及安全事宜的区域及国际合作及协调事宜，大多是通过邻国或供电地区电力公司之间的双边谈判和协议来组织。这种合作的性质，从在紧急情况下为提高供电安全而相互援助的协议，发展到以优化净收益的双边电力贸易，这些合作大多以长期合同的形式进行。随着20世纪90年代末和21世纪初欧洲和北美电力部门的自由化和拆分，这一情况发生了显著变化。

随着VRE发电占比不断增加，电力市场的逐步开放，跨境贸易和TSO间协调的需求逐步增大，这些因素都对区域电网导则的发展提出了需求。

2004年发布的北欧电网导则 (Nordel, 2004, 2007)就是区域电网导则的早期示例之一。北欧电网导则是丹麦、芬兰、挪威、瑞典4个国家的国内规则以及TSO之间协议的集合, 这些国家在1996年建立了世界上第一个国际电力交易所“Nord Pool”。从1998年起, 该地区TSO间的协调由北欧输电系统运营商协会“Nordel”负责。北欧电网导则主要负责收集和协调Nordel输电系统运营商的技术要求和操作程序。

后来, 北欧电网导则被欧盟电网导则所取代, 欧盟电网导则于2016年签署成为欧洲法律, 适用于所有欧盟成员国。这些导则遵循类似的方法, 但范围更广, 本章第1节将做详细描述。中美洲、南亚和东南亚以及几个非洲地区正在开展类似的工作, 本章第3节和第4节将做介绍。上述区域案例的共同点在于其主要目的都是促进国际电力贸易。因此, 市场规则和TSO间在运行与规划方面的协调是大多数现有框架的重点。大多数区域导则都包括对发电机的技术要求, 但在选择具体参数上给予各个TSO或成员国较大自由度。区域互联电网导则通常侧重于确保运行安全, 但较少关注具体技术要求的协调工作。

技术要求缺乏协调一致受到了各方批评, 尤其是设备制造商, 他们仍然需要根据不同电网的要求开发产品功能。设备制造商通常愿意积极参与大型市场的技术要求协调工作, 这样一来, 由于规模经济, 解决方案会更具成本效益。在这方面, 对技术要求进行进一步国际协调将对区域市场内的公平竞争作出重要贡献, 从而提高市场效率, 降低购电价格。

这一问题在小型电力系统和市场中尤为重要, 这些系统和市场本身实力较低, 因此无法推动新功能的开发。在VRE发展更广泛的背景下, 联合开展区域或全球规则协调工作对于小型系统运营商来说非常有益。

6.1 欧盟电网导则

通常被称为欧盟电网导则的框架包含八份主要文件, 目前, 仅其中四份被认定为可实际操作的电网导则, 其余四份仅为指导原则(见表6)。整个框架由ENTSO-E在2009年至2015年间与欧洲能源监管协调机构合作制定, 于2016年签署成为欧洲法律, 于2016年和2017年生效(Meeus and Schittekatte, 2018)。值得注意的是, 几十年前就已经存在的欧盟组织架构极大地促进了协调工作。

在实施过程中, 各个国家的TSO必须调整规则, 以符合欧盟电网导则的相关规定。

表 6 欧盟电网导则

并网	运行	市场
需求连接导则 (DCC)	紧急状态与恢复 (ER)	远期容量分配 (FCA)
高压直流并网 (HVDCC)	运行	电力平衡 (EB)
发电机并网要求 (RfG)	不超过额定容量的20%	容量分配与阻塞管理 (CACM)

● 电网导则 ● 指导原则

有三部并网导则已于2019年底完成实施，而其他导则的实施过程将持续至2022年。

这三部并网导则 (CNCS)，尤其是发电机并网要求，是本报告关注的重点，侧重于不同类型发电机的并网技术要求。这些导则旨在确保区域市场（即欧洲同步电网）的运行安全和电力系统稳定，因此为每一种发电类型规定了一套适用于所有成员国的最低要求。这种方法，必须进行一定程度的要求协调，但这不是重点。下面以欧盟电网导则中适用于可再生能源发电的发电机并网技术要求作为例子，阐述将一套技术要求应用于整个大陆上接入不同电力系统的用户所面临的挑战，以及欧盟电网导则采取的解决方案。

欧盟范围内有五个规模大小不一的同步系统，这是欧盟范围内所有发电机采用相似技术要求面临的关键挑战之一。如果同步系统较小，则单个发电机对整体系统稳定性也会有较大的影响，因此可能较小的发电机也需要提供频率稳定功能。发电机并网技术要求通过将所有发电机按照容量分为A型、B型、C型、D型四种类型来解决这个问题。每种类型必须满足一套特定要求，A型要求最简单，D型要求最严格。不同发电机类型的容量划分标准根据发电机所接入的同步系统来确定（表7）。

表 7 根据所接入的同步系统，四种类型的发电模块的容量阈值

类型	波罗的海	欧洲大陆	英国	爱尔兰	北欧
A	0.8 kW	0.8 kW	0.8 kW	0.8 kW	0.8 kW
B	0.5 MW	1 MW	1 MW	0.1 MW	1.5 MW
C	10 MW	50 MW	50 MW	5 MW	10 MW
D*	15 MW	75 MW	75 MW	10 MW	30 MW

* 无论容量大小，接入110kV及以上电压等级电网的机组均认定为D型。

基于这一原则，考虑到单个机组在较小的系统中也容易产生较大的影响，规模较小的爱尔兰同步系统中10MW风电场必须满足欧洲大陆同步系统中75MW及以上容量发电机才需要满足的技术要求。表8给出了不同发电机类型的关键要求。

表 8 欧盟电网导则中关于发电机并网的主要技术要求及其适用范围

	A型	B型	C型	D型	
频率范围	X	X	X	X	
超频有限频率灵敏模式 (LFSM-O)	X	X	X	X	
欠频有限频率灵敏模式 (LFSM-U)			X	X	
低电压穿越 (LVRT)		X	X	X	
动态故障电流		X	X	X	
零电压穿越				X	
保护配合		X	X	X	
频率灵敏模式 (FSM)			X	X	
黑启动			(X)	(X)	非强制
孤岛运行			(X)	(X)	非强制
故障录波			X	X	
仿真模型			X	X	
电压范围				X	
无功功率		(X)	X	X	B型: 仅同步机

制定区域性技术要求的第二大挑战是，即使区域市场中TSO间的协调日益加强，但仍然需要调整技术要求，以适应个别系统的需求。每个同步系统，频率控制机制和要求应该（但不总是）协调一致。然而，电压控制和保护是局部问题，每个TSO都有不同的处理方法。发电机并网技术规定分两个阶段解决这个问题：

- 发电机并网技术规定中的大多数要求允许单个TSO进行参数设置。通常规定可接受的参数范围，而不是固定参数。
- 这些要求属于最低限度要求，表示每个TSO可以提出额外的要求，或者更严格的要求，或者两者兼而有之。

欧盟区域电网导则确保接入所有欧盟国家的发电机满足最低要求，这对系统稳定性和供电安全至关重要，同时有助于实现更高的VRE占比

这种方案给予TSO在选择最适合各自系统的运行参数上较大自由度，但是未实现技术要求的完全协调一致（参见表9）。例如，按照发电机并网技术规定的要求，风电机组制造商知道所有高于B型阈值的风电场都必须具备故障穿越能力，但实际中各国或TSO故障穿越要求的包络线仍然可能存在不同。

表 9 欧盟电网导则关于发电机并网技术规定的参数设置要求

关键技术要求的实施细节	TSO需要设置的参数	TSO自由度
频率范围	低频持续时间可由TSO延长，其余固定	低
超频有限频率灵敏模式 (LFSM-O)	选择下垂和阈值频率，给出最大值/最小值范围	中
欠频有限频率灵敏模式 (LFSM-U)	选择下垂和阈值频率，给出最大值/最小值范围	中
对称故障低电压穿越	给出包络线，要选择的时间和电压值，给出最大值/最小值范围	中
不对称故障低电压穿越	由TSO确定	高
动态故障电流	由TSO确定	高
保护配合	由TSO确定	高
频率灵敏模式	给出详细参数，给出最小的取值范围	低
故障录波	由TSO确定	高
仿真模型	由TSO确定	高
电压范围	低压持续时间可由TSO延长，其余固定	低
无功功率	给出最大范围	高

虽然可能未能达到制造商和项目开发商所希望的全面协调一致，但这相比制定欧盟电网导则之前，已经是一项重大进步，之前的要求差异甚至更大。进一步协调已经列入欧洲利益相关者委员会讨论的议程，该委员会正致力于欧盟电网导则的修订工作。

欧盟电网导则在国家层面已成功实施¹⁷ (ENTSO-E, 2020a)。但是，不同的国家选择了不同的实施办法，这些导则与相应法律明确给予了各国一定程度的自由。并网导则为电网用户定义的要求是非详尽的，赋予了每项立法和TSO自由提出额外要求，并在具体参数的选择上也留有相当大的自由空间。国家或特定TSO电网导则文件的结构也没有作出规定。大多数欧洲TSO选择修订各自的电网导则，使其符合欧盟电网导则规定的要求。然而，一些国家（如荷兰）选择直接使用欧盟电网导则作为本国适用的文件（如果不做改动，则默认欧盟规定，仅在需要时增加额外的技术要求和参数说明（(Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties (Netherlands), 2021; ENTSO-E, 2020a)）。

17 国家执行的最新情况以及成员国适用的国家文件可访问 www.entsoe.eu/active-library/codes/cnc/。

导则实施框架以及在技术参数方面给予TSO的自由程度清楚地表明，统一并网规范并不是欧盟电网导则的主要目标，而是采取综合管理方法，旨在确保接入欧盟各国电网的所有发电机满足最低要求，以保证系统稳定和供电安全这两个至关重要的因素，从而让电力市场有序运作，提高VRE占比，以实现欧盟的排放目标。对系统运营商来说这些已经足够了，但制造商颇有微词，他们仍然必须遵守略微不同的规则，并查看大量不同结构的电网导则文件。TSO也在欧洲层面开展大量的协调工作，支持电网导则要求的协调统一，特别是（但不仅是）与频率相关的参数。实施指导文件正是TSO在ENTSO-E层面进行协调的产物（ENTSO-E, 2021）。

考虑到未来欧洲电网高比例分布式电源接入以及能源分散化趋势，欧洲清洁能源一揽子计划提出几项必要的行动。最重要的是成立欧盟配电系统运营商实体，这将提高配电网的效率，确保ENTSO-E与TSO之间的合作。预计该实体将在编制、执行新的电网导则和相关配电网构建方面发挥重要作用（Meeus *et al.*, 2020）。

6.2 北美的协调工作

加拿大与美国的输电系统由不同的独立系统运营商（ISO）或区域输电运营商（RTO）运营，通常同时扮演电力系统运营商兼市场运营商的角色，但可能并非电网产权所有者。因此，可能会有独立的输电公司专注于系统维护和资产管理。输电网与配电网由不同的电网运营商与公用事业公司运营。市场和所有权结构差异很大，原因与欧洲相同。在这方面，尽管实际只有两个（高度联邦化）国家参与其中，但北美的电力系统结构及与之相关的电网导则与欧洲一样分散且不均衡。

北美电力可靠性公司（NERC；2007年之前，称为北美电力可靠性委员会）是一个非营利性网络运营商协会，类似于欧洲的ENTSO-E，任务是确保大型电力系统（输电网层级）的可靠性。因此，NERC通过八个区域实体运作，负责制定技术标准和指导原则，以促进独立系统运营商/区域输电运营商间的协调，确保电力市场的运作。目前有102部NERC标准适用于北美电力系统，见表10。

表 10 独立系统运营商/区域输电运营商适用的NERC标准

章节	缩写	标准数量
发电与需求平衡	BAL	8
关键基础设施保护	CIP	16
通信	COM	2
应急预案和运行	EOP	6
设施、设计、并网与维护	FAC	9
跨区调度与协调	INT	2
互连可靠性运行与协调	IRO	12
建模、数据与分析	MOD	12
核能	NUC	1
员工表现、培训与资格	PER	4
保护与控制	PRC	20
输电运行	TOP	4
输电规划	TPL	3
电压与无功	VAR	3

这些标准在2021年修订后，形成一个包含1952页的规则体系，在数量和目标方面与之前所述的欧盟电网导则接近。与欧盟电网导则的相似之处如下：

- 这两套规则均高度关注运行安全及TSO之间的协调，而统一接入技术要求只是一个侧重点。
- 两者均只设定最低要求，个别TSO可选择具体的指标参数和/或采取更严格的要求。
- 技术要求在各个同步区域的适用性通过区域差异来说明（示例见表11）。

关于发电机的技术要求，NERC可靠性标准包含的条款也比欧盟关于发电机的电网导则减少很多，只关注对系统稳定性至关重要的如下要求：

- 频率与电压的运行包络线（PRC 024）。
- 故障穿越与动态无功电流注入（PRC 024）。
- 一次调频要求，仅适用于ERCOT，这是最小且频率敏感的同步系统（BAL-001-TRE）。最近的联邦能源管理委员会第842号命令要求所有新接入系统的电源均具备带有特定死区和下垂控制的一次频率响应能力，并启用该能力。
- 对电力系统稳定器运行的要求，仅适用于美国西部电力协调委员会。美国西部电网作为美国最大的同步系统，容易出现振荡问题（VAR-501-WECC-3.1）。

这些要求在很大程度上是技术中立的。对同步发电机和IBRs的所有其他技术要求通常由独立系统运营商或区域输电运营商决定。对于IBRs来说，NERC可靠性标准框架之外还有许多其他的指导原则。

表 11 作为NERC可靠性标准区域差异示例，接入不同同步系统的发电机的频率范围要求和最短运行时间

	魁北克	西部电力协调委员会	德州电力可靠性委员会
>66.0	瞬时跳闸		
≥63.0	5s		
≥61.8			瞬时跳闸
≥61.7		瞬时跳闸	
≥61.6		30s	30s
≥61.5	90s		
≥60.6	660s	180s	540s
59.4 - 60.6		连续运行	
≤59.4	660s	180s	540s
≤58.5	90s		
≤58.4		30s	30s
≤58.0			2s
≤57.8		7.5s	
≤57.5	10s		瞬时跳闸
≤57.3		0.75s	
≤57.0	2s	瞬时跳闸	
≤56.5	0.35s		
<55.5	瞬时跳闸		

对于IBRs来说，因NERC倾向于在很大程度上依赖由国际标准化组织（主要是IEEE）制定的互联标准，因此采用了与ENTSO-E不同的方法。与欧盟电源并网导则范围类似的两部主要标准，分别是适用于分布式电源的IEEE 1547和适用于接入输电网的基于逆变器电源的IEEE P.2800（目前正在制定中，预计于2022年获批发布）。这两部标准均包括典型的发电机并网要求，并且是在电网运营商及其他电力系统利益相关者长期参与下进行制定（NERC, 2019）。

2005年美国《联邦能源政策法案》规定在美国强制采用IEEE 1547-2003标准（Basso, 2014）。管理互联要求的权力机构（根据管辖区，可能是电网运营商、公用事业公司或监管机构）需要遵守这些规则。他们仍然可以发布自己的电网导则，但也需要符合上述标准。在这方面，IEEE 1547、IEEE P.2800的作用与欧盟的发电机并网导则在欧洲的作用非常相似。IEEE 1547定期更新，并由相应的运营商实施更改。自2003年以来，每两到三年发布一次修订，IEEE 1547-2018为最新版本¹⁸，预计将于2022年全面更新。在NERC的运行建议中，IEEE 1547-2018将在适用的区域内升级为实操性的电网导则。预计IEEE P.2800也会进行类似的升级，同时NERC关于接入输电网的基于逆变器电源的可靠性指南已经制定好（Boemer *et al.*, 2019; NERC, 2019, 2020）。

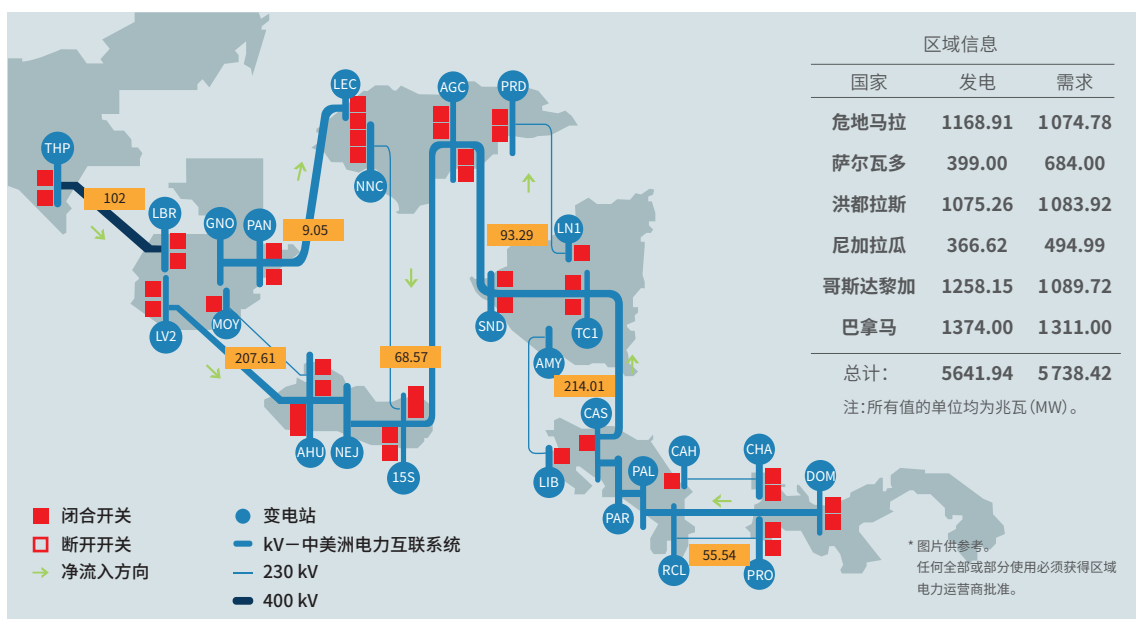
¹⁸ 2018年版本对之前（2003年）版本做出重大修订，认识到重要的技术发展，以及分布式资源在电力系统可靠性方面发挥更大作用。

根据NERC建议, IEEE 1547-2018 (所有分布式资源) 和IEEE P.2800 (接入输电网的IBR) 将成为北美地区的区域电网导则, 主要适用地区是美国, 但这两部标准的设计显然超出了这一范围。正如美国州际可再生能源委员会所说, 这两部标准均包含“需要根据技术、位置及其他因素来选择选项的菜单” (Lydic and Baldwin, 2019)。与欧盟关于发电机的并网导则相比, 这两部标准的要求更加简明且有细节要求, 因此可以明确这两部标准具备推荐成为发电机并网技术要求国际标准的条件。

6.3 中美洲的协调工作

拉丁美洲与加勒比地区做出的首次区域性努力是通过区域输电网 (Red de Transmisión Regional, RTR) 将中美洲六个国家互联起来。各个电力系统首先实现物理互连, 然后建立区域市场 (Mercado Eléctrico regional, MER), 并由电力互联区域委员会 (Comisión regional de Interconexión Eléctrica) 作为区域监管机构进行管理。每个电力系统及相应市场的运行由各国的系统运营商 (系统运营商和市场运营商) 负责 (Montecinos *et al.*, 2021)。这六个国家中的每一个都是单独的平衡区域。然而, 区域运营商实体负责监督和协调区域内所有运营商, 制定需要满足的最低技术要求 (Ente Operador Regional, 2021)。此外, 区域运营商实体还负责审查系统之间的全部交易, 例如向不同系统的消费者售电的发电厂, 并负责验证每个国家是否有足够的备用电以符合区域要求。

图 24 哥斯达黎加、萨尔瓦多、危地马拉、洪都拉斯、尼加拉瓜和巴拿马互联区域电力系统



来源: Ente Operador Regional (2021)

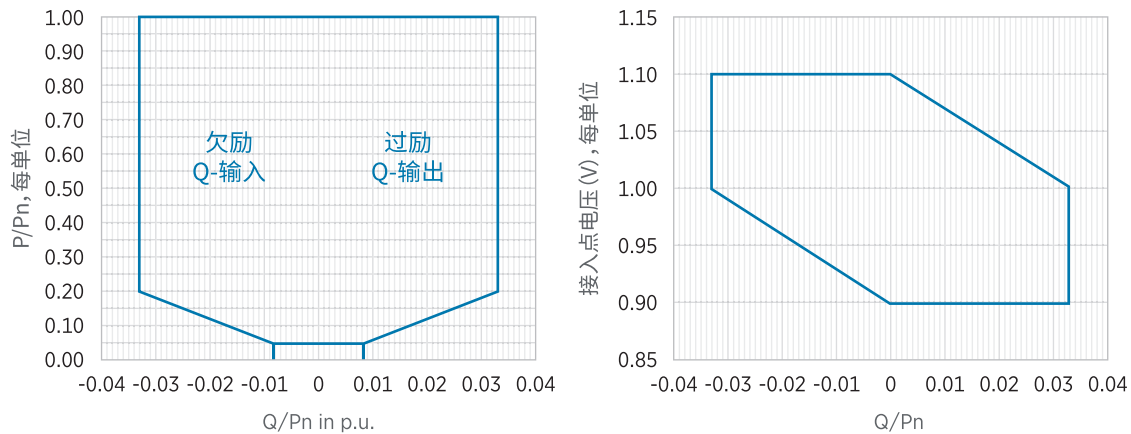
区域电力互联委员会 (CRIE, 2020) 出版了《区域电力市场规定》(Reglamento del Mercado Eléctrico Regional), 明确了相关的技术与市场规则。区域运营商实体与国家公用事业系统运营商、市场运营商及其他利益相关方进行协商, 提出相关建议, 对该文件进行维护并定期更新。随着不断发展, 该文件已经从一套纯粹以市场为导向的规则, 发展成为一套完整的、具有法律约束力的区域电网导则, 用于管理市场交易、运营商间协调以及对市场参与者 (包括发电厂) 的技术要求。

自2018年以来, 《区域电力市场规定》已包括对容量在5MW以上的VRE发电厂的最低要求, 适用于所有接入成员国输电系统的此类发电厂。不过, 在必要的情况下, 国家系统运营商和市场运营商或公用事业公司可以实施更严格的规则 (CRIE, 2018, 2020)。在2018年之前, 仅对传统同步发电机提出技术要求, 每个国家都有各自的VRE并网要求。这些要求包括:

- 遥测和预测: 要求气象站向系统运营商提供实时数据, 使其能够进行发电预测。
- 有限频率灵敏模式: 《区域电力市场规定》要求, 这应该由每个电力系统根据自身情况设定。
- 功率备用: 风电场和光伏电站必须参与一次调频。通过在功率备用模式运行可以实现这一功能, 具体可以采用安装备用发电机或加装储能的方式来实现。
- 电压控制及无功电源: 最低要求由区域运营商实体制定 (图25), 但国家运营商可以实施更严格的规定。其他要求为:
 - 至少50%的无功容量应为动态无功。
 - 电压控制的动态特性将由系统运营商定义。
 - 需要包括的控制模式有: 定无功功率控制、定电压控制、定功率因数控制等。
- 低电压穿越: VRE电厂应具备零电压穿越能力, 当电压跌落到0p.u.时, 保持不脱网运行至少150ms, 同时在系统电压恢复到0.9p.u.之前维持不脱网运行至少2s。
- 高电压穿越: VRE电厂必须具备耐受120%的标称电压2s以上的能力。
- 故障行为: VRE电厂必须在故障期间提供无功电流。无功电流注入量由国家系统运营商决定, 并具有高于有功功率的优先级。

目前, 每个系统根据其控制区域的需求确定自己的规则和要求。由于分布式发电的推广, 危地马拉国家电网规则更关注分布式发电, 而萨尔瓦多则侧重于大规模集中式可再生能源并网要求。另一方面, 哥斯达黎加对系统运营商的技术要求已列入所有发电厂互联协议中。哥斯达黎加的技术要求已获得国家监管机构公共服务监管局 (ARESEP) 的批准。最后, 巴拿马有一套专门针对风能的并网导则, 还有一套专门用于包括分布式发电在内的太阳能光伏的并网导则。

图 25 所有接入区域输电网的发电厂应满足的无功容量最低要求



来源: CRIE (2020, pp. 214 and 215)

系统运营商和市场运营商负责执行区域运营商实体的要求。当国家与地区之间要求类似时，均以更严格的要求为准。由于这些系统互联刚刚起步，因此该地区统一要求的工作仍在进行中。

目前，美洲正在开展进一步的协调工作，尤其是与加勒比地区有关的协调工作。在这种情况下，这些国家电网互联以及需要协调运行并不能像中美洲那样促进电网导则统一，而是由增加小型系统市场力量的需求带动。加勒比地区国家的电力系统大多位于岛屿上，都是独立的同步电网，理论上每个电网运营商或公用事业公司都可以起草和执行各自的规则，当前的现状也确实如此。然而，这些电力系统规模小，市场支配力低，各个系统通常表现出非常相似的特性。小型的岛屿电力系统因为惯量较小，频率灵敏度高，因此也需要对发电机特性提出特殊的要求。相比主导这些系统的燃油发电，风电和光伏发电展现出更显著的成本优势，因此这些系统也高度关注VRE并网。然而，如果每个电网都对并网电源提出截然不同的要求，那么可能很快会丧失这种成本优势。如果可以统一电网导则要求，同时将参数设置权限交由当地运营商，将会有效避免这个问题，也有助于加勒比的电力系统运营商更好地推动技术发展。然而，直到2021年，这些工作还处于初步讨论阶段（CEPAL, 2016）。东南亚各岛屿国家也正在考虑开展类似的工作，如下一节所述。

6.4 其他协调工作

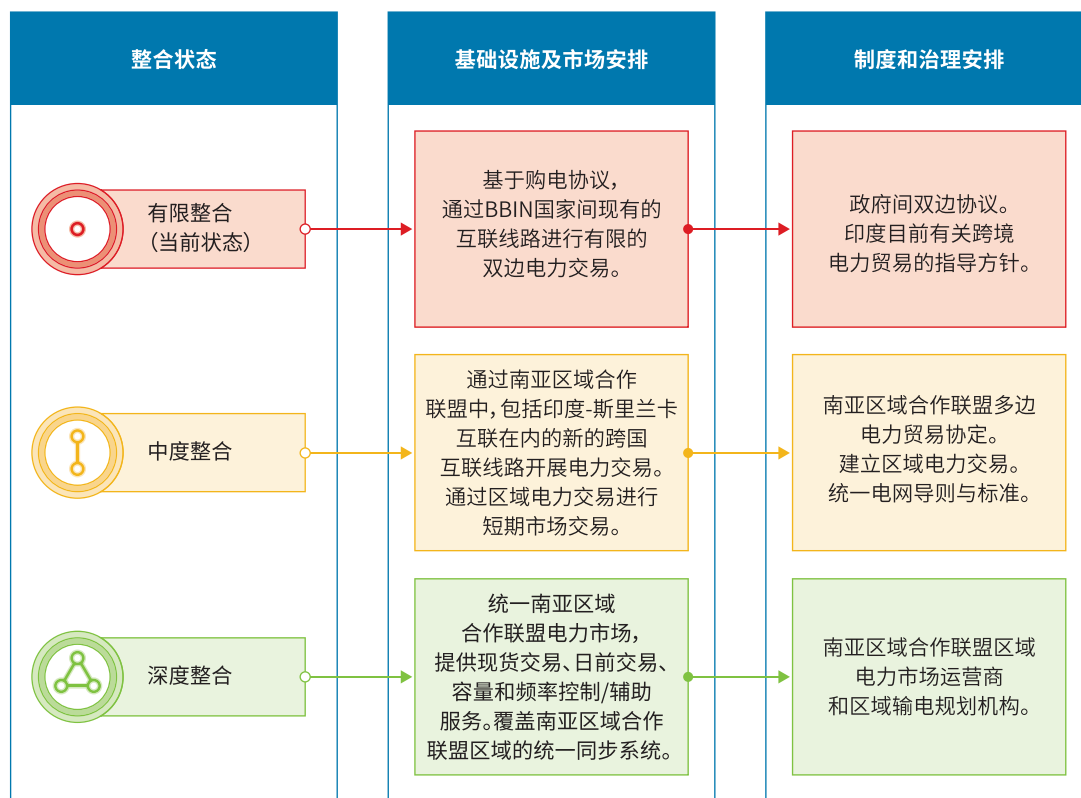
促进跨境电力交易也被广泛认为是在欧洲与北美以外实现经济可靠供电的重要手段。特别是在发展中地区，相邻国家的电网往往尚未互联或互联非常薄弱。因为有些国家可能发电资源过剩（尤其是热带地区水电资源丰富），而邻国却资源匮乏或必须依靠更昂贵的发电资源（通常是石油），所以长期以来，互联互通和跨境电力贸易带来的互利共赢显而易见。然而，很多时候由于缺乏政治互信以及过分注重能源自给等政治因素的影响而停滞，发达地区在一定程度上也存在类似问题。近年来，随着经济和人类发展不断进步，这一话题成为人们关注的焦点。目前，人们正在努力建立区域框架，以促进国际合作和市场，相关工作包括：

- 适用于柬埔寨、中国、老挝、缅甸、泰国、越南等国家电力系统的大湄公河次区域（GMS）电网导则（Greater Mekong Subregion Secretariat, 2021）
- 自2004年以来，南亚区域合作联盟（SAARC）能源圈概念内的电网导则统一工作，包括阿富汗、孟加拉国、不丹、印度、马尔代夫、尼泊尔、巴基斯坦和斯里兰卡（SAARC, 2015; Batra, Panda, 2019）
- 由包括17个南非国家的南部非洲发展共同体（SADC）推动，为南部非洲电力联盟（SAPP）制定的区域电网导则（The World Bank and SAPP, 2020）。

迄今为止，以上工作中大湄公河次区域电网导则取得的进展最大，已于2018年发布草案，各国正在正式按照相关文件进行实施。其他项目仍处于制定或提交阶段。所有这些工作都重点关注建立区域电力市场和促进跨境贸易，与欧盟电网导则制定时的初衷类似。到目前为止，南亚区域合作联盟和南部非洲电力联盟的工作主要是在规划运行层面进行TSO间的协调，其次是发电厂技术要求的协调。不过，随着具有成本竞争力的VRE开始成为大规模传统发电的替代方式，这种情况有望快速转变。

在南亚区域合作联盟中，跨国电网互联包括印度-孟加拉国、印度-不丹和印度-尼泊尔之间的区域互联。这四个国家正在积极参与电力市场，并将在未来实现同步互联，以期挖掘印度的可再生能源潜力。从双边贸易到深度融合的区域能源市场，电力系统区域整合可以采取不同形式。每个参与国必须充分权衡评估相关的风险、利益、主权和投资等问题，然后确定最适合自身的参与方式（图26）（UN ESCAP, 2018）。

图 26 南亚区域合作联盟电网整合的发展阶段



注：BBIN包括不丹、孟加拉国、印度、尼泊尔
来源：UN ESCAP (2018)

南部非洲发展共同体最近就区域电网导则制定开展了咨询服务，明确涉及VRE和技术要求问题 (The World Bank and SAPP, 2020)，而大湄公河区域电网导则中已经包含一整套类似技术要求 (Greater Mekong Subregion Secretariat, 2021)。

大湄公河次区域电网导则在结构和内容很大程度上借鉴了欧盟电网导则，但根据当地情况进行了适当调整，进行了大幅缩简和更新，欧盟电网导则后续也可能会采取类似更新。该电网导则包括发电设施、高压直流系统和需求设施的并网条件。该并网导则的主要调整如下：

- 删除不同同步地区的各种发电机阈值，这是合理的，因为所有成员国都在同一个同步系统内。
- 所有B型以上的发电机和高压直流系统都明确要求能够提供一次备用，要求设置借鉴最新的丹麦电网导则 (欧盟关于发电机的并网技术要求只对C型和D型机组要求该功能)。
- 可能由于考虑到非同步发电和高压直流都是基于同源的逆变器技术，非同步发电的并网要求不是在发电机并网技术导则中给出，而是在高压直流并网导则给出。

考虑到目前发布的文件仅是草案，所有要求仍会发生变化，规则的实施与执行仍有待观察。

6.5 国际标准在VRE并网中的作用

技术装备的开发通常依赖于国家与国际标准中规定的要求和准则，发电设备（包括VRE）也不例外。因此，适用于发电设备的设计、安装与调试的标准往往会影响电网导则的要求，例如频率和电压范围，这在很大程度上可以追溯到几十年前制定的同步发电机标准。同样，因为需要新的功能，电网导则要求也会影响设备标准。这种交互影响有时会引起激烈讨论，因为设备制造商更希望看到他们已经使用的标准在电网导则中有所反映。但是，电力系统运营商可能想要实施更严格的要求以更好地反映当前及未来的系统需求，这就导致需要对原有的设备标准进行修订。然而需要注意的是，电网导则是具有约束力的法律性文件，但是否遵循标准在一定程度上则是自愿行为。

表 12 IEC和IEEE关于电力系统及VRE并网的产品规范标准

标准	内容	标准	内容
IEC 60034	旋转电机	IEC 61215	地面光伏系统
IEC 60044	互感器	IEC 61400	风电机组设计
IEC 60045	蒸汽轮机	IEC 61730	光伏系统建设
IEC 60076	电力变压器	IEC 61868	绝缘矿物油
IEC 60143	电力系统用串联电容器	IEC 61869	互感器
IEC 60044	电压电流互感器	IEC 62052	电能计量装置
IEC 60308	水轮机	IEC 62548	太阳能光伏阵列
IEC 60358	耦合电容器	IEC 62934	可再生能源发电并网
IEC 62052	电能计量装置	IEEE 112	感应电动机
IEC 62053	交流有功电能用静电计	IEEE 115	同步发电机
IEC 60076	电力变压器	IEEE 421	同步发电机
IEC TS 61836	太阳能光伏能源系统	IEEE 929	太阳能光伏

上述设备标准（表12中列出了其中最重要标准）通常只在较高水平上（如果有的话）描述电网中发电机组的特性，并且经常留出足够的空间来实现新功能。这些标准也经常被电网导则引用，特别是涉及到与机组设计而非运行相关的问题时，比如电能质量要求。

虽然对发电机的技术要求有时与产品标准并不一定一致，但电力系统通信通常遵循国际标准的要求，以确保不同参与者的互操作性。一般电力系统的设计也是如此。相关标准见表13。

表 13 电网导则中常引用的国际通信和电力系统设计标准

标准	功能	内容
IEC 60617	术语	示意性图形符号
IEC 60050	术语	国际电工词汇
IEEE 1159	数据、广播、通信	电能质量监测
IEC 60870	数据、广播、通信	遥控任务
IEC 62056	数据、广播、通信	电能计量交换
IEC 61970	数据、广播、通信	能源管理系统应用程序界面
IEC 61724	数据、广播、通信	光伏系统性能监测—测量指南
IEC 61727	数据、广播、通信	光伏系统—通用接口特性
IEC 61850	数据、广播、通信	变电站通信网络和系统—第3部分：一般要求
IEC 61968	数据、广播、通信	电气设备的应用集成
IEC 60071	标准实践	绝缘配合
IEC 61188	标准实践	印制板的设计和使用
IEC 62058	标准实践	交流电能计量
IEC 61936	标准实践	电力装置安装
IEC 62053	标准实践	交流电能计量
IEC 62054	标准实践	电能计量
IEC 62305	标准实践	防雷保护
IEEE 142	标准实践	电力系统接地
IEC 61140	标准实践	触电防护—安装和设备的通用方面

还有另一套与技术要求和电力系统运行关系更密切的标准：发电机并网标准（表14）。这些标准通常不仅包含诸如故障穿越、运行范围和通信要求等典型的电网导则要求，而且在某些情况下非常详细，可以用来代替单独的电网导则。在这方面，其中一些标准反映了他们所在区域的电网导则协调工作。这种结构主要可以追溯到北美电网，并在该地区得到普遍应用（见第6章第2节）。IEEE 1547-2018适用于分布式电源，即将发布的IEEE P.2800（预计2022年）适用于接入输电网的IBR，这些特定标准将非常有用，特别是对于刚刚开始制定电网导则的较小的国家，既可以作为参考依据，也可以直接作为电网导则使用。

表 14 国际互联标准

标准	内容
IEC 62257	微电网
IEC 62786	分布式电源与电网互联
IEEE 1547-2018	分布式电源接入电力系统
IEEE P.2800*	基于逆变器的电源接入大电网（输电网）
EN 50549	欧盟电网导则中B型及以下的发电机并网要求，包括欧盟关于发电机并网要求的符合性认证

* 尚未批准；预计2022年获审批

6.6 区域电网导则制定建议

国际合作与标准化涉及在大量不同利益相关者之间开展协调工作，而他们来自不同国家和电力系统。因此这类工作的主要问题是通常需要大量时间和精力投入，这也是为什么区域电网导则普及程度不如预期的主要原因。不过，现有的国际合作和治理架构已经极大地促进了区域电网导则的协调工作。这在欧洲是显而易见的，欧盟电网导则，作为迄今为止最先进的区域电网导则代表，已经通过几十年前建立的欧盟组织架构得以成功实施。

出于以下原因，建议进一步开展电网导则国际统一工作：

- 较小的国家或电力系统的整体市场影响力很小，因此通常无法要求发电机提供大系统尚未要求的功能。同时，小型独立系统可能尤其需要系统中的发电机组提供与频率和有功功率控制相关的特定功能。因为小型系统中的发电机组通常容量也较小，所以同等机组在较大系统中通常被认为是分布式电源。只有在具有可比性的不同岛屿系统之间的要求至少在一定程度上协调一致时，才能以合理的成本最大限度地做到这一点。
- 对于更大的互联系统，至少对于频率和有功功率控制要求的协调应该是在整个同步系统层面进行。这主要考虑的不是经济性，而是为了提高频率干扰期间系统特性的认知能力，从而增加系统安全性。协调一致的要求可以促进区域灵活性共享，从而有助于能源转型取得成功。
- 甚至对于更大的系统而言，统一要求可能使设备制造商和项目开发商由于规模经济，在中期内以较低的成本提供符合这些要求的设备。

此外，国际协调与经验交流对于制定适合特定国家和电力系统的电网导则也至关重要。各个地区和系统运营商需要相互借鉴经验，吸取教训。制定国家级的电网导则，或者至少在全国范围内实施国际或区域电网导则总是必要的，因为适用于更大区域的规则，想要全面把握每个市场和电力系统的具体特征，就会变得冗长和过于细节化。对于电压控制等局部问题或分布式发电处理等市场特定问题来说尤其如此，因为分布式发电在不同国家电力供应中的占比差异显著。

然而，应该特别注意避免陷入国家电网导则总是处于领先，而区域电网导则总是滞后的动态循环中。这种情况很容易发生，实际上欧盟电网导则已经在一定程度上出现了类似情况，因为欧盟电网导则从制定到实施花了将近十年时间，已经不能完全反映当前的技术水平。不过，应该指出的是，这些只是初步的努力，预计今后对该导则的修订将会更快、更频繁。这类似于国家电网导则，首次制定时往往耗费大量时间，后续则需要进行更频繁地修订。

国际设备标准和电网导则之间的协调仍然是一个重点。当两者出现不一致时，需要根据具体情况来决定以谁为准。另一方面，IEEE 1547和IEEE P.2800等国际互联标准也提出了整套电网导则要求，既可以实现区域电网导则的功能，也可以直接作为国家电网导则使用。

为了制定更加适用的标准，系统运行商的多方参与是很重要的。在这种情况下制定标准时，就可以对可能的工作条件有全面的了解。否则，制定的标准有可能面临不适用于某些特定系统的风险，从而可能需要花费很长时间对标准进行再次修订。因此，地方当局支持和参与国际标准制定显得尤为关键。



07 电网导则设计指南

本章概述了在VRE并网发展的不同阶段电力系统需要具备的并网要求。在可能和适用的情况下, 这些要求本身应借鉴国际标准, 如最新版EN 50549或IEEE 1547等。在监管方面, 欧洲电网导则可能是目前最成熟完善的。任何国家的主要利益相关方均应参与相应的标准化工作, 以确保其电网特殊需求得到充分满足。

7.1 电力系统类型

由于VRE技术近年来才变得具有竞争力, 任何电力系统接入高比例VRE都是一项挑战。同时, 许多国家的VRE容量增长迅猛, 多个国家的例子表明, 基于现有技术, 实现VRE高占比已经成为可能。

表 15 部分系统的VRE占比

系统	近似峰值负荷 (GW)	VRE年度电量占比 (%)	每小时需求的最大 VRE占比 (%)	年份
加利福尼亚 (CAISO) *	50	22.6	62.6	2018
哥斯达黎加	1.7	13.3	35	2020
丹麦	6	51	157	2018
德国	81	32.8	93	2020
英国**	55	21	67	2018
爱尔兰与北爱尔兰**	6.5	30.8	85	2018/2019
南澳大利亚	3	50	142	2018/2019
德克萨斯州 (ERCOT) **	74.8	23	66.5	2020/2021
西澳大利亚***	4	20	65.6	2021

* CAISO=加利福尼亚独立系统运营商。

** 具有有限互联的岛屿系统。

*** 没有互联的岛屿系统。

考虑到各国电力系统的多样性，其电网规范应该如何设计才能促进VRE的发展？在给定的情况下，哪些需求和参数重要，哪些方面可以忽略？基于三种不同的电力系统原型，我们针对上述问题进行了讨论，并对VRE发展的三个不同阶段进行了观察。考虑到许多国家包含为不同地区供电的多个电力系统，与此同时给出了制定这种类型电网导则的国家层面的建议。

表 16 电力系统原型的选择

系统原型	与相邻系统的互联程度	电网结构	现有主要发电资源
大型系统	弱	短距离输电	煤炭、天然气
中型系统	弱	长距离输电	水力、化石燃料（煤炭/天然气/重质燃料油）
小型系统	无	岛屿	柴油、重质燃料油

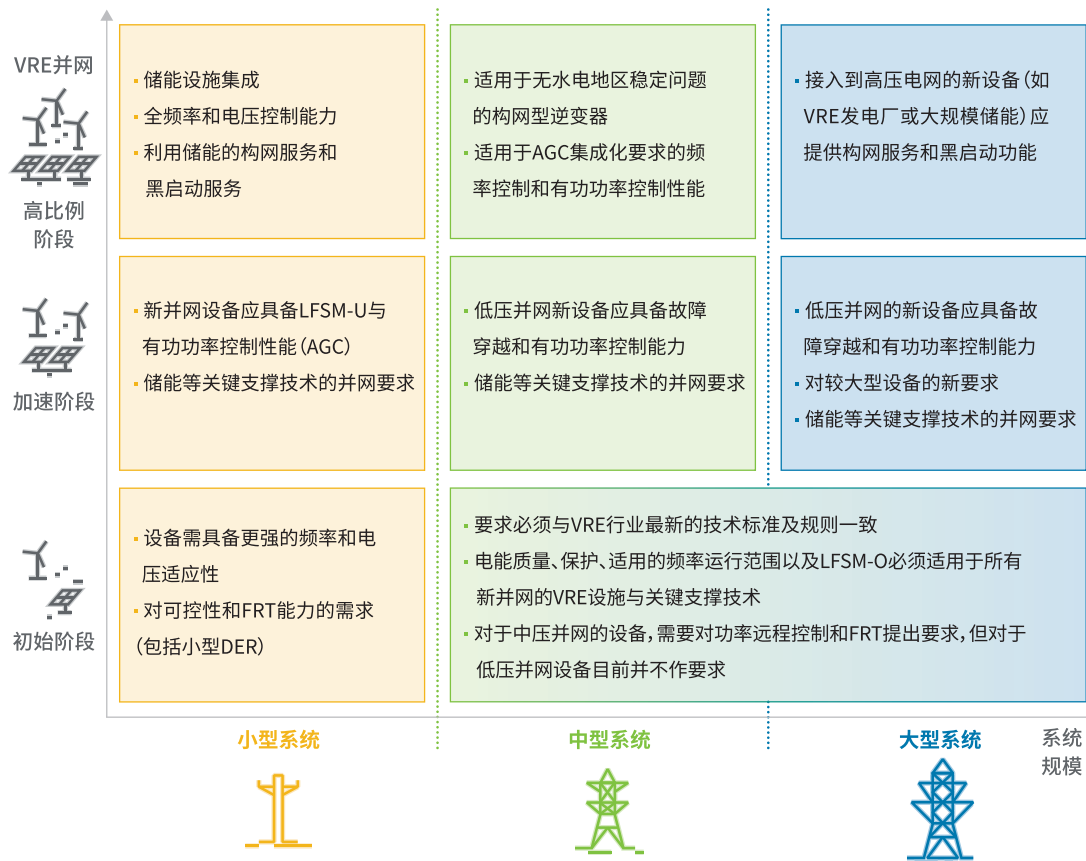
表16概述了三个选定的典型电力系统的主要特点。由于讨论首先集中于电力系统，我们可以假设每个选定的案例与相邻系统之间没有或只有微弱的互联。与具有强互联的系统相比，弱互联的系统因为与相邻系统的资源共享能力更小，所以这种案例假设更具挑战性。假定的典型系统的电网结构与现有的主要发电资源有关，化石燃料发电通常靠近负荷中心，而水电则一般远离负荷中心。因此，含水电的系统具有水电资源与需求中心之间长距离输电的电网特征。

虽然典型案例的设计还不能匹配现有的所有系统，不过未来的发展目标是覆盖发展中国家最常见的典型案例，因为这些国家为了发展VRE，通常更需要关于电网导则设计方面的指导。极高水电占比的系统目前也没有考虑，因为这种系统化石燃料发电占比很小，水电往往可以提供VRE所需的系统灵活性，因此其发展VRE的挑战不大。需要注意的是，水力发电厂具有相对较低的惯量和较慢的PFR（一次频率响应），往往导致低惯量问题。

为了在更有挑战性的情况下促进VRE的发展，电网导则设计者和政策制定者应能找到自身系统与典型案例之间的相似性，从而为自身系统电网导则的设计提出相关建议。

确定合适的电网导则要求及参数必须考虑电源结构、电力系统规模以及现有互联容量

图 27 考虑电网规模和VRE并网水平的电网导则制定指南



注: AGC: 自动发电控制; DER: 分布式电源; FRT: 故障穿越;

LFSM-O: 超频有限频率灵敏模式; LFSM-U: 欠频有限频率灵敏模式; VRE: 波动性可再生能源

7.2 VRE发展初始阶段

大型、中型系统

电网中VRE容量很少的国家准备大力发展VRE时,应避免在发展之初制定宽松的并网要求。与VRE发展的其他阶段一样,这些要求应向高比例VRE并网国家最先进的标准与规则看齐,这些国家的标准与规则充分吸取了历史经验与教训,经过所有利益相关方多年的参与逐渐发展形成。

借鉴当前行业的最佳实践经验对整个发展过程非常有益。采用这种方式,一旦VRE并网发展获得支持,并且达到更高的占比,则系统中阻碍VRE进一步快速发展的老旧(功能欠缺)装机容量将会更少,后续进行昂贵的技术整改的需求也大大降低。

所有新并网的VRE设施与关键支撑技术需要满足诸如电能质量、保护、适用的频率运行范围以及LFSM-O等基本要求。有功功率遥控和故障穿越能力对于接入低压配电系统的最小机组尚不作要求，但对于中压并网的相关设备，则应该具备相应能力。

哥伦比亚VRE发展处于起步阶段，该国的电力结构以水电为主，风电发展刚刚起步（2018年风电占比不到1%）。由于缺乏VRE的相关经验，电网导则的相关要求只是基于研究。因此，未来工作的一大重点是监测和评估当前要求的实施效果，并在必要时开展修订工作。

由于哥伦比亚刚开始发展VRE，正在开展准备工作，以确保新发电厂正确并网。这项工作包括开展电网研究，确定合适的接入点和输电需求——该国拥有丰富的风能和太阳能资源，但最佳场址并不在负荷中心附近。哥伦比亚在水电方面具有优势，可以随时提供VRE发展所需的灵活性。此外，哥伦比亚正在评估推动VRE发展的不同战略：纳入日内市场，系统服务平衡市场，改进发电预测，优化备用和调度。

在哥伦比亚采取的最佳实践之一，即是在发展之初在其电网导则中提出了FRT等新技术要求，充分预见到了未来VRE高占比以及系统惯量降低问题。

小型系统

当系统规模较小时，分布式电源无论容量大小，都会在早期对系统性能产生显著影响。由于小型系统无法实现大范围资源共享，因此当发生故障和发电厂停机时，往往容易失稳。接入小系统的设施应能够承受比接入大系统时更宽的频率和电压波动，尤其在VRE发展之初，对于低压并网的小型分布式电源，也应具备较强的可控性和故障穿越能力。

7.3 VRE发展加速阶段

大型系统

一旦系统中VRE占比达到一定水平，就需要在系统层面开展准备工作，以接纳更高占比的VRE。在VRE并网方面，前期仅适用于较大型设施的要求，也应满足当前新并网的小型设施。例如：

- 对于接入低压配电系统的新设施，应具备故障穿越和有功控制能力。
- 建议对大型设施提出新的要求，如欠频有限频率灵敏模式，或提高可控性要求，实现自动发电控制集成。
- 电网导则要求应该应用于关键支撑技术，如储能或其他能源产消者用户，以支持其并网。如果在VRE发展的初始阶段就应用了关键支撑技术，那么电网导则应该从一开始同步提出相关要求。

中型系统

高比例水电系统在引入先进的灵活性措施和尽早推动关键支撑技术发展方面的压力较小。中型系统还应对新的低压并网的VRE设施提出故障穿越能力和有功功率控制要求。

在水力发电容量较小的电力系统中,如果在远离需求中心的区域开发VRE,则会出现电网强度弱/电压稳定性和长距离电力传输/电压稳定性问题。前一个问题可以通过针对低电网强度(低短路比)设计的VRE控制来解决,后一个问题可通过加强输电网来解决。

在澳大利亚,系统运营商要求电力系统具备一定水平的系统强度,这一要求必须由输电服务供应商来保障,而输电服务供应商为此可能会要求接入该地区的VRE提供该能力,或安装额外的输电设备达到该目标。同时,澳大利亚并网导则要求新并网的VRE不得将并网点的系统强度降低到规定水平以下,这反过来可能需要VRE配套额外的设备。

小型系统

不具备灵活的非VRE的小型系统首先需要对所有规模的用户设施提出最为严格的要求。一旦VRE开始发展并达到一定程度,对新设施的适当要求已经包括欠频有限频率灵敏模式和适合自动发电控制集成的有功功率控制性能,同时应明确储能等关键支撑技术也要满足电网导则的相关要求。

7.4 VRE占比高的电网导则要求

大型系统

由于规模庞大,以前主要依赖化石燃料的大型电力系统需要比小型系统投入更多的时间和努力来实现高占比VRE并网。然而,只有当可持续资源能够提供满足系统要求的所有必要的功能和服务时,才能完全取代传统的发电厂。因此,VRE发电厂或大规模储能等非传统设施需要提供构网服务和黑启动功能,并在电网导则中明确规定相应的技术要求。由于不需要所有规模和电压等级的用户设施都具备这种功能,因而只需对接入最高电压等级和/或超过一定规模的设施提出这种要求。同时,也可以将这些要求从电网导则中独立出来,作为其进入相应服务市场的先决条件。

中型系统

与中期VRE并网阶段的情况类似,具备一定容量水电的电力系统对高级电网导则的需求并不十分迫切。相比VRE发电厂和/或电池储能设施,水电可持续性往往可以更经济地提供黑启动和构网服务。然而,即使在目标面向高占比VRE的中型系统中,电网导则也必须要求通过频率灵敏模式和适合自动发电控制集成的有功功率控制性能支持频率控制,并且应该明确促进关键支撑技术的应用。

当在没有大型水电的系统中接入高占比VRE时,应考虑用构网型逆变器来解决与稳定相关的问题,并减少VRE弃电。

小型系统

特别是在小型系统中,实现VRE在年度电力中的高占比需要储能设施的支持。电网导则应该要求储能电厂具备提供全部的电压和频率控制、黑启动及构网服务等能力。也许在其他系统中可将重要的技术规范要求通过市场化的手段实施,但在小型系统中可能不行,因为组织和运行专用电力市场或服务市场需要投入资源。

7.5 适用于多系统国家的电网导则

如上所述,每个同步电力系统必须确定适当的电网导则要求和参数,其中电力系统规模是确定参数的主要因素。这为编制适用于多系统国家的电网导则带来挑战,因为仅根据接入点的电压水平和并网容量来进行区分是不够的,还必须考虑所接入同步系统的情况,可以采用以下方法:

- 将电网导则的并网要求分成不同部分,每个部分对应其中一个同步电力系统。
- 在每条并网要求规范中,列出适用于每个同步电力系统的不同参数。
- 不是仅考虑容量规模的差异,而是根据不同设施类型综合确定并网要求。设施类型的划分可以根据每个同步电力系统的情况分别确定。

第三种方法正是欧盟电网导则关于发电机的并网要求(第6章第1节)所采用的方法。它将发电模块划分为A到D类,并明确不同类别的要求,依据设施容量规模进行分类,各国可以自由选择阈值范围,具体划分阈值的选择主要受所接入同步系统情况的影响。

墨西哥电网导则结合了上述三种方法,将发电厂按照规模划分为不同的等级(A到D),类似于欧洲的方法。然而,由于四个系统各自特性不同,每个电力系统的有限频率灵敏模式的参数也存在差异。两个岛屿系统存在更宽的频率运行范围,且每个系统如备用需求等运行参数也不尽相同。导致电网导则的有些章节仅适用于部分系统。例如,因为墨西哥Baja加利福尼亚系统与美国加利福尼亚系统相互连接,所以美国西部电力协调委员会(WECC)规定了一些电厂需要遵守的额外要求(Comisión Reguladora de Energía, 2016)。

一个与此相关的问题是，当系统规模发生变化时（比如两个或多个之前独立的系统互联），并网要求如何改变。通常这种情况很少存在问题，因为更大规模的系统有利于备用共享，系统稳定性会更强。因此，在系统互联扩展后，不需要实施更严格的要求。反之，如果系统永久性解列，则会面临更大的挑战，因为解列后的系统规模会变小，往往需要针对每个单独的部分制定更严格的并网要求。同时，进行永久性系统解列之前必须开展仔细的风险分析，有可能需要对现有的用户设施进行改造，以保持每个系统的可靠性水平不会降低。

文本框 8 岛国示例：印度尼西亚和菲律宾

菲律宾和印度尼西亚已经开始相关协调统一工作。这两个国家都是岛国，由数百个大小不同的岛屿组成。在印度尼西亚的600多个不同的电力系统中，绝大多数由国家公用事业公司 PLN 运营，而菲律宾电网则由不同的配电公司运营。然而，在上述两个国家中，不同岛屿的并网要求和运行策略存在很大差异，这使得在这些地区大范围推广 VRE 面临困难，难以发挥替代小型柴油发电机组的最大经济优势。两国正在努力协调适用于本国的统一规则。

菲律宾于2013年发布了《小型电网指南》，内容主要阐述了对电网运营商和传统发电厂的要求 (Philippine Distribution Code Distribution Management Committee, n.d.)。在2018年的一份政府通告中明确提出要在这些系统中引入 VRE (Republic of the Philippines Department of Energy, 2018)，但迄今为止尚未发布统一的技术要求。值得注意的是，对同步发电机的要求和处理各小型电网之间异同的结构可以作为这些领域未来制定电网导则的参考模板。

印度尼西亚的小型电网，理论上受相关的国家级配电导则以及其他的可再生能源并网指南的约束，但这两份文件均没有涉及发电厂所需的附加功能。当前，独立的私营部门电力生产者对印度尼西亚岛屿供电系统日益关注，而且 VRE 发电作为最廉价的可用资源收益明显，这些都对制定统一的规则提出了需求。国家公用事业公司 PLN 目前正在修订配电规范，期望可以增加专门适用于岛屿系统等小型电网中 VRE 并网的相关要求 (Energynautics GmbH, 2020)。

如果菲律宾和印度尼西亚工作进展顺利，将会为未来在太平洋岛屿或者加勒比海等地区制定国际协调一致的跨国岛屿电网导则提供有益参考。



7.6 支持国家政策和立法的监管措施

关于VRE并网的法规并不局限于规定电网用户设施的接入要求。政策制定者希望涉及许多其他相关方面,包括:

- 明确界定电力部门参与者的角色和责任。负责系统安全与稳定的系统运营商必须具备承担这一责任的手段。例如,如果用户不满足接入条件,则系统运营商必须有权拒绝其并网;如果现有电网基础设施的升级或扩展成本由各方共同承担,则必须在法规中明确成本分配方式及相应的规则 and 标准。
- 由于电力系统转型的持续性,相关职责不一定是固定的,可能会随着时间的推移而改变。DSO以前在管理用户行为方面的职责非常有限,分布式电源并网及其提供的系统服务正在改变这一局面,配电运营商需要获得就地处置的权利,同时也需要具备成功、可靠地处理问题的技术能力和运行水平。加强系统运营商之间的合作与协同能力协调也很重要。
- 在使用服务市场分配辅助服务的系统中,通常需要审查市场准入规则,并采用直接参与或者通过聚合商和虚拟发电厂参与的方式,以确保VRE、储能和灵活用电可以有效进入市场。
- 明确的系统转型路径对于系统规划非常重要。如果不进行跨项目和跨年度的优化,随着分布式电源不断并网,电网的升级和扩展将会非常低效。因此,有必要授权系统规划者进行这种优化,包括新线路、变电站和变压器,以及无功补偿和电压控制,同时考虑未来需要覆盖系统充裕性和电力部门以外的基础设施,例如,整合供暖和交通部门的规划。
- 非技术因素是制约VRE发展的最大阻碍,不仅包括投资资源,还包括知识和当地的经验。在任何已经具有一定VRE占比的系统中,应该使用和推广当地的开发和实践经验;利益相关方和评估当前进展及制定新规则的工作组需要向新参与者保持开放,以方便其学习;在确定现有规则的差距和不足时,不应局限于电网导则,而应包括更广泛的角色和责任框架。
- VRE并网、运行和规划相关要求的国际标准化与协调一致是实现相关经验共享、降低实施成本的一个非常重要的手段。由于工程成本是电力系统设计中的最大的成本驱动因素之一,设备与系统层面的有效标准化将是推动VRE顺利发展的关键。

参考文献

50Hertz Transmission GmbH (2020), 'Black start' with wind power: Rostock power plant successfully started up via cable Germany - Denmark, www.50hertz.com/en/News/FullarticleNewsof50Hertz/id/7313/-black-start-with-wind-power-rostock-power-plant-successfully-started-up-via-cable-germany-denmark- (accessed 7 April 2021).

Ackermann, T. et al. (2008), "Overview of the Danish Cell Project", in *7th Wind Integration Workshop*.

Ackermann, T., P.P. Schierhorn and I.N. Martensen (2017), *The role of grid codes for VRE integration into power systems development of power system specific requirements*, Energynautics GmbH, Darmstadt, https://regridintegrationindia.org/wp-content/uploads/sites/3/2017/09/10A_1_GIZ17_xxx_paper_Ackermann_170808.pdf.

AEMO (2021), *Application of advanced grid scale inverters in the NEM*, Australian Energy Market Operator.

Al-Shetwi, A. et al. (2020), "Power quality assessment of grid-connected PV system in compliance with the recent integration requirements", *Electronics*, Vol. 9, No. 2, pp. 366, <https://dx.doi.org/10.3390/electronics9020366>.

Andoni, M. et al. (2019), "Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 100, pp. 143-174, <https://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014>.

Australian Energy Market Commission (2021), *National Electricity Rules Version 161*, Sydney, www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules/current.

Basso, T. (2014), *IEEE 1547 and 2030 standards for distributed energy resources interconnection and interoperability with the electricity grid*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy15osti/63157.pdf.

Batra, P. and R.R. Panda (2019), *South Asia Regional Initiative for Energy Integration Initiative, second meeting of SAFIR Working Group on "Regulatory cooperation to facilitate knowledge sharing, addressing cross cutting energy/electricity regulatory issues and capacity building in South Asia"*, Dhaka, Bangladesh, <https://aric.adb.org/initiative/south-asia-regional-initiative-for-energy-integration>.

Boemer, J.C. et al. (2019), IEEE P2800 Virtual Working Group Meeting post-meeting slide deck, http://sagroups.ieee.org/2800/wp-content/uploads/sites/336/2020/08/IEEE-P2800-WG-Meeting-Virtual_2020-02-06-Post-Meeting.pdf (accessed 31 March 2021).

Bründlinger, R. et al. (2018), "Implementation of the European Network Code on requirements for generators on the European national level - current status - trends and challenges", in *8th Solar Integration Workshop*.

BS, N. et al. (2019), *Testing and certification procedure for distributed power generating units according to the new CEA regulation for grid connectivity in India*.

Burges, K., M. Doering and R. Kuwahata (2014), "Grid code compliance in a changing environment experiences and lessons from large scale retrofit programmes", in *13th Wind Integration Workshop*.

- CEPAL (2016)**, *Evaluation report of the regional dialogue on energy efficiency and renewable energy policy*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Port of Spain, Trinidad and Tobago, www.cepal.org/sites/default/files/project/files/report_of_the_regional_dialogue_and_training_workshop_on_energy_efficiency_and_renewable_energy_initiatives_in_the_caribbean.pdf.
- Cherevatskiy, S. (2011)**, *Black start strategy report*.
- Comisión Reguladora de Energía (2016)**, *Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, Diario Oficial de la Federación* [General Administrative Provisions containing the criteria for efficiency, quality, reliability, continuity, safety and sustainability of the National Electric System: Grid Codes].
- CRIE (2020)**, *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-* [Regional Electricity Market Regulation -RMER-], *versión actualizada al 01 de noviembre de 2020*, Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Guatemala City, <https://crie.org.gt/rmer-reglamento-mercado-electrico-regional/>.
- CRIE (2018)**, *Resolución CRIE-95-2018*, Guatemala.
- CRU (2019)**, *Rate of Change of Frequency (RoCoF) Project quarterly report for Q1 & Q2 2019*, Commission for Energy Regulation, Dublin, www.cru.ie/wp-content/uploads/2016/07/CER16135-RoCoF-Project-Quarterly-Report-Q1-2016.pdf.
- Deegan, J. et al. (2019)**, 'Design & Implementation of Fast Frequency Response Service for a Low Inertia System', in *18th Wind Integration Workshop*. Dublin, Ireland.
- DENA (2018)**, *Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende - Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf* [Interfaces and standards for the digitisation of the energy transition - Overview, status quo and need for action], Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9240_Schnittstellen_und_Standards_fuer_die_Digitalisierung_der_Energiewende.pdf (accessed 7 April 2021).
- Deutsche Verbundgesellschaft EV (2000)**, *GRIDCODE 2000 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* [GRIDCODE 2000 grid and system rules of the German transmission system operators], Heidelberg.
- Distribution Network Operators (DNOs) in Great Britain (2020)**, *The Distribution Code of Licensed Distribution Network Operators of Britain, Issue 45*, London, www.dcode.org.uk/.
- Döring, M. et al. (2018)**, "Do we need a network code on cyber security?", *17th International Wind Integration Workshop*, Ecofys, Cologne, pp. 1-25.
- Dyško, A., D. Tzelepis and C. Booth (2017)**, *Assessment of risks resulting from the adjustment of vector shift (VS) based loss of mains protection settings*, University of Strathclyde, Glasgow, [www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Appendix 2 Strathclyde Report 2.pdf](http://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Appendix%20Strathclyde%20Report%202.pdf) (accessed 6 October 2021).
- Dyško, A., D. Tzelepis and C. Booth (2015)**, *Assessment of risks resulting from the adjustment of RoCoF based loss of mains protection settings*, University of Strathclyde, Glasgow, www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Appendix%20%20Strathclyde%20Report%201.pdf (accessed 6 October 2021).

- E.ON Netz GmbH (2001)**, *Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen* *Zusätzliche technische und organisatorische Regeln* [Supplementary grid connection rules for wind turbines: Additional technical and organisational rules], E.ON, Bayreuth.
- EEG (2021)**, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* [Law for the expansion of renewable energies], www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html#BJNR-106610014BJNG000400000 (accessed 6 April 2021).
- Egan, J., N. MacLeod and N. Cowton (2015)**, “System restoration using the “black start” capability of the 500MW EirGrid east-west VSC-HVDC interconnector”, *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, <https://dx.doi.org/10.1049/cp.2015.0871>.
- EirGrid/SONI (2021)**, *Operational constraints update 27/01/2021*, Dublin/Belfast, www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/OperationalConstraintsUpdateVersion1_102_January_2021.pdf.
- EirGrid/SONI (2020)**, *Fast Frequency Response (FFR), Primary, Secondary and Tertiary Reserve (POR, SOR, TOR) system services test report WFPS*, Dublin/Belfast.
- EirGrid/SONI (2019)**, *DS3 system services protocol – regulated arrangements*, Dublin/Belfast, www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Protocol-Regulated-Arrangements-v2.0.pdf.
- EirGrid, ESB Networks and CRU (2018)**, *DS3 prioritisation ruleset* (March), pp. 1-28. <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2017/04/CRU18060-Annex-II-to-ECP-1-Decision-DS3-Prioritisation-Ruleset.pdf>
- EirGrid Plc and SONI (2012)**, *DS3 Rate of Change of Frequency modification recommendation to the CER*, Dublin/Belfast, www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3RoCoFRecommendationLetterToCER.pdf.
- EirGrid (2010)**, *International review of fault ride through for conventional generators*, KEMA.
- Elia (2018)**, *Study on the review of the black start ancillary services*, Elia Group, Brussels.
- Elkraft System; eltra (2004)**, *Regulation TF 3.2.5 Wind turbines connected to grids with voltages above 100kV*, Copenhagen, www.energinet.dk.
- ENCS (n.d.)**, *Security requirements*, European Network for Cyber Security, <https://encs.eu/resources/security-requirements/> (accessed 6 April 2021).
- EnergieNet (2016)**, *Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW*, EnergieNet, Fredericia, Denmark.
- Energy Networks Association (2018)**, *Engineering recommendation G99 - requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019*, London, www.energynetworks.org/electricity/engineering/distributed-generation/engineering-recommendation-g99.html.
- Energy Networks Association (2015)**, *Engineering recommendation G59 Issue 3 Amendment 2 September 2015 (Draft) - Recommendations for the connection of generating plant to the distribution systems of licensed distribution network operators*, London, www.nationalgrideso.com/document/97311/download.

- Energynautics GmbH (2020)**, *Support for distribution code review and system operation training January 20th to 24th, 2020, Jakarta, Indonesia, commissioned by GIZ, Energynautics*, <https://energynautics.com/en/grid-code-development-in-indonesia/> (accessed 29 April 2021).
- ENISA (n.d.)**, European Union Agency for Cybersecurity website, www.enisa.europa.eu/ (accessed 7 April 2021).
- Ente Operador Regional (2021)**, *Quiénes somos [Who we are]*, www.enteoperador.org/nosotros/quienes-somos/historia/.
- ENTSO-E (2021)**, *CNC - Implementation guidance documents*, www.entsoe.eu/network_codes/cnc/cnc-igds/.
- ENTSO-E (2020a)**, *Monitoring report on connection network codes implementation, Final Version, 1 December, Belgium*, https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Network_codes_documents/CNC/201201_-_Implementation_Monitoring_Report_2020_-_Final_Version.pdf.
- ENTSO-E (2020b)**, *Storage Expert Group: Phase II final report, Belgium*, www.entsoe.eu/network_codes/cnc/expert-groups/.
- ENTSO-E (2020c)**, *High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters, Belgium*, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf.
- ENTSO-E (2017a)**, *General guidance on compliance testing and monitoring - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection*.
- ENTSO-E (2017b)**, *Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection*, Brussels, https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-need-for-synthetic-inertia.pdf.
- ENTSO-E TYNDP (2018)**, *System Need Report. European Power System 2040 completing the map*, Technical Appendix, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels.
- ENTSO-E WGAS (2017)**, *Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2016*, Brussels.
- Erbach, G. and J. O'Shea (2019)**, *European Parliament briefing - Cybersecurity of critical energy infrastructure*, European Parliamentary Research Service, [www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/642274/EPRS_BRI\(2019\)642274_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/642274/EPRS_BRI(2019)642274_EN.pdf) (accessed 6 April 2021).
- ESIG (2021)**, *ESIG 2021 Spring Workshop Session 3: Grid forming inverter research landscape*, YouTube video, Energy Systems Integration Group, www.youtube.com/watch?v=BXHxtUWwy7I (accessed 31 March 2021).
- Eurelectric Thermal Working Group (2004)**, *Ancillary services unbundling electricity products - An emerging market*. Eurelectric, Brussels.
- European Commission (2020)**, *Summary of the responses to the targeted stakeholder consultation on the priority list for the development of network codes and guidelines on electricity for the period 2020-2023 and on gas for 2020 and beyond*, European Commission, Brussels, https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/summary_for_publication_ares.pdf.

- European Commission (2018)**, *EU Network Codes for electricity*, European Commission/ENTSO-E, Brussels, https://electricity.network-codes.eu/network_codes/.
- European Commission and FGH GmbH (2021)**, *Implementation of the network code on requirements for grid connection of generators: Final report*, Publications office, <https://dx.doi.org/10.2833/235293>.
- Fingrid (2020)**, *Grid code specifications for grid energy storage systems SJV2019*, www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/customers/grid-connection/grid-energy-storage-systems-sjv2019.pdf
- Förderer, K. et al. (2019)**, “Smart Meter Gateways: Options for a BSI-compliant integration of energy management systems”, *Applied Sciences*, Vol. 9, No. 8, p. 1634, <https://dx.doi.org/10.3390/app9081634>.
- Greater Mekong Subregion Secretariat (2021)**, *Greater Mekong Subregion Regional Grid Code*, <https://greatermekong.org/greater-mekong-subregion-regional-grid-code> (accessed 20 April 2021).
- Guyana Power and Light (2018)**, *National Grid Code*, Georgetown, https://gplinc.com/pl/plc/media/gpl_national_grid_code.pdf.
- Hagh, M.T. and K. Tohid (2018)**, “A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes”, *International Journal of Energy Research*, Vol. 43, <https://doi.org/10.1002/er.4247>.
- Hawaii’s Natural Energy Institute (2012)**, *Hawaii solar integration study: Final technical report for Oahu*, www.hnei.hawaii.edu/wp-content/uploads/Hawaii-Solar-Integration-Study-Oahu.pdf.
- Holzappel, M. and B. Hinzer (2020)**, *Grid code compliance in Europe – Ways to a fast and safe grid connection*, pv magazine, www.pv-magazine.com/webinars/grid-code-compliance-in-europe-ways-to-a-fast-and-safe-grid-connection/ (accessed 29 April 2021).
- Howitt, M. (2020)**, *Re-starting net zero grids – Black start*, Storelectric, www.storelectric.com/re-starting-net-zero-grids/ (accessed 9 April 2021).
- Hydro-Quebec - TransÉnergie (2009)**, *Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to the Hydro-Québec* (February), p. 32, www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence_raccordement_fev_09_en.pdf.
- IEEE Electrical Machinery Committee Task Force on Grid Code Impacts on Generator Standards (2018)**, *Report on coordination of grid codes and generator standards: Consequences of diverse grid code requirements on synchronous machine design and standards*.
- IEEE Standards Association (2020)**, *IEEE 1547.1-2020 - IEEE standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed energy resources with electric power systems and associated interfaces*, https://standards.ieee.org/standard/1547_1-2020.html (accessed 31 March 2021).
- IEEE Standards Association (2018a)**, “IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces”, in *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, pp. 1-138, <https://dx.doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.

- IEEE Standards Association (2018b)**, *IEEE 1547-2018 - IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*, <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>.
- IEEE Standards Association (2014)**, *IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*.
- INDE (2020)**, "SIEPAC, The Electrical Interconnection System that Promoted Energy Development in Central America", National Institute of Electrification, Guatemala City, www.inde.gob.gt/blogs/siepac-el-sistema-de-interconexion-electrico-que-impulso-el-desarrollo-en-centroamerica/
- IRENA (2020a)**, *Power system organisational structures for the renewable energy era*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2020b)**, *Electricity storage valuation framework: Assessing system value and ensuring project viability*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019a)**, *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future.
- IRENA (2019b)**, *Innovation landscape brief: Aggregators*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019c)**, *Innovation landscape brief: Blockchain*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019d)**, *Innovation landscape brief: Innovative ancillary services*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2018a)**, *Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2018b)**, *Transforming small-island power systems: Technical planning studies for the integration of variable renewables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2016)**, *Scaling up variable renewable power: The role of grid codes*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Iwamura, K. et al. (2018)**, "Global geospatial optimization of the location of wind farms and the configuration of transmission networks", in *17th International Wind Integration Workshop*, pp. 17-20.
- Jain, H. et al. (2020)**, "Blackstart of power grids with inverter-based resources", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, <https://dx.doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281851>.
- Jones, L. et al. (2021)**, *The A-Z of V2G*, <https://apo.org.au/sites/default/files/resource-files/2021-02/apo-nid311127.pdf>.
- Katz, J. and I. Chernyakhovskiy (2020)**, *Variable renewable energy grid integration studies: A guidebook for practitioners*, National Renewable Energy Laboratory and USAID, www.nrel.gov/docs/fy20osti/72143.pdf.
- Kroposki, B. (2017)**, "Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 5, pp. 831-837, <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0339-3>.

- Kunjumon, A., T. Wehrend and T. Gehlhaar (2019)**, “Testing procedure and compliance of power generating units and plants per Indian grid code”, in *2nd Int’l Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India*.
- La Gaceta (2020)**, *Official Gazette of the Republic of Honduras*, 13 January, www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Reglamento-de-Servicio-El%C3%A9ctrico-de-Distribuci%C3%B3n-Acuerdo-CREE-028.pdf.
- Lin, Y. et al. (2020)**, *NREL - Research roadmap on grid-forming inverters*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf (accessed 1 April 2021).
- Lydic, B. and S. Baldwin (2019)**, *Making the grid smarter - Primer on adopting the new IEEE 1547-2018 standard for distributed energy resources*, Latham.
- Marz, M. (n.d.)**, *Interharmonics: What they are, where they come from and what they do*, American Transmission Company, Waukesha, <https://ccaps.umn.edu/documents/CPE-Conferences/MIPSYCON-Papers/2016/Interharmonics.pdf>.
- Matevosyan, J. (2018)**, *Implementation of inertia monitoring in ERCOT - What’s it all about?*, Energy Systems Integration Group, www.esig.energy/implementation-of-inertia-monitoring-in-ercot-whats-it-all-about/.
- Meeus, L. and T. Schittekatte (2018)**, *The EU electricity network codes: Course text for the Florence School of Regulation*, online course, Florence.
- Meeus, L. et al. (2020)**, *The Evolution of Electricity Markets in Europe*, Loyola de Palacio Series on European Energy Policy, Florence, <http://dx.doi.org/10.4337/9781789905472>.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (2007)**, *Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali* [Regulation of the Java-Madura-Bali Electric Power System Network], Jakarta, <https://jdih.esdm.go.id/peraturan/permen-esdm-03-2007.pdf>.
- Midtsund, T. et al. (2016)**, “A live black-start capability test of a voltage source HVDC converter”, *Cigre Science & Engineering*, No. 4, pp. 81-87.
- MIGRATE Consortium (2019)**, *MIGRATE - Massive integration of power electronic devices*, Final project conference, Brussels, [www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/713e2c6303289d290c89716c8600975b50496432/Presentations MIGRATE final conference.pdf](http://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/713e2c6303289d290c89716c8600975b50496432/Presentations%20MIGRATE%20final%20conference.pdf) (accessed 31 March 2021).
- Miller, N.W. and S. Pajic (2016)**, “Diverse fast frequency response services in systems with declining synchronous inertia”, in *15th Wind Integration Workshop*.
- Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties (Netherlands) (2021)**, *Netcode elektriciteit* [Electric grid codes], Overheid.nl, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2021-02-13> (accessed 29 April 2021).
- Montecinos, S. et al. (2021)**, *Pronósticos de Generación Eólica y Solar Fotovoltaica en América Latina* [Wind and solar photovoltaic generation forecasts for Latin America], www.bivica.org/files/5841_documento_pronosticos2021.pdf.
- National Grid ESO (n.d.)**, *GC0137: Minimum specification required for provision of GB Grid Forming (GBGF) capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM capability)*, National Grid ESO Grid Code, www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code-old/modifications/gc0137-minimum-specification-required (accessed 31 March 2021).

- National Grid ESO (2021a)**, *The Grid Code*, www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code/code-documents?search=&page=1%2C4%2C1.
- National Grid ESO (2021b)**, *Workgroup Consultation GC0137: Minimum specification required for provision of GB Grid Forming (GBGF) capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM capability)*, www.nationalgrideso.com/document/189381/download (accessed 31 March 2021).
- National Grid ESO (2020)**, *National Grid operability & future inertia trends*, [www.era.ac.uk/write/MediaUploads/EPRI Presentations/Talk_5_-_National_Grid_ESO_-_National_Grid_ESO_Operability_and_Future_Inertia_Trends.pdf](http://www.era.ac.uk/write/MediaUploads/EPRI%20Presentations/Talk_5_-_National_Grid_ESO_-_National_Grid_ESO_Operability_and_Future_Inertia_Trends.pdf) (accessed 6 October 2021).
- National Grid ESO (2019a)**, *Stability pathfinder, draft grid code – Grid forming and request for information feedback*, www.nationalgrideso.com/document/185306/download.
- National Grid ESO (2019b)**, *Distributed ReStart*, National Grid ESO homepage, www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/distributed-restart (accessed 9 April 2021).
- National Grid ESO and TNEI Services Ltd (2020)**, *Distributed ReStart – Energy restoration for tomorrow, Project progress report December 2020*, London, www.nationalgrideso.com/document/183306/download.
- National Grid ESO and TNEI Services Ltd (2019)**, *Black start from non-traditional generation technologies*, London, www.nationalgrideso.com/document/148201/download.
- National Institute of Standards and Technology (2014a)**, *NIST Special Publication 1108r3 – NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, Release 3.0*, <https://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.1108r3>.
- National Institute of Standards and Technology (2014b)**, *NISTIR 7628 Revision 1 – Guidelines for smart grid cybersecurity*, <https://dx.doi.org/10.6028/NIST.IR.7628r1>.
- Ndreko, M., S. Rüberg and W. Winter (2018)**, “Grid forming control for stable power systems with up to 100% inverter based generation: A paradigm scenario using the IEEE 118-Bus System”, *17th International Wind Integration Workshop*.
- Nedic, D.P. and K. Bell (2008)**, *All-Island Grid Study: Workstream 3 report*, www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Workstream%203.pdf.
- NERC (2020)**, *Reliability Guideline – Bulk Power System Reliability Perspectives on the Adoption of IEEE 1547-2018*, *NERC Reliability Guideline*, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta.
- NERC (2019)**, *Reliability Guideline – Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources*, North American Electric Reliability Corporation, www.nerc.com/comm/OC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_IBR_Interconnection_Requirements_Improvements.pdf (accessed 31 March 2021).
- Nordel (2007)**, *Nordisk Regelsamling 2007 [Nordic Grid Code]*, Copenhagen/Oslo/Stockholm/Helsinki, pp. 69-74, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf.
- Nordel (2004)**, *Nordisk Regelsamling 2004 [Nordic Grid Code]*, Copenhagen/Oslo/Stockholm/Helsinki, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf.

- Norma Técnica de Servicios Complementarios (2021)**, *Technical standard for complementary services*, www.ods.org.hn/pdf/2021/Doc_consulta/Honduras_NormaTecnicaSSCC_Borrador%20v10_Mar2021_Propuesta%20Final%20del%20ODS.pdf.
- Ofgem (2020)**, *Modification proposal: Grid Code GC0096: Energy Storage*, www.ofgem.gov.uk.
- Ofgem (2018)**, *Electricity NIC 2018: National Grid Electricity System Operator (ESO) - Black start from distributed energy resources*, Ofgem home page, Office of Gas and Electricity Markets, www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-nic-2018-national-grid-electricity-system-operator-eso-black-start-distributed-energy-resources (accessed 9 April 2021).
- Philippine Distribution Code Distribution Management Committee (n.d.)**, *Small grid guidelines*, Energy Regulatory Commission, Philippines.
- Powell, C. et al. (2019)**, *NREL guide to the Distributed Energy Resources Cybersecurity Framework*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy20osti/75044.pdf (accessed 6 April 2021).
- Preotescu, D. et al. (2020)**, *No 727481 RESERVE: Definitions of ancillary services and network codes*, European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Programme, Brussels.
- Public Utilities Corporation (2018)**, *Grid Code*, Mahe, Seychelles.
- QualityLogic (2021)**, *The race to get IEEE 1547.1-2020 implemented & UL 1741 SB certified is on!*, QualityLogic, www.qualitylogic.com/2021/04/19/the-race-to-get-ieee-1547-1-2020-implemented-ul-1741-sb-certified-is-on/ (accessed 21 June 2021).
- Rao, S.D. et al. (2021)**, *Grid-forming inverters – Real-life implementation experience and lessons learned*, IET RPG 2021.
- renews.biz (2020)**, *SPR delivers ‘black start’ from onshore wind*, <https://renews.biz/64190/spr-delivers-black-start-from-onshore-wind/> (accessed 7 April 2021).
- Republic of the Philippines Department of Energy (2018)**, *Department Circular No. DC2018-08-0024*, Philippines, www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/issuances/dc2018-08-0024.PDF.
- Rezkalla, M., M. Pertl and M. Marinelli (2018)**, “Electric power system inertia: Requirements, challenges and solutions”, *Electrical Engineering*, Vol. 100, No. 4, pp. 2677-2693, <https://dx.doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z>.
- SAARC (2015)**, *Harmonizing Transmission Grid Codes of SAARC Member States to Combat Regulatory Challenges for Intra-region Power Trading / Interconnections*, South Asian Association for Regional Cooperation, Islamabad.
- Schneider Electric (2014)**, *IEEE Standard 519-2014 compliances, updates, solutions and case studies*, www.egr.unlv.edu/~eebag/IEEE_STD_519_1992vs2014.pdf.
- Schömann, O. et al. (2019)**, “Experience with large grid-forming inverters on various island and microgrid projects”, in *4th International Hybrid Power Systems Workshop*, pp. 0-4.
- Schowe-von der Brellie, B. et al. (2019)**, “National RfG-implementations – An update to grid codes and compliance schemes”, in *18th Wind Integration Workshop*, FGH, Germany.
- Service Public Fédéral Economie P.M.E. Classes Moyennes et Energie (2019)**, *Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci*, *Moniteur belge* [Royal decree establishing a technical regulation for the management of and access to the electricity transport network], SPF Économie, Brussels.

- SmartEn (2020)**, Open letter: A Network Code for Distributed Flexibility, Smart Energy Europe, <https://smarten.eu/wp-content/uploads/2020/04/Open-Letter-on-a-Network-Code-for-Distributed-Flexibility.pdf>.
- smartgrid.gov (n.d.)**, *Recovery Act: Standards and interoperability*, www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/standards_interoperability.html (accessed 6 April 2021).
- St. John, J. (2020)**, “Solving the renewable energy grid’s inertia problem”, *Green Technology Media GTM*, www.greentechmedia.com/squared/dispatches-from-the-grid-edge/solving-the-renewable-powered-grids-inertia-problem-with-advanced-inverters (accessed 8 April 2021).
- Swistec GmbH (n.d.)**, *The control box according to FNN specifications (FNN control box)*, <https://swistec.de/steuerbox/swisbox-steuerbox/> (accessed 7 April 2021).
- The World Bank and SAPP (2020)**, *Consultant for development of the SADC Regional Grid Code for the Electricity Supply Industry (ESI), African Power Platform*, <https://africanpowerplatform.org/resources/tenders/consultancy/closed/2550-southern-africa-consultant-for-development-of-the-sadc-regional-grid-code-for-the-electricity-supply-industry-esi.html> (accessed 29 April 2021).
- Ulvgård, L. and T. Gehlhaar (2019)**, “Ensuring grid code compliance in a new and changing RfG landscape”, *18th Wind Integration Workshop*, DNV GL, Germany.
- UN ESCAP (2018)**, *Integrating South Asia’s power grid for a sustainable and low carbon future*, United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific, www.unescap.org/sites/default/files/Integrating%20South%20Asia%E2%80%99s%20Power%20Grid%20for%20a%20Sustainable%20and%20Low%20Carbon%20Future_WEB.pdf.
- Urdal, H. (2020)**, *What is the rush for grid codes to address grid-forming inverters?*, Energy Systems Integration Group, www.esig.energy/what-is-the-rush-for-grid-codes-to-address-grid-forming-inverters/ (accessed 9 April 2021).
- Urdal, H., R. Ierna and A.J. Roscoe (2018)**, “Stability challenges & solutions for power systems operating close to 100% penetration of power electronic interfaced power sources: Exchange of experience between hybrid and major power systems”, University of Strathclyde, Glasgow.
- US Department of Energy (2020)**, *Roadmap for wind cybersecurity*, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, www.energy.gov/eere/wind/downloads/roadmap-wind-cybersecurity.
- VDE FNN (2019)**, *VDE-AR-N 4100: Technical rules for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage)*, VDE FNN, Berlin.
- VDE FNN (2018a)**, *VDE-AR-N 4105: Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*, VDE FNN, Berlin.
- VDE FNN (2018b)**, *VDE-AR-N 4110: Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)*, VDE FNN, Berlin.
- VDE FNN (2018c)**, *Lastenheft Steuerbox Funktionale und konstruktive Merkmale* [Specification control box functional and design features], pp. 1-92.
- Villanueva, S.M. et al. (2020)**, “Spanish compliance standard for RfG grid connection”, in *19th Wind Integration Workshop*. www.researchgate.net/publication/345806969_Spanish_Compliance_Standard_for_RfG_grid_connection.
- Western Australia Government (2012)**, *Electricity Industry (Metering) Code 2012* (225).

术语

术语	释义
有功功率	交流电中能够做功的部分。
交流电 (AC)	沿电力线以周期频率 (通常为50Hz或60Hz) 改变方向的正弦波电流。
辅助服务	系统参与者根据电网导则要求提供的服务, 可能有也可能没有经济报酬 (例如电压和频率控制)。
黑启动	在没有任何电力供应的情况下为电力系统启动供电的过程。黑启动功能对于整个系统停电后的系统恢复是必要的。
VRE (VRE) 弃电	在当前条件下 (风、光、温度、雨等), VRE发电机的有功功率降低到所能产生的最大值以下。
直流电 (DC)	沿电力线流动, 在稳定状态下不改变流向的电流。
配电系统	在低于输电系统电压等级下运行的电网, 通常由DSO运营。
配电系统运营商 (DSO)	负责较低电压等级电网的运营。负责 (部分) 配电系统的运行、维护与规划。
快速频率响应 (FFR) (基于惯性)	相对于系统频率变化, 功率转换器对功率不平衡的响应, 详见电网导则规定。目的是在一定程度上模拟旋转电机的响应。之前称为“虚拟惯量”或“合成惯量”。
故障穿越	发电机在故障期间保持不脱网连续运行的能力。通常称为低电压穿越和高电压穿越 (过电压穿越)。
馈电线	将电力从与输电 (或次级输电) 网的连接点分配到连接的电力用户和/或更低电压配电系统的配电网输电线。
上网电价	VRE运营商为电力系统提供电能的经济回报条件。
闪变	使灯泡闪烁的电压幅度变化。
频率	在交流电系统中, 电压基频正弦波周期时长的倒数。
电网运营商	负责监督电网运行的实体, 包括资产管理、安全、系统平衡等系统服务。
谐波	在系统频率整数倍时发生的电压振荡。
高压	通常指100千伏以上的电压等级, 如110千伏; 高于200千伏或300千伏的电压通常称为超高压。
VRE瞬时渗透率	在特定时间点, VRE发电功率占电力负荷的比例。
互联系统	通过AC (交流) 线与其他系统连接的系统。
逆变器	将直流电转换为交流电的电力电子装置。

低压网络	额定电压通常低于1千伏的AC（交流）供电网络，如110伏、230伏或400伏（根据IEC标准）。
低电压穿越	在故障期间，设备或机组在电压降至标准限值以下时与电网保持不脱网连续运行的能力。
中压	通常在几十千伏的范围内的电压等级，如10千伏、20千伏或30千伏。
电网运营商或系统运营商	负责（部分）电网的运行、规划与维护。
标称频率	电力系统中交流电的设计频率。一个国家的标称频率通常为50Hz或60Hz。在稳定运行状态下，系统频率应保持接近于标称频率。
标称电压	部分电力系统的设计电压。在稳定安全的运行状态下，该部分网络的系统电压应保持在围绕标称值的设定范围内。
运行备用	部分电力系统的设计电压。在稳定安全的运行状态下，该部分网络的系统电压应保持在围绕标称值的设定范围内。
电厂运营商	负责监督发电机运行的实体。
公共连接点	用户设备与电网运营商之间的连接点，在这个点上，设备必须满足电网导则规定的电气性能标准。 例如，可以是将电厂连接到电网耦合变压器的低（或高）电压母线。
一次能源	由发电厂转换而产生电力的能源，例如风能、太阳能、生物质能、煤炭、天然气、石油、水。
热（运行）备用	已接入电网并在减少功率输出下运行的电厂提供的工作备用。也称为初级备用。通常在传统系统中，所分配的最小运行备用应为同步系统中最大电厂的功率。
产消者（生产者-消费者）	接入电力系统的一方，有时作为发电设备运行，有时作为负荷运行。（例如：带有屋顶光伏的私人住宅，带有风电场和电池储能系统的工业设施。）
爬坡	在规定时间内有功功率输出的变化。
爬坡速率	发电机改变其有功功率输出的速率。
频率变化率	系统频率（以赫兹为单位）变化的速率（以赫兹/秒为单位）。
无功功率	负责在组件周围形成电磁场的交流电部分。无功功率不能工作，用于控制系统电压。
反向电力潮流	只连接用户的传统配电系统，通过变压器从下一个最高电压等级供电，电力潮流的方向总是相同的。在用户附近连接大量的小型发电机意味着本地发电超过本地需求，这样配电系统的电力潮流方向就可以逆转。然后，电力通过变压器流到更高的电压等级。

同步独立区域或同步区域/区/系统	一种可以调节自身频率的交流电系统。。
合成惯量	这个术语所指的功能与是快速频率响应相同,但逐渐被快速频率响应取代。
输电系统	设计用于远距离输电的系统;通常在几百千伏的电压下运行。
输电系统运营商 (TSO)	电力系统中输电、配电、供电和发电基础设施的所有权分离。这种分离有助于在发电厂与供应商之间引入市场竞争,防止电网运营商作为垄断者干预市场。
拆分	负责运行输电系统,通常负责整个电力系统的稳定性,包括频率恒定。
波动性可再生能源	来自风电机组和太阳能电池板等发电机的能源,其电力输出随天气变化。
垂直一体化公用事业公司	拥有并运行输电和发电基础设施,可能还包括配电和零售的公用事业公司。
虚拟惯量	以前指快速频率响应的术语,后来指由构网型逆变器提供的惯量。由于语义模糊,不鼓励使用该术语。
电压控制	发电机使电压保持在调节限值之间的能力,通过调节无功功率输出来控制电压。

