

高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议

陈亦平¹, 卓映君², 刘映尚¹, 管霖², 卢操², 肖亮¹

(1. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东省广州市 510663; 2. 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640)

摘要: 随着非同步电源渗透率增加, 电网的惯性逐步降低, 扰动后电网的频率变化率变大, 频率调控面临着巨大挑战。近年来, 快速频率响应(FFR)的概念已被提出, 并应用于一次调频之前, 为一次调频响应争取时间, 使低惯性系统在一次调频响应前不至于到达系统低频减载的频率阈值。文中从典型FFR资源、辅助服务产品设计、市场交易和应用实例等几方面总结了国外FFR市场开展现状。结合中国电网应对未来低惯性系统的调频需求, 阐述了FFR技术的研究趋势, 并为中国FFR市场建设提出了建议和展望。

关键词: 高比例可再生能源; 频率控制; 系统惯量; 频率变化率; 快速频率响应

0 引言

高比例可再生能源并网将成为世界电力系统的必然发展趋势和未来重要特征。许多国家和地区陆续提出了构建100%可再生能源电力系统的设想。截至2019年底, 已有60多个国家提出了100%可再生能源电力系统目标^[1]。然而, 根据对爱尔兰电网的研究, 当电网非同步电源瞬时渗透率超过50%时, 系统频率特性对同步惯量的变化敏感, 即电网处于惯性敏感状态^[2]。2019年中国可再生能源发电装机容量占比为39.5%, 部分地区风、光发电最大占比超过50%, 如西北和部分特殊时段的云南。根据相关规划, 中国风电、光伏等新能源装机容量占比还将进一步增大, 研究高比例可再生能源电力系统带来的运行控制挑战具有重大现实意义。当以同步机组为主的传统电网逐步过渡至含高比例非同步资源的电力系统时, 同步机能够提供的惯性和一次调频容量持续降低, 系统抗扰动能力下降^[3], 2016年澳大利亚南澳电网“9·28”大停电、2019年英国“8·9”大停电均与此有关^[2]。在同步机主导的电力系统中, 当系统发生大功率扰动, 依次由同步惯性响应、一次调频和二次调频提供功率支撑。其中扰动后0~3 s基本为同步惯量发挥作用。受机组的固有死区和响应速度影响, 一次调频资源通常在2~30 s后才能响应^[4]。由于低惯性电网中的频率变化率(rate of

change of frequency, RoCoF)通常会很高, 在一次调频响应之前, 扰动引起的频率跌幅极有可能越过低频减载(under frequency load shedding, UFLS)装置的动作阈值。因此, 部分面临低惯性问题的国家和地区设计了具有快速响应要求的新型调频服务, 即快速频率响应(fast frequency response, FFR), 旨在弥补同步机惯性和一次调频备用容量的不足, 通过有功快速注入在一次调频响应前限制频率下降速度, 避免系统出现UFLS现象。

近年来, 各国面对高比例可再生能源并网的挑战相继推出了FFR产品并逐步实现市场化运行。2011年爱尔兰和北爱尔兰启动了旨在建立含FFR的辅助服务体系的项目DS3, 2018年完成FFR服务的市场化^[5]。同年, 美国得州电网^[6]和英国电网^[7]提出了开展FFR产品设计和市场建立的计划。北欧电网在2019年5月明确了FFR的技术要求, 现阶段由同步地区的各国输电系统运营商(transmission system operator, TSO)各自建立FFR市场, 未来将实现北欧统一市场^[8]。澳洲国家电网也为FFR市场的推行做了大量前期准备工作^[9-11]。

在中国电力辅助服务市场中, 一次调频属于基本辅助服务, 二次调频属于有偿辅助服务并纳入市场化运行。一次调频由同步机强制义务提供, 通过“两个细则”^[12-13]对其动作性能进行评价, 由于满足基本调节性能(60%~80%)即算合格, 并不能体现优质调频资源的贡献价值。新能源一次调频纳入“两个细则”尚处于起步阶段, 由于缺乏向上调节能力, 在受端系统的应用受到了限制。在大容量直流闭锁扰动下, 需要依靠安全稳定控制系统切负荷来

收稿日期: 2020-07-26; 修回日期: 2020-11-06。

上网日期: 2021-02-04。

广东省重点领域研发计划资助项目(2019B111109001); 中国南方电网有限责任公司科技项目(ZDKJXM20180073)。

保障频率安全,大量储能、负荷侧快速调频资源由于缺乏市场激励机制而无法发挥作用。新型快速调频资源缺乏获利途径和成长空间,是制约FFR技术推广的最大难题。

本文对国际上正在形成的FFR产品技术要求、市场交易模式、应用实例等进行综述。首先,介绍系统惯性、频率变化速率、临界惯性和FFR的概念;接着,对FFR产品的技术要求和交易规则进行调研分析;最后,对各国的示范应用进行了总结和回顾,并对中国未来高比例可再生能源电力系统中研究和建立FFR市场提出参考和建议。

1 基本概念

1.1 系统同步惯性

系统同步惯性是电网连接的同步资源储存的旋转动能总和^[14],来自同步发电机、调相机和同步电动机等。当电网出现发电功率和负荷功率不平衡时,多余或缺失的电能可以通过旋转动能的转换来实现系统能量实时平衡。电力系统同步惯性计算公式如下:

$$K_{\text{sys}} = \sum_i H_i S_i \quad (1)$$

式中: K_{sys} 为系统惯性; H_i 和 S_i 分别为在运行的同步资源 i 的惯性时间常数和额定容量。

1.2 RoCoF

RoCoF一方面表征系统频率变化的速率,另一方面也解释了系统频率变化与系统发生的事故大小和系统的惯性大小的关系。因为在短时间尺度的波形测量中精确确定RoCoF具有难度,故RoCoF的计算一般为特定时间窗口上的估计,时间窗口通常定义为100~500 ms^[15-17]。系统RoCoF的具体公式如下:

$$R_{\text{RoCoF}} = \frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_N \Delta P_1}{2K_{\text{sys}}} \quad (2)$$

式中: f 为系统频率; ω 为系统角速度; ΔP_1 为系统功率差额; f_N 为电网标准频率。

对于高惯性电力系统,可以在频率变化很小的情况下维持频率在安全范围内。同步惯性响应主要工作在图1所示的遏制期阶段^[15],即在第一时间阻止频率下降。随即几秒后,同步机一次调频资源被激活,用于恢复频率。系统频率的安全区域是由稳态频率、频率最低点和RoCoF三者共同决定的。在低惯性系统中,RoCoF占主导作用^[18],更高的RoCoF将缩短频率下降至UFLS阈值所需要的时间^[19]。因此,必须限制扰动后初始阶段的RoCoF大小。然而,现有调频手段无法满足低惯性系统的频

率响应需求。因此,各国开始关注FFR技术^[20]。不同国家对RoCoF制定了不同的限制标准,普遍在0.2~0.6 Hz/s范围内,如英国为0.2 Hz/s,爱尔兰为0.4 Hz/s,塞浦路斯为0.6 Hz/s,拉托维亚为0.4 Hz/s等^[21]。

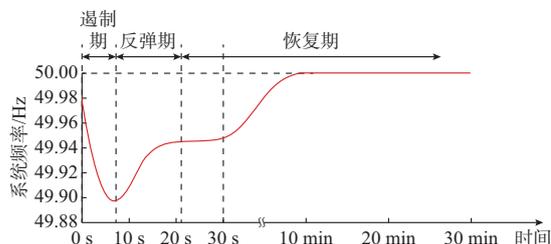


图1 频率响应过程

Fig. 1 Frequency response process

1.3 临界惯性

临界惯性是用来衡量系统运行需要的最低同步惯性水平,即系统发生最大可信事故后,确保频率响应备用有足够时间进行响应,防止在开始阶段发生UFLS的最小同步惯性阈值^[4]。系统的临界惯性与事故后的初始RoCoF密切相关,受到事故的大小、FFR和一次调频可用响应能力(容量和持续时间)、UFLS阈值等因素的影响。美国得州电网参考2种FFR服务标准,在系统损失2台机组(2750 MW)情况下,分别设置触发频率为59.8 Hz和59.7 Hz,响应时间为0.25 s和0.33 s,通过仿真结果分析得到2种情况下的临界惯性分别为88 GW·s和94 GW·s^[22]。若FFR能更早触发和更快响应,则系统临界惯性要求将降低。

1.4 同步惯性响应、FFR和一次调频的关系

FFR是针对系统同步惯性不足导致的短时频率快速变化而设计的调节资源/产品,根据文献^[11]的定义,FFR是为响应系统频率突然变化而快速调节有功功率注入,与同步惯量响应共同阻止扰动后短时间内的频率快速变化,为一次调频的启动争取时间,从而保持频率稳定。

FFR与一次调频的差异主要体现于资源来源和响应时间,FFR需要在一次调频响应之前动作。前者是由逆变器或继电器连接的非同步资源(负荷、储能、风电等),响应时间为数百毫秒级别;而后者是基于调速器控制系统的同步资源,响应时间为数秒至数十秒级别。一次调频资源的可用容量、动作死区和下垂特性会影响FFR资源的需求容量及技术要求^[23]。从市场交易的角度分析,调频服务产品的响应时间标准通常对潜在调节资源特性设置最慢响应时间要求,而不设置最快响应时间限制,因此,FFR资源可以提供一次调频产品服务。

不同的国家和地区根据其面临的问题和资源特点设计了不同的FFR产品,其名称和要求也有所差别,包括:爱尔兰、美国得州的FFR,北欧的快速频率备用(fast frequency reserve),以及英国的(频率变化)动态抑制(dynamic containment)和动态缓冲(dynamic moderation)2类服务等。

2 国际FFR市场发展情况

2.1 FFR发展历史

FFR服务往往要求能在数百毫秒内快速响应有功控制需求,因此FFR资源一般均来自逆变器或继电器连接的非同步资源。目前,国际上开发的FFR资源主要有:风电虚拟惯性响应、储能有功输出调节、直流输电提供的区外调节能力以及负荷响应等。

按照输入信号分类,对FFR资源的控制方式主要有3种:RoCoF控制、频率偏差控制和基于固定轨迹控制^[23]。按照控制机理,对FFR资源的控制方式分为3类:虚拟同步机(virtual synchronous machine, VSM)技术、综合惯性控制(synthetic inertia control, SIC)技术和快速频率控制(fast frequency control, FFC)技术^[18]。FFR资源的控制方式分类情况具体如表1所示。FFR产品的市场要求并未限定FFR资源的控制方式。

表1 FFR资源的控制方式分类
Table 1 Classification of control methods for FFR resources

类型	控制方式	作用方式
输入信号	RoCoF控制	基于RoCoF测量值控制
	频率偏差控制	基于功率-频率特性曲线的下垂控制
	固定轨迹控制	按预设响应的功率参考值响应
控制机理	虚拟同步机	同步机转动方程用于逆变器外环控制环节
	综合惯性控制	风机、飞轮等机器的旋转惯性中的动能释放
	快速频率控制	类似于一次调频的下垂控制,但下垂特性更大

结合文献[23],本文对不同FFR资源的技术特性总结如表2所示,特别的,运行于最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式的风机能提供持续时间不到10s的FFR资源。

表2 FFR资源对比
Table 2 Comparison of FFR resources

类型	全响应时间/ms	持续时间
负荷	<500	分钟级别
风电	<500	MPPT模式10s左右
储能	<40	分钟级别
直流调频	50~500	—

注:表中“—”代表未发现此项要求。

加拿大魁北克水电公司最早实现FFR技术,在2010年已经要求10MW以上的风电场具有FFR交付能力,但其FFR至今没有市场化,是由风电场义务提供的^[24]。由于风机FFR能力通过惯量控制实现,持续时间只有10s左右且存在二次跌落问题,通常需要补充其他快速备用进行协调运行。

爱尔兰电网(EirGrid)和北爱尔兰系统运营商(SONI)共同组成的合作机构EirGrid/SONI,于2011年开启DS3项目,该项目旨在设计新的辅助服务体系和产品,确保系统在可再生能源渗透率最高达到75%时,仍然可以安全运行。从2016年开始陆续修改了辅助服务框架,并于2018年正式交易包含FFR在内的7种辅助服务市场产品,以应对系统高RoCoF问题^[5]。

同期开始进行FFR研究的还有美国得州电力可靠性委员会(ERCOT)。ERCOT于2012年开始讨论关于快速响应服务的试点项目,并提出了现有辅助服务体系的修改方案^[25]。2014年ERCOT初次提出2种FFR产品的设计,但董事会当时否决了该提议,认为FFR产品必要性不强,系统同步惯性足以满足系统稳定安全运行要求^[26]。直至2018年,得州风电渗透率已经超过50%,系统面临着严重的低惯性挑战,此时FFR计划又重新被提起。董事会于2019年批准该项目计划,目前ERCOT已正式进行FFR第1阶段的实践^[6]。

英国国家电网在2014年建立了频率控制能力增强/智能频率控制项目(The Enhanced Frequency Control Capability Project, EFCC),项目旨在开发一个新的监控系统(monitors and control system, MCS),可以获得区域内精确的频率数据,计算所需的快速响应速度和容量。当检测到系统发生事故时,调节资源可在0.5s内快速响应。该项目还对潜在的FFR资源进行了能力测试,考察对象包括需求侧响应、联合循环燃气轮机、风电以及光伏-储能混合电站等^[7]。2018年3月14日,举行了关于FFR产品概念的网络研讨会。EFCC项目为英国电网新一轮FFR的市场改革提供了技术支持。英国国家电网提出了由3种动态频率响应构成的新的调频服务体系,分别是动态抑制、动态缓冲和动态调节(dynamic regulation)。其中,动态调节就是传统的一次调频产品,允许的完全响应时间可以长达8s,专门应对持续的小幅频率波动。动态缓冲和动态抑制则是FFR服务,两者的动态特性要求相同,响应时间和爬坡时间均小于0.5s,且提供服务的持续时间应能达到20min。差别在于,动态缓冲产品要求

同时具备有功上调和下调能力,动态抑制产品则可以只提供单向调节能力。此外,在频率偏差 $[0.1, 0.2]$ Hz范围时先调用动态缓冲资源,频率偏差为 $[0.2, 0.5]$ Hz范围时才调用动态抑制资源。这些服务旨在确保低惯性的电力系统安全运行,为2025年前实现无碳排放的电力系统做准备。

北欧电网于2017年开始持续分析系统的惯性水平以及面对低惯性挑战的解决方法,结论是未来几年FFR是解决系统低惯性问题最合适的方法之一。2019年5月公布了《北欧同步地区快速频率备用规定的技术要求》^[8],报告包括了FFR产品标准和市场推行的技术路线。目前芬兰电网已正式开始FFR产品的市场拍卖交易。

2017年澳洲国家电网为FFR市场的推行做了大量前期准备工作,包括调研了国外已开展FFR相关工作的市场^[9],邀请GE公司评估市场FFR技术^[10],在霍恩斯代尔2号风电场进行频率控制服务演示^[11]等工作。澳洲能源市场运营中心(AEMO)^[27]正在探索和激励FFR服务的潜力,澳大利亚能源市场委员会(AEMC)对《国家电力规则》提出了6项修改建议,包括了引入快速频率控制辅助服务以有效应对低惯性风险的建议,但目前尚未在辅助服务市场找到FFR产品信息。

2.2 FFR产品标准对比

典型的FFR可以划分为5个阶段,如图2所示,包括响应阶段、持续阶段、退出响应阶段、缓冲阶段和恢复阶段,可以根据各个阶段设置产品标准。虽然各电网的产品名称和类型不同,但总体而言,FFR产品要求都包含了触发条件、响应时间、持续时间这3个要素。典型的触发条件为频率偏差,不同国家和地区其值为 $0.2\% \sim 2\%$,响应时间 t_1 范围为 $0.25 \sim 2$ s,持续时间 t_2 范围为 $5 \text{ s} \sim 20 \text{ min}$ ^[4]。

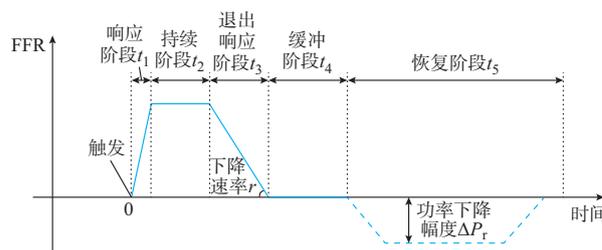


图2 FFR过程
Fig. 2 FFR process

FFR技术标准总结如表3所示。需要注意的是,FFR产品通常是以频率偏差量作为其触发条件,但其控制方式允许多样性,例如可以利用RoCoF控制来提高速动性。换言之,无论调节资源采用何种控制方式,只要满足FFR产品各阶段的要求,即可参与FFR市场交易。

表3 FFR技术要求对比
Table 3 Comparison of FFR technology requirements

国家和地区	名称	触发条件	t_1/s	t_2	去激活阶段	恢复阶段	最小容量/MW
北欧	快速频率备用	频率低于49.5 Hz	0.70	短持续:30 s 短持续:5 s	短持续:每秒 功率下降速 率 r 不得超过 中标容量的 20%	$\sum_{j=1}^5 t_j \leq 5 \text{ min}$, ΔP_r 不 能超过25%的 装机容量	0.1
		频率低于49.6 Hz	1.00				
		频率低于49.7 Hz	1.30				
美国得州	FFR	频率低于59.85 Hz	0.25	15 min	$t_3 \leq 5 \text{ min}$	$t_5 \leq 15 \text{ min}$	0.1
	负荷响应备用	频率低于59.7 Hz	0.50	按需求设定	—	—	0.1
英国	动态抑制	频率偏差为 $\pm(0.2 \sim 0.5)$ Hz	1.00	20 min	—	—	—
	动态缓冲	频率偏差为 $\pm(0.1 \sim 0.2)$ Hz	1.00	20 min	—	—	1.0
爱尔兰	动态FFR	频率偏差为 $\pm(0.015 \sim 0.2)$ Hz	2.00	8~10 s	—	减少的发电量小于额 外注入发电量	—
	静态FFR	频率偏差为 $\pm(0.2 \sim 0.7)$ Hz	2.00	8~10 s	—	—	—
加拿大魁北克	FFR	频率偏差为 $\pm(0.1 \sim 1.0)$ Hz	1.50	9 s	—	2 min恢复, ΔP_r 不能 超过20%的装机容量	—

注:表中“—”代表未发现该项要求。

北欧电网和美国得州电网比较关注的是系统频率下降问题,因此,其FFR仅定义为低频情况。其他电网的FFR服务则包含高频或低频情况。

美国得州电网和英国电网对FFR持续时间要求均为分钟级别,其他电网为秒级。作为主要FFR

资源之一的风电场,其FFR能力来自风机转动惯量,因而持续时间只有10s左右。根据持续时间和恢复时间要求,风电参与FFR有2种模式:①在FFR持续时间要求不大于10s的国家和地区,如爱尔兰和加拿大魁北克,风电资源可以单独参与FFR

服务,但运营商需要在10 s内补充其他快速备用,避免系统频率二次跌落;②对持续时间要求大于10 s的市场,如美国得州、英国以及北欧的长持续快速频率备用,处于最大功率跟踪运行模式的风电不能独立参与FFR,需要提供商自行将风电与其他备用资源搭配协调,保证FFR响应能力的时间连续性。显然,前一种模式对运营商的灵活协调能力要求较高,而后者对提供商的响应资源控制策略要求较高。英国国家电网允许风电FFR提供商与其他服务提供商协调响应,以补偿风电恢复阶段产生的功率跌落。FFR若退出响应过程太慢,则影响FFR资源恢复响应能力的过程;FFR若退出响应过程太快,则很难与一次调频配合,可能加剧了系统频率下降问题^[21]。美国得州电网要求FFR退出响应时间 $t_3 \leq 5 \text{ min}$,恢复阶段 $t_5 \leq 15 \text{ min}$ ^[6]。北欧电网要求短持续时间的FFR退出响应过程中,每秒功率下降速率 r 不得超过中标容量的20%,而长持续时间FFR虽然没有功率下降速率 r 的要求,但要求逐渐减少、不能突变。此外,FFR从激活到恢复完毕整个过程不得超过15 min,恢复阶段的功率下降幅度 ΔP_r 不能超过25%的装机容量^[8]。爱尔兰市场则要求风电FFR响应阶段额外发电量必须大于恢复阶段减少的发电量^[5]。

加拿大魁北克电网的FFR要求是针对风电资源专门设计的,当风机输出功率达到额度水平的25%以上时,必须具有FFR能力,且响应能力超过输出功率的6%,在2 min内恢复FFR能力。与初始水平相比,恢复阶段功率下降幅度 ΔP_r 不能超过20%的装机容量。在风电参与响应过程中,频率控制系统的下垂特性可调范围为0%到至少5%,并且该参数是由魁北克水电公司提供。

3 FFR的市场交易规则

自2010年起,加拿大魁北克水电公司要求新建的风电场需义务提供FFR服务,因此没有单独建立FFR市场。而其他地区则采用市场机制采购FFR资源。北欧同步地区为了使FFR尽快投入使用,目前先建立各国的FFR市场,未来将建立北欧统一FFR市场,现阶段各个FFR市场的发展进度和交易机制有所不同。美国得州市场现处于FFR市场计划推行的第1阶段,已经明确了市场的交易机制,而英国针对新的频率响应服务的市场规则还未具体给出,仍然处于过渡阶段。

以美国得州电网为例,对FFR产品的整个交易流程进行详细介绍,FFR与其他辅助服务产品的交易流程一样^[28],是在日前市场交易,交易流程如图3

所示。ERCOT是美国得州电网运营商,也是市场交易组织者。授权计划实体(qualified scheduling entity, QSE)代理发电商和负荷用户参与市场交易。ERCOT根据日前负荷预测情况,确定各小时的各类辅助服务需求,并按照QSE代理的负荷比例分配辅助服务义务。QSE可以自行提供分配的辅助服务义务(由代理的发电机和负荷提供),也可以通过双边合同从其他QSE购买辅助服务,或者是直接由ERCOT在日前市场采购辅助服务。

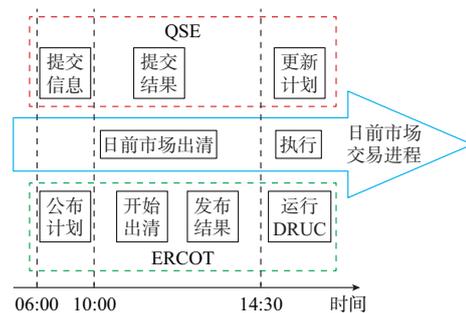


图3 FFR交易过程

Fig. 3 Trading process of FFR

ERCOT在06:00前公布辅助服务计划。QSE必须在10:00前提交其辅助服务的投标和报价,FFR资源按容量的价格和数量进行申报。日前市场从10:00开始出清,并于13:30前公布出清结果,最终以容量价格的市场出清价交付FFR。QSE可以与其他QSE进行双边交易,但必须在14:30前向ERCOT报告交易结果。14:30开始运行日前可靠性机组组合(day-ahead reliability unit commitment, DRUC)。

如表4所示,各个市场FFR的结算方式普遍采用容量价格,挪威电网将采用两部制定价方式,容量价格按市场出清价结算,电量价格按照申报价格结算。各国采购周期不太一致,这与各国的辅助服务市场交易模式和IT技术密切相关。与美国得州电网一样,芬兰电网在日前完成次日各小时的FFR采购。但是,芬兰的辅助服务市场是在日前市场结束后才进行的,与电能量市场解耦。市场参与者在18:30前提交FFR报价信息,FFR交易结果将于22:00公布^[29]。然而,北欧其他国家现阶段只能实现按季度/月采购。

值得一提的是,以美国得州电网为代表的美国电力市场目前均采用“一体化交易模式”,即辅助服务市场与电能量市场联合出清。而北欧以及大部分欧洲国家和地区的辅助服务市场是独立于电能量市场运行的。前者的好处是能使综合成本更低,但其出清和结算算法复杂,降低了市场的透明度。而后

者虽然交易方式简单透明,但不能保证综合成本最低^[30]。

表4 FFR交易模式对比
Table 4 Comparison of FFR trading modes

国家和地区	采购周期	补偿机制
美国得州	日	容量
芬兰	日	容量
挪威	季节	容量、电量
瑞典	季节	容量
丹麦	月	容量
爱尔兰	长期	容量

长期的惯性预测不如短期的精确,按季/月采购FFR可能导致采购的FFR数量高于实际运行时FFR的需求量,不利于充分发挥调节资源的潜能。芬兰电网通过公布北欧同步系统的实时惯性值,便于市场参与者评估FFR的需求和未来市场。丹麦电网Energinet则采用了一种弥补方案,在运行日的2天前,基于惯性短期预测结果,预测运行日各小时的FFR需求量,对超购部分的FFR容量进行释放。在月采购量大于实际需求的情况下,供应商可以减少特定小时内的实际交付能力,在日前市场对释放部分进行其他交易。

FFR激励方式主要是从辅助服务费用分摊和FFR价格优势两方面。ERCOT通过义务分配和费用分摊方式,促进QSE提供FFR服务。ERCOT根据出清价格和成交容量向QSE付费,并按照QSE辅助服务义务的缺额大小按比例分摊辅助服务的购买费用。

在芬兰电网,FFR结算价格约为其他调频服务的4~20倍,通过市场价格信号激励市场参与者提供更快的调频服务。芬兰电网已有的一次调频服务包含了正常频率控制备用(frequency containment reserve for normal, FCR-N)和故障频率控制备用(frequency containment reserve for disturbances, FCR-D),要求的完全响应时间分别为3 min和30 s。自芬兰电网FFR开始交易以来,FFR平均价格为每小时52欧元/MW,平均小时成交容量为11 MW。相比之下,2019年FCR-N和FCR-D的平均价格分别为每小时13.5欧元/MW和每小时2.4欧元/MW,成交容量分别为79 MW和4 456 MW。FFR市场虽然成交量较小,但可获得较高的成交价格。此外,平衡服务提供商可以为FFR和FCR-D提交联合投标,组合投标的容量可用于采购FFR或FCR-D,该方案有利于符合2种产品要求的备用资源灵活

竞标。

爱尔兰电网为了进一步鼓励提供更快的FFR服务,在FFR容量服务费用的基础上乘以一个比例系数,响应快的FFR服务比例因子较大。FFR容量服务费用为每小时2.16欧元/MW,500 ms以内响应和150 ms以内响应的比例因子分别为2和3^[31]。

4 国外FFR服务的示范与应用

目前,FFR服务已经在多个国家投入应用,并且建设了许多示范性工程。本文从风电、储能和负荷提供FFR资源这3个方面进行介绍。

4.1 风电

1)加拿大魁北克水电公司是全球首先规范风机采用综合惯性的电网运营者,2015年12月,魁北克电网发生重大变电所事故,导致1 600 MW电力来源断线。事故发生后风电紧急提供了126 MW备用,魁北克电网的频率仅降至59.1 Hz。如果没有风电提供FFR资源,系统频率估计还会下降0.1~0.2 Hz。

2)2016年,丹麦法罗群岛Husahagi风电场(11.7 MW)与一个2.3 MW的储能电站协同配合,通过综合惯性方式提供FFR服务^[23]。

4.2 储能

1)2017年12月1日,当前世界上最大的100 MW/129 MW·h Tesla锂电池储能电站在澳大利亚南部投入运行,当频率跌至49.8 Hz时,储能电站可以在140 ms内向电网输出有功功率。2017年12月14日和2018年1月18日维多利亚州的Loy Yang发电站机组发生跳闸事故,储能电站跨区参与电网调频,在事故后140 ms内向电网输出有功功率,在6 min内配合其他调频电源将电网频率拉回至50 Hz^[32]。

2)爱尔兰电力系统运营商在爱尔兰北部Kilroot发电站布置了10 MW的储能FFR资源。基于储能容量和控制系统,有功功率输出能够在50 ms内全部激活,意味着储能可以在0.1 s内向全网输送全部功率。当检测到干扰后,储能能够以高斜率速度改变功率输出,并维持几分钟至几小时的响应。从而在75%的系统非同步机电源渗透率水平下,将RoCoF维持在可控水平。计划未来将实现100 MW储能提供FFR资源^[33-34]。

4.3 负荷

1)以ERCOT为例,负荷提供了系统频率响应备用的一半,以应对系统突然失去发电资源事故。当电网频率下降至59.7 Hz或59.85 Hz时,将在500 ms内提供完整的响应^[9]。ERCOT利用300多

个站点的负荷资源来提供FFR,负荷资源的范围是100~250 MW,最常见的负荷是工业石化工厂、空分工厂和天然气管道压缩站。满足响应要求的负荷资源约为4 200 MW,ERCOT通常需要采购1 400 MW的负荷响应资源,高达总频率响应备用容量的60%^[11]。

2)加拿大魁北克电网实施了一个关于家用电热水器频率敏感控制的试点项目,能够在250 ms内实现针对频率下降1%的比例响应。负荷响应从59.8 Hz开始,到59.2 Hz结束,每半周期测量1次,测量精度为25 mHz。持续时间为15 min,在此之后,负荷逐渐恢复至扰动前水平^[11]。

5 中国现状与展望

截至2019年末,中国风电和太阳能发电装机容量占比为20.6%,并正处于快速发展阶段。西北、西南、云南已形成大量规模化可再生能源基地。2019年西北电网风光装机容量占比接近50%,云南电网在春节部分时段风光发电占比已超过50%。作为多直流馈入的华东和广东电网,随着海上风电的大规模开发,系统惯性将进一步下降。在不久的将来,中国许多区域电网同样将面临系统低惯性挑战,推行FFR将是必然趋势。

目前,国内尚未对FFR的技术体系开展系统性的研究,现阶段主要关注的仍是响应相对较慢的一次调频和二次调频问题。在直流频率调制、新能源参与调频方面已有较多的实际应用。

1)直流频率调制

目前,直流频率限制控制(frequency limited control,FLC)已成为上述电网应对功率大扰动的重要手段。以异步运行的中国云南电网为例,运行要求保证2 000 MW以上的FLC调节容量,能够在2 500 MW的功率扰动下高频切机不动作。异步运行以来成功应对各类大扰动,最高频率50.272 Hz^[35]。然而,欧洲大陆、北欧、英国3个同步网间利用直流进行紧急频率支援目前仍在研究阶段。

2)新能源调频

2018年中国西北电网率先在全网开展新能源场站FFR功能第1批次改造工作,共计285座新能源场站,总容量为181.4 GW。并首次在中国系统性地完成光伏逆变器和风电场FFR能力的实测分析。中国西北电网试验表明风电场和光伏电站参与调频响应,其响应延迟时间达到2 s。有功功率调节量达到调频目标值与初始功率之差的90%,风电场在

12 s可以达到90%的调节量,光伏电站可以在5 s达到调节量,风电场和光伏电站的全功率响应时间均为15 s以上^[36]。

2019年中国云南电网也加紧推进新能源场站的一次调频试验和并网管理,已投运的新能源场站在系统扰动中能够迅速往频率波动相反的方向调节出力,在整个频率调控周期均展现出了良好的阻尼调节性能,有效弥补了水电系统中快速调频资源不足的问题。

由于新能源机组调频缺乏向上调节能力,更适用于送端系统的应用。在大容量直流闭锁扰动下,受端系统需要依靠安全稳定控制系统切负荷来保障频率安全。大量储能、负荷侧快速调频资源由于缺乏市场激励机制而无法发挥作用。新型快速调频资源缺乏获利途径和成长空间,是制约FFR技术推广的最大难题。

1)调频市场产品单一

从国际上看,FFR产品的推出是建立在成熟的一次调频市场之上的。国内正在建立的调频辅助服务市场主要面向自动发电控制(automatic generation control,AGC)调频资源,属于二次调频服务范畴。一次调频普遍采用“两个细则”考核的机制,无法体现优质调频资源的价值。此外,辅助服务市场仍以省为主体,缺乏区域层面的设计。跨区直流调频在保证电网安全上发挥了重要作用,但其价值未能在区域调频市场中体现。

2)调频辅助服务费用分摊机制不完善

现阶段中国调频服务的提供者和补偿费用承担者均是发电商,虽然在一定程度上会激励发电机组改善调频性能,但缺乏负荷侧资源参与调频的市场机制。新能源机组一次调频如采用加配储能或减载运行,会显著增加投资和运行成本,与负荷侧联合运行具有显著的技术经济优势,但相应的费用分摊机制尚待研究。

结合中国国情,未来FFR市场的构建可以从以下几个方面推进。

1)技术支持系统和调频市场完善

参考英国FFR市场化的推进过程,中国需要做以下前期铺垫工作:实现系统惯性评估与预警技术,为调频服务的采购提供参考;实现对负荷侧调频资源的监测和评估;完善调频辅助服务市场,包括产品类型、分摊机制、市场成员等,为FFR提供成熟的调频市场基础。

2)FFR交易周期逐步缩短

在初始阶段,为简化FFR交易流程,令运营商

和市场成员掌握FFR交易规则 and 市场需求规律,可尝试按季度/月度/周采购FFR。当FFR市场逐渐成熟时,可缩短交易周期,因为短期的惯性预测准确度更高。

3)分应用场景挖掘中国FFR潜在资源

根据不同地区电网特点,利用市场化手段实现多调频资源经济调用。

由于风机FFR能力通过惯量控制实现,持续时间只有10 s左右且存在二次跌落问题,通常需要补充其他快速备用进行协调运行。相反,在提供向下FFR时,其调节性能好且成本低,是理想的向下FFR资源。

负荷响应是目前最经济的向上FFR资源,尤其是具有热惯性的温控型负荷,比如铝厂、集中供热系统等,短期的功率波动并不引起温度大幅变化。远期看电动汽车充换电设备、通信基站备用储能也有良好的应用前景。

以云南电网为代表的含大规模可再生能源基地的送端系统,面临的主要是高频问题,可以从光伏、风电参与向下调节的FFR服务起步。当发生直流闭锁时,新能源机组迅速降低有功功率输出量,以减少大容量直流闭锁的高频切机量。

以广东电网为代表的受端电网,面临的主要是低频问题,可以开展以负荷聚合平台及储能参与向上FFR服务的试点项目。进一步设计海上风电与负荷聚合平台、储能装置等多种快速调频资源协调配合的市场机制,以经济手段保证电网安全及新能源的有效消纳。

4)扩展区域级FFR市场

中国可以先以省为单位建立FFR市场,再逐步扩大至区域级FFR市场。在区域级FFR市场中,直流联络线允许参与调频,实现优质调频资源更大范围优化配置。

6 结语

本文针对国外电力系统应对低惯性挑战采取的对策,横向对比分析了北欧、美国得州、英国、爱尔兰和加拿大魁北克的FFR标准要求,总结了国外FFR市场的发展路线和实践经验,为中国面对低惯性挑战提供参考方案,希望能为国内政策制定提供帮助。

参考文献

- [1] Towards 100% renewable energy: utilities in transition [EB/OL]. (2020-01-20)[2020-05-20]. https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/IRENA_Coalition_utilities_2020.pdf.
- [2] 曹炜,张甜,傅业盛,等.同步调相机增强电力系统惯性和改善频率响应的研究与应用[J].电力系统自动化,2020,44(3):1-13. CAO Wei, ZHANG Tian, FU Yesheng, et al. Research and application for increasing inertia and improving frequency response of power system by using synchronous condenser [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3): 1-13.
- [3] Fingrid. Fast frequency reserve—solution to the Nordic inertia challenge[EB/OL]. (2019-12-13)[2020-05-20]. <https://www.fingrid.fi/en/pages/news/news/2019/report-fast-frequency-reserve--solution-to-the-nordic-inertia-challenge>.
- [4] MENG L, ZAFAR J, KHADEM S K, et al. Fast frequency response from energy storage systems — a review of grid standards, projects and technical issues [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1566-1581.
- [5] EirGrid. DS3 system services qualification trials process outcomes and learnings [EB/OL]. (2017-11-06)[2020-05-20]. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Qualification-Trials-Process-Outcomes-and-Learnings-2017.pdf>.
- [6] ERCOT. Overview of renewables in the ERCOT system [EB/OL]. (2018-11-01)[2020-05-20]. https://integrationworkshops.org/winddublin/wp-content/uploads/sites/18/2018/11/1_3_ERCOT_presentation_Julia_Matevosyan.pdf.
- [7] National Grid ESO. The enhanced frequency control capability project closing down report [EB/OL]. (2019-02-13)[2020-05-20]. <https://www.nationalgrideso.com/document/144441/download>.
- [8] Technical requirements for fast frequency reserve provision in the Nordic synchronous area [EB/OL]. (2019-05-23)[2020-05-20]. <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/tekniska-riktlinjer/ovriga-instruktioner/technical-requirements-for-fast-frequency-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area-1.pdf>.
- [9] AEMC. Feasibility of fast frequency response obligations of new generators [EB/OL]. (2017-06-08)[2020-05-20]. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/661d5402-3ce5-4775-bb8a-9965f6d93a94/AECOM-Report-Feasibility-of-FFR-Obligations-of-New-Generators.pdf>.
- [10] NEM. GE technology capabilities for fast frequency response [EB/OL]. (2019-03-09)[2020-05-20]. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2017/2017-03-10-GE-FFR-Advisory-Report-Final---2017-3-9.pdf.
- [11] AEMO. Fast frequency response in the NEM [EB/OL]. (2017-08-21)[2020-05-20]. https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/nem/security_and_reliability/reports/2017/ffr-working-paper---final.pdf.
- [12] 国家能源局南方监管局.南方区域发电厂并网运行管理实施细则 [EB/OL]. (2017-12-25)[2020-05-20]. <http://nfg.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=ee2d7222-4a63-4571-b5f5-13fd619e5f14>. Southern Regulatory Bureau of National Energy Administration. Implementation rules for grid-connected operation management

- of power plants in southern region [EB/OL]. (2017-12-25) [2020-05-20]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=ee2d7222-4a63-4571-b5f5-13fd619e5f14>.
- [13] 国家能源局南方监管局. 南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2017-12-25) [2020-05-20]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=ee2d7222-4a63-4571-b5f5-13fd619e5f14>. Southern Regulatory Bureau of National Energy Administration. Implementation rules for the management of auxiliary services of grid-connected power plants in the southern region [EB/OL]. (2017-12-25) [2020-05-20]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=ee2d7222-4a63-4571-b5f5-13fd619e5f14>.
- [14] FREY K, GARG M, MORGENSTERN R, et al. Provision of fast frequency response by SVC plus frequency stabilizer [C]// 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019), February 5-7, 2019, Coventry, UK.
- [15] Lawrence Berkeley National Laboratory. Frequency control requirements for reliable interconnection frequency response [EB/OL]. (2018-02-02) [2020-05-20]. http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/frequency_control_requirements_lbnl-2001103.pdf.
- [16] AMRAEE T, DAREBAGHI M G, SOROUDI A, et al. Probabilistic under frequency load shedding considering RoCoF relays of distributed generators [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 3587-3598.
- [17] National Grid. Assessment of risks resulting from the adjustment of RoCoF based loss of mains protection settings—Phase II [EB/OL]. (2015-11-20) [2020-05-20]. <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Appendix%201%20Strathclyde%20Report%201.pdf>.
- [18] REZKALLA M, PERTL M, MARINELLI M. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions [J]. Electrical Engineering, 2018, 100(4): 2677-2693.
- [19] AZIZ A, OO A M T, STOJCEVSKI A. Issues and mitigations of wind energy penetrated network: Australian network case study [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(6): 1141-1157.
- [20] UBERTALLI J B, LITTLER T B. Extending the reach of traditional frequency control for fast responses [C]// IEEE Milan PowerTech, June 23-27, 2019, Milan, Italy.
- [21] MENG X, LIU J, LIU Z. A generalized droop control for grid-supporting inverter based on comparison between traditional droop control and virtual synchronous generator control [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 34: 5416-5438.
- [22] ERCOT. Inertia: basic concepts and impacts on the ERCOT grid [EB/OL]. (2018-04-04) [2020-05-20]. http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144927/Inertia_Basic_Concepts_Impacts_On_ERCOT_v0.pdf.
- [23] Statnett. Future system inertia 2 [EB/OL]. (2018-05-10) [2020-05-20]. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>.
- [24] Hydroquebec. Exigences techniques de raccordement de Centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec [EB/OL]. (2018-11-15) [2020-05-20]. http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/2_Exigences_raccordement_centrales_D-2018-145_2018-11-15.pdf.
- [25] ERCOT. Primary frequency response/fast frequency response assessment [EB/OL]. (2014-03-28) [2020-05-20]. http://www.ercot.com/content/meetings/fast/keydocs/2014/0328/PFR_FFR%20Assessment_FASTworkshop_03282014.pdf.
- [26] ERCOT. Future ancillary services [EB/OL]. (2016-04-05) [2020-05-20]. http://www.ercot.com/content/wcm/lists/89476/FAS_TwoPager_April2016_FINAL.pdf.
- [27] GU H, YAN R, SAHA T. Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia [J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(3): 295-305.
- [28] ERCOT. Nodal protocols section 4: day-ahead operations [EB/OL]. (2020-05-04) [2020-05-20]. <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>.
- [29] Fingrid. Terms and conditions for providers of fast frequency reserve (FFR) [EB/OL]. (2020-05-04) [2020-05-20]. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/terms-and-conditions-for-providers-of-ffr.pdf>.
- [30] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示 [J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520-3528. HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China [J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528.
- [31] FERNANDEZ-MUÑOZ D, GUISANDEZ I, PEREZ-DIAZ J I, et al. Fast frequency control services in Europe [C]// 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), June 27-29, 2018, Lodz, Poland.
- [32] JEAN UBERTALLI, TIM LITTLER. Extending the reach of traditional frequency control for fast responses [C]// IEEE Milan PowerTech, June 23-27, 2019, Milan, Italy.
- [33] EirGrid. All island TSO facilitation of renewables studies [EB/OL]. (2017-08-25) [2020-05-20]. <http://www.eirgrid.com>.
- [34] EirGrid. DS3: frequency control work stream [EB/OL]. (2015-05-18) [2020-05-20]. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Frequency-Control-Workstream-Plan-2015.pdf>.
- [35] 高琴, 陈亦平, 朱林, 等. 多直流异步互联系统中频率限制器的控制策略优化设计 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 167-172. GAO Qin, CHEN Yiping, ZHU Lin, et al. Strategy design of frequency limit controller of multi-HVDC asynchronous interconnected power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 167-172.
- [36] 孙晓强, 刘鑫, 程林, 等. 基于多调频资源协调控制的西北送端大电网新能源快速频率响应参数设置方案 [J]. 电网技术,

2019,43(5):1760-1765.

SUN Xiaoqiang, LIU Xin, CHENG Lin, et al. Parameter setting of rapid frequency response of renewable energy sources in northwest power grid based on coordinated control of multi-frequency regulation resources[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1760-1765.

方向:电力系统稳定与控制。E-mail:chenyiping@csg.cn

卓映君(1996—),女,硕士研究生,主要研究方向:可再生能源规划与调度。E-mail:scut_zyj@foxmail.com

刘映尚(1964—),男,博士,教授级高级工程师,主要研究方向:电力系统调度与管理。

管霖(1970—),女,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统可靠性与规划。

陈亦平(1978—),男,博士,教授级高级工程师,主要研究

(编辑 蔡静雯)

Development and Recommendation of Fast Frequency Response Market for Power System with High Proportion of Renewable Energy

CHEN Yiping¹, ZHUO Yingjun², LIU Yingshang¹, GUAN Lin², LU Cao², XIAO Liang¹

(1. China Southern Power Dispatching and Control Center, Guangzhou 510663, China;

2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: With the increasing penetration of non-synchronized power supplies, the inertia of the power grid decreases gradually and the rate of change of frequency (RoCoF) becomes higher after the disturbance, which brings huge challenges to the frequency regulation. In recent years, the concept of fast frequency response (FFR) has been proposed, and it is applied prior to the primary frequency response (PFR) to make time for the PFR, so that the low inertia system will not reach the threshold of the system under frequency load shedding (UFLS) before the PFR response. This paper summarizes the progress of FFR market of other countries from several aspects, such as typical FFR resources, designs of auxiliary service products, market transactions, and application examples. Combining with the frequency regulation needs of the power grid of China to cope with the low-inertia system in the future, the research trend of FFR technology is explained, and suggestions and prospects are put forward for the construction of the FFR market in China.

This work is supported by Guangdong Provincial Key-area Research and Development Program of China (No. 2019B111109001) and China Southern Power Grid Company Limited (No. ZDKJXM20180073).

Key words: high proportion of renewable energy; frequency control; system inertia; rate of change of frequency (RoCoF); fast frequency response (FFR)

