DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.03.006

综合多类型措施的频率紧急协调优化控制研究

常海军[1,2]，陈春萌[3]，刘福锁[1,2]，董凌[3]，张舒捷[3]，王超[1,2]
（1. 南瑞集团（国网电力科学研究院）有限公司，江苏 南京 211106；2. 国电南瑞科技股份有限公司，江苏 南京 211106；3. 国网青海省电力公司，青海 西宁 810008）

摘 要：随着电网精益化运行要求的提高，直流紧急功率支援、发电出力快速升降、负荷控制等连续调节型控制技术在当今电网运行控制中得到越来越多的关注。针对我国新能源及跨区特高压直流规模不断扩大形势下电网面临的频率突出问题，分析了故障后暂态频率安全特性及控制需求，计及各类控制措施响应特性、控制代价及暂态频率安全裕度量化指标，制定了多类型控制措施的协调配合原则和思路，提出了一种综合多类型措施的频率紧急协调优化控制决策方法。在保证电网频率安全的前提下，通过协调连续和离散控制措施，降低电网故障后频率控制代价，适应了现代电网精益化频率稳定控制要求。基于实际规划特高压直流送端电网，仿真验证了所提方法的可行性。

关键词：多类型控制措施；连续调节；暂态频率安全裕度；控制代价；协调优化
中图分类号：TM732 **文献标志码**：A **文章编号**：2096-3203（2020）03-0036-07

0 引言

频率关系到电网安全稳定运行，亦是电能质量的重要指标之一。随着我国特高压直流和新能源并网规模的日益扩大，多回特高压直流同时或相继故障风险加大，控制措施布点重合度高，故障后所需控制量不断增大，传统安控设计下切机[1]、切负荷[2—3]控制措施代价大，在目前政策和社会容忍度范围内，这种粗放型控制已不具备实际应用条件，且控制量难以保证；另一方面，新能源机组、直流均不具备常规机组的转动惯量特性，系统转动惯量和等效规模不断减小，频率调节能力呈下降趋势，在大量有功冲击下极易导致频率越限甚至系统稳定破坏[4]。

针对新形态下电网频率安全防御，需整合多类控制资源，综合考虑多种约束条件，衔接多时间尺度动态过程，将诸如多直流紧急功率支援[5—8]、水电快调导叶[9]、紧急负荷调节[10]、新能源功率快速调节[11—12]等大批柔性控制新技术纳入频率控制进行协调优化。文献[13]针对多直流馈入电网大功率缺额扰动下的低频问题，提出改善系统频率稳定性的多直流功率紧急支援控制策略。文献[14]从能量变化的角度，通过控制不平衡功率累积能量实现频率安全控制目标在各类控制措施及控制对象的分解，提高了频率控制决策的灵活性。文献[15]针对故障后频率暂态和稳态 2 个阶段特点，研究了满足 2 个阶段频率控制目标的控制总量求取、各类控制措施间控制量分配及 2 个阶段控制策略的协同，实现故障后全过程频率紧急控制目标的协同。

文中结合以上成果，首先分析故障后不同时间尺度电网频率控制需求；然后针对不同控制对象，计及各类控制措施响应特性、控制代价及暂态频率安全裕度量化指标[16]，制定多类型控制措施的协调配合原则和思路；最后提出综合多类型措施的频率安全紧急协调优化控制策略，在保证电网频率安全前提下，通过协调连续和离散控制措施，实现电网故障后频率控制代价最小。搭建实际规划电网仿真模型对所提方法进行验证。

1 暂态频率安全特性及控制需求

随着我国特高压交直流混联电网建设和控制要求的提高，既要关注导致电网频率安全越限的故障[17—25]，也需要对故障后频率动态特性进行分析，提出适合不同频率安全特性的控制需求。

1.1 故障后的暂态频率安全特性

故障后暂态频率特性如图 1 所示，当故障导致系统发电和负荷功率的平衡遭到破坏时，将引起电网频率偏移额定值。在发电功率过剩时引起频率升高，发电功率有缺额时引起频率跌落。而暂态过程中随着电网发电机一次调频调节容量的释放和负荷频率调节响应，频率偏移到最大值，这个过程非常短，仅为秒级，随后逐渐回归，并稳定到一个新的发电负荷平衡点，但此时系统频率距额定频率仍然会存在一定偏移，由于不计及电网自动发电控制

收稿日期：2019-11-08；修回日期：2019-12-06
基金项目：国家重点研发计划资助项目（2017YFB0902000）

(automatic generation control,AGC)动作,可称为准稳态,这个过程阶段相对长,可达分钟级。

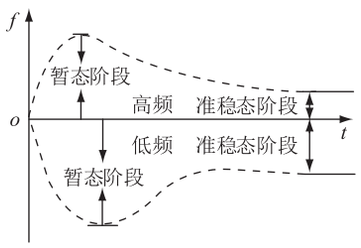


图 1 故障后频率演化特性

Fig.1 Frequency evolution characteristics after fault

从电网发电机、负荷等设备及安自装置整定的频率安全限值出发,可分为暂态阶段的暂态频率安全越限和准稳态阶段的准稳态频率安全越限,要求故障后频率暂态阶段最大值不超过电网高频切机、低频减载安自装置或发电机保护动作规定的频率安全限值,准稳态阶段频率值不超过电网及负荷设备对电能频率质量要求的频率安全限值。

1.2 暂态安全频率控制需求

暂态频率控制目标是在计及源-网-荷频率自动调节能力情况下,采取相应的控制措施保证暂态和准稳态频率均满足安全要求,不触发电网高频切机、低频减载第三道防线动作,阻断事故扩大化,保证电网频率质量。

根据暂态安全频率特性,控制层面的需求主要体现在:(1) 若暂态阶段频率安全越限,由于紧急可控时间裕度较短,需要功率响应快的措施在短时间内达到抑制暂态频率峰值越限问题;(2) 若暂态阶段频率安全,而准稳态频率安全越限,由于可控时间相对充足,则需优先考虑控制代价小的措施,实现控制的精益化;(3) 由于弱联系交流同步电网遭受大扰动后易导致明显的频率时空分布,在实际控制中还需根据暂态频率波动幅度,保留必要的控制裕度,防止触发电网第三道防线动作。

2 各类控制资源的协调

在当前电网运营企业与电网安全稳定控制对象隶属不同利益主体下,传统切机、切负荷,频率控制代价大、用户接受度差、对电网的完整性破坏大,水电出力快调、紧急直流功率支援、新能源功率快速调节等连续调节型措施具有显著优势,对于协调电网运行的安全稳定性和经济性具有重要意义。

2.1 协调原则

总体原则:相对准稳态频率越限,暂态频率越限的时效性要求更高,易导致电网第三道防线动作,造成电网连锁反应。因此,在控制上优先保证电网暂态频率安全,在总控制目标上计及各控制措施代价,以总代价最小为优化目标。

2.2 协调路线

图 2 为多类频率控制资源的协调配合框架。首先,通过时域仿真分析直流闭锁等预想故障下系统频率时空分布特性和频率演化特性,得到系统暂态频率时空偏差最大值和导致电网频率越限的故障。在此基础上,考虑高频切机及低频减载首轮频率动作值,计及暂态频率时空偏差影响,确定暂态频率安全边界,同时考虑电网频率质量要求,确定准稳态频率安全边界;基于时域仿真分析,确定电网暂态和准稳态频率边界可承受的不平衡功率量。进而识别预想故障下的电网频率越限类型,并以此选取相应的控制措施优先级方案;然后,在保证电网安全稳定前提下,考虑不同类型控制措施的控制代价,计算以控制代价最小为目标的控制策略。

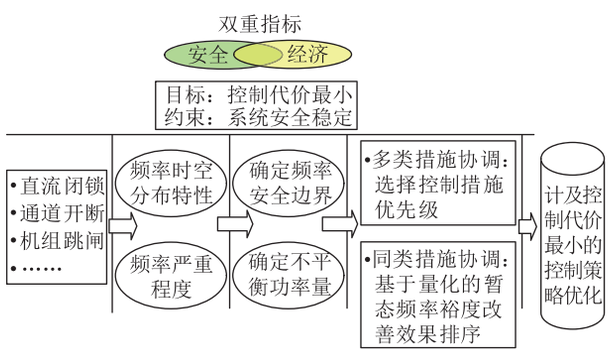


图 2 多类频率控制资源的协调配合设计

Fig.2 The coordinated design for multi-category frequency control resources

2.3 基于暂态频率安全裕度的控制效果量化指标

定义基于暂态频率安全裕度的控制效果量化指标 E_i 用作同类型措施的优先级控制顺序,该指标计算如下:

$$E_i = \frac{\eta_i - \eta_{\mathrm{st}}}{\Delta P_i} \quad i = 1,\cdots,N \tag{1}$$

式中:η_{st} 为实施控制前系统暂态频率安全裕度;η_i 为实施控制措施后系统暂态频率安全裕度;ΔP_i 为控制措施实施的控制量。

上述暂态频率安全裕度基于系统机电仿真数据,构建适用的频率安全二元表,采用量化分析工具进行暂态仿真分析。其中频率安全二元表是描述暂态过程对频率安全性要求的信息,由给定频率偏移门槛值 f_j 和偏出此给定值的频率异常持续时间 t_j 构成二元表(f_j,t_j)。当且仅当频率偏出(低频安全评估时为低于,高频安全评估时为高于)f_j 的持续时间超过 t_j,判为暂态频率不满足安全要求,必要时可用多个二元表进行描述,$j = 1,\cdots,M$。

3 综合多类型措施的频率紧急协调优化控制方法

3.1 不同类型控制措施优先级

文中主要讨论了以有功功率控制响应速度快慢和控制代价大小为指标的2种控制措施优先级排序方案。由于故障后暂态频率阶段的控制时间裕度小,需要短时间内投入大量的有功功率控制,所以针对暂态频率越限的故障优先考虑有功响应快的控制措施,在可接受响应时间尺度范畴内(可根据暂态特性确定时间范围),优先考虑控制代价小的措施。针对准稳态频率越限故障,考虑系统容忍度和控制时间的充裕性,将减小电网控制代价作为优先目标,优先使用控制代价小的措施。

各类控制措施优先级方案选择如图3所示。首先,基于频率特性分析,分别计算对应暂态安全边界(考虑频率时空特性影响,保留一定裕度)和准稳态安全边界的不平衡功率量;其次,判断两者大小,当暂态安全边界不平衡量 ΔP_t 小于准稳态安全边界不平衡量 ΔP_s 时,采用有功功率控制响应快的优先级方案,否则,需要判别故障后功率不平衡量 ΔP_f 与两者的大小,当介于两者之间时选择控制代价小为主的优先级控制方案,当大于 ΔP_t 时采用功率控制响应快为主的优先级方案。

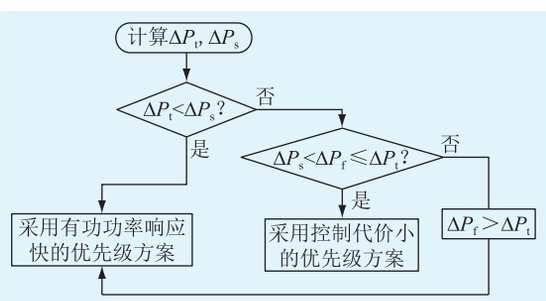


图3 不同类型控制措施的优先级选择

Fig.3 Priority selection for different types of control measures

3.2 协调优化决策流程

结合时域仿真分析,以控制代价最小为目标的多类型措施频率安全紧急协调优化决策方法流程如图4所示。具体步骤如下:

(1)输入电网信息,所述电网信息包括电网运行方式信息、机电暂态仿真数据、预想故障、频率安全二元表、暂态和稳态频率安全边界以及候选安全稳定控制措施信息;

(2)制定不同类型控制措施的优先级控制方案,包括以有功功率响应快为主的控制和以控制代价小为主的控制;

(3)根据预想故障造成的不平衡功率量,选择事故后不同类型控制措施的优先级控制方案;

(4)基于FASTEST量化分析工具,对同一优先级的各类控制措施效果进行评估,按频率改善灵敏度效果指标 E_i 从高到低排序;

(5)结合步骤(3)和步骤(4),求解预想故障下的初步控制策略,并计算策略控制代价;

(6)根据优先级控制方案判别初步控制策略是否需进行控制代价优化,若初步控制策略为基于控制代价小为主的优先级控制方案结果,则为最终策略;若初步控制策略为基于有功功率响应快为主的优先级控制方案结果,则需要在满足电网安全稳定前提下,减少初步控制策略中切机、切负荷等离散控制措施量的同时,按控制代价从小到大依次增加实施连续调节型控制措施,并求解出最终控制策略。

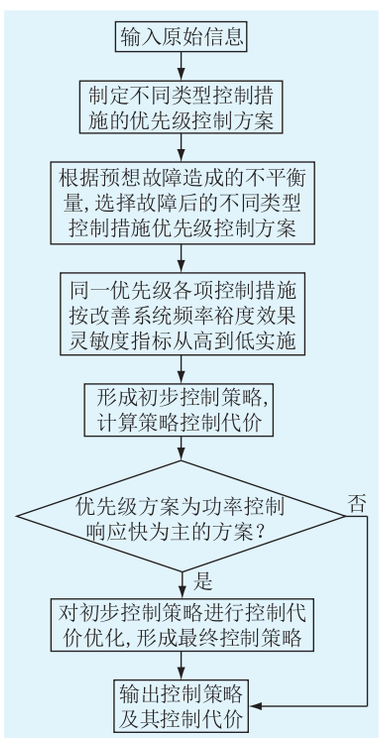


图4 综合多类型措施的频率安全紧急协调优化决策

Fig.4 Frequency security emergency coordination and optimization decision with multi-type control measures

4 算例验证

4.1 概况

西南规划电网如图5所示。特高压直流复奉、锦苏输电功率及其配套电源情况如表1所示。网内电源瀑布沟机组额定功率为600 MW,开机台数为5,每台出力为500 MW;网内电源二滩机组额定功率为550 MW,开机台数为5,每台出力400 MW。最低技术出力为额定功率的50%。

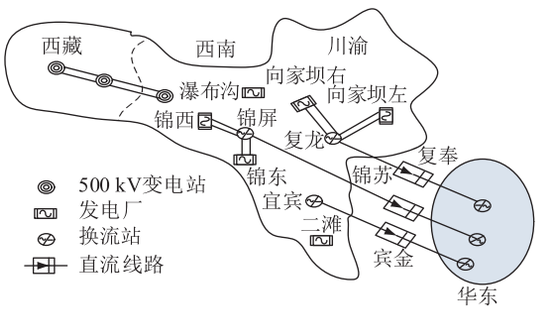


图 5 西南规划电网

Fig.5 Southwest planning power grid

表 1 西南规划电网特高压直流及电源运行情况

Table 1 HVDC and power supply operation of southwest planning power grid

直流	输电功率/MW	配套电源		
		名称	台数	单台出力/MW
复奉	6 400	向家坝右	4	500
		向家坝左	4	800
锦苏	7 200	锦西	5	600
		锦东	7	600

4.2 系统频率特性

通过分析表明,西南大区电网内川渝电网和西藏电网存在显著的频率时空分布差异,如图 6 所示。因此,考虑预留暂态频率 0.2 Hz 的安全裕度(高频切机频率动作定值为 51.0 Hz),将西南电网暂态高频安全二元表设为(50.8 Hz,0 s);考虑电能质量要求,设稳态高频安全边界为 50.2 Hz。

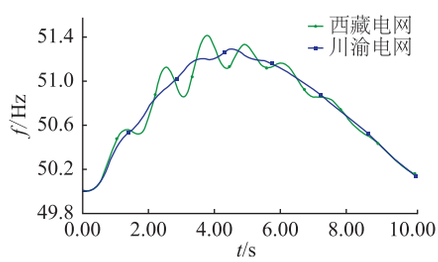


图 6 西南规划电网大扰动下频率时空分布

Fig.6 Frequency spatiotemporal distribution under large disturbance of southwest planning power grid

通过仿真分析,系统不同负荷水平下对应的暂态和稳态高频安全边界的不平衡功率如表 2 所示。由表 2 可知,电网西南在高频场景下首先要面临的是暂态频率越限问题。

4.3 高频场景下不同类型控制措施的优先级确定

结合电网运行控制经验,文中仿真各控制措施控制代价按表 3 考虑。设高频情况下的候选控制措施包括:紧急提升外送直流复奉、锦苏和宾金;切直流配套电源;降低网内二滩、瀑布沟机组出力(有功出力下降速度为每秒 5%的额定功率)。

表 2 不同负荷水平下对应暂态和稳态高频安全边界的不平衡功率

Table 2 Unbalanced power corresponding to transient and steady-state frequency safety boundaries under different load levels MW

系统负荷水平	暂态	稳态
26 000	3 600	6 400
41 000	4 800	8 000

表 3 不同频率紧急控制措施响应性能及代价模拟方案

Table 3 The response performance and cost simulation of different frequency emergency control measures

控制措施	有功达到控制目标值时间范围/s	控制代价/(万元·MW^{-1})
切机	0	40
直流紧急功率支援	0.05~0.1	15
水电机组快调出力	17~20	10

考虑直流紧急功率支援在 0.1 s 内可完成,从控制效果角度,可与切机措施置于同一时间尺度。所以,基于控制代价,同切机措施相比,直流紧急功率支援作为优先控制措施。

从西南电网频率特性可知,高频场景下首先面临的是暂态频率越限。因此,高频故障后应采取有功功率响应快为主的控制方案。综合以上信息,高频场景下电网的控制措施优先级方案为:直流紧急功率支援、切机、快速减网内机组出力。

4.4 高频场景控制策略决策

高频场景:以复奉和锦苏 2 个直流同时双级闭锁为例,故障后西南电网功率盈余 13 600 MW。

第一步,初步控制策略计算。根据以上控制措施优先级方案,首先考虑提升宾金直流;若措施量不够,切复奉和锦苏配套电厂机组(各电厂最大切机量按保留一台机考虑);若措施量仍不满足要求,快速减瀑布沟电厂及二滩电厂的水电机组出力,形成初步控制策略如表 4 所示。

第二步,初步控制策略优化。在保证电网安全稳定约束下,通过瀑布沟、二滩水电机组快速减出力措施,减少电网离散切机措施量,形成控制代价小的最终策略如表 5 所示。

4.5 控制策略结果分析

基于以上 2 种策略,系统 26 000 MW 负荷水平的电网频率如图 7 所示,可见,增加快速调节型机组(对应图 7 中的“优化控制”)对故障后暂态频率上升阶段抑制效果不如切机措施(对应图 7 中的“初步控制”)好,但由表 4、表 5 可知,通过协调切机和快速调节型措施,降低了电网控制代价,实现了电网经济性和安全性综合协调。

表 4　复奉和锦苏直流同时闭锁的初步控制策略

Table 4　The preliminary control strategy under Fufeng and Jinsu HVDC simultaneous locking

负荷水平/MW	提升直流（宾金）/MW	切配套电源（台数×单台出力）/MW				减水电/MW		代价/万元
		向家坝右	向家坝左	锦西	锦东	瀑布沟	二滩	
26 000	800	3×800	3×500	4×600	6×600	0	0	40.8
41 000	800	2×800	2×500	4×600	6×600	0	0	35.6

表 5　复奉和锦苏直流同时闭锁的最终优化控制策略

Table 5　The final optimization control strategy under Fufeng and Jinsu HVDC simultaneous locking

负荷水平/MW	提升直流（宾金）/MW	切配套电源（台数×单台出力）/MW				减水电（台数×单台出力）/MW		代价/万元
		向家坝右	向家坝左	锦西	锦东	瀑布沟	二滩	
26 000	800	3×800	1×500	4×600	6×600	5×200	5×120	38.4
41 000	800	2×800	0	4×600	6×600	5×200	5×120	33.2

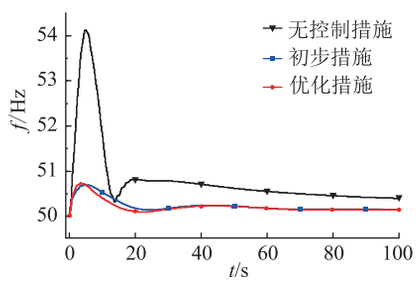


图 7　不同控制策略的系统频率

Fig.7　System frequency under different control strategies

5　结语

随着新能源快速发展以及直流工程数量和跨区输电规模的不断增加，电网故障呈现全局化特点，电网调节能力和抗扰动能力不断下降，频率问题得到更多关注。同时，电网相应的控制对象类型不断增加，离散型与连续调节型控制并存，安全稳定紧急控制措施呈现新特点。因此，加强不同类型控制资源的协调对于提升电网运行安全稳定性和经济性具有重要意义。与现有频率紧急控制方法相比，文中所述频率决策方法存在的优势包括：

（1）故障后考虑的控制措施响应时间尺度类型更广泛，既有百毫秒级的，也有几十秒级的，拓展了频率控制措施空间；

（2）考虑了故障后频率不同严重程度下控制需求与多种类型控制措施的协调配合，通过故障后实行基于不平衡功率的控制措施优先级方案使频率控制更加精确；

（3）在保证安全约束前提下，计及控制措施的经济性，实现了离散和连续控制措施的协调，使控制决策更加优化。

本文得到国网青海省电力公司科技项目“多类型电源均衡占比的特高压直流送出系统安全稳定保障技术研究”资助，谨此致谢！

参考文献：

[1] 陈懿，刘涤尘，吴军，等. 异步联网送端系统紧急切机控制方法[J]. 电力自动化设备，2018，38(8)：131-137.
CHEN Yi，LIU Dichen，WU Jun，et al. Emergency generator tripping control method for sending end of asynchronous interconnection system[J]. Electric Power Automation Equipment，2018，38(8)：131-137.

[2] 孙大雁，周海强，熊浩清，等. 基于灵敏度分析的直流受端系统紧急切负荷控制优化方法[J]. 中国电机工程学报，2018，38(24)：7267-7275.
SUN Dayan，ZHOU Haiqiang，XIONG Haoqing，et al. A sensitivities analysis based emergency load shedding optimization method for the HVDC receiving end system[J]. Proceedings of the CSEE，2018，38(24)：7267-7275.

[3] 贾萌萌，丁剑，张建成，等. 弱受端小电网安控切负荷措施与低频减载措施的配合方案[J]. 电力系统自动化，2014，38(1)：74-80.
JIA Mengmeng，DING Jian，ZHANG Jiancheng，et al. Coordination between load shedding for safety and stability control and under-frequency load shedding in a small weak receiving power system[J]. Automation of Electric Power Systems，2014，38(1)：74-80.

[4] 陈国平，李明节，许涛. 特高压交直流电网系统保护及其关键技术[J]. 电力系统自动化，2018，42(22)：2-10.
CHEN Guoping，LI Mingjie，XU Tao. System protection and its key technologies of UHV AC and DC power grid [J]. Automation of Electric Power Systems，2018，42(22)：2-10.

[5] 许涛，励刚，于钊，等. 多直流馈入受端电网频率紧急协调控制系统设计与应用[J]. 电力系统自动化，2017，41(8)：98-104.
XU Tao，LI Gang，YU Zhao，et al. Design and application of emergency coordination control system for multi-infeed HVDC receiving-end system coping with frequency stability problem[J]. Automation of Electric Power Systems，2017，41(8)：98-104.

[6] 陈睿，孙仲卿，杨银国，等. 柔性直流与常规直流协调的紧急功率支援策略研究[J]. 电力工程技术，2017，36(6)：14-19.

CHEN Rui, SUN Zhongqing, YANG Yinguo, et al. Emergency power support control strategy of VSC-HVDC and LCC-HVDC coordination[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(6):14-19.

[7] 李虎成,袁宇波,张小易,等. 面向特高压交直流大受端电网的频率紧急控制特性分析[J]. 电力工程技术,2017,36(2):24-29.
LI Hucheng, YUAN Yubo, ZHANG Xiaoyi, et al. The frequency emergency control characteristic analysis for UHV AC/DC large receiving end power grid[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(2):24-29.

[8] 常海军,霍超,李威,等. 基于解列信息触发的孤立电网紧急控制方法研究[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(2):27-35.
CHANG Haijun, HUO Chao, LI Wei, et al. Research on emergency control scheme of isolated power grid based on splitting information triggering[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(2):27-35.

[9] 石渠,张红丽,常海军,等. 水轮机参与西南电网频率紧急控制协调优化方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(S1):93-98.
SHI Qu, ZHANG Hongli, CHANG Haijun, et al. Coordinated optimization method of hydropower units involved in frequency control in southwest power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(S1):93-98.

[10] 李碧君,侯玉强. 紧急负荷调节用于安全稳定紧急控制的研究[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(11):104-110.
LI Bijun, HOU Yuqiang. Research of emergency load regulation for security and stability control[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11):104-110.

[11] 马立凡,李永丽,常晓勇,等. 光伏电站多逆变器有功功率协调分配策略[J]. 电源技术,2018,42(9):1379-1382.
MA Lifan, LI Yongli, CHANG Xiaoyong, et al. An active power allocation strategy for photovoltaic power station with multi-inverter[J]. China Journal of Power Sources, 2018, 42(9):1379-1382.

[12] 宋兵,余群兵,陈俊,等. 一种新能源电站有功功率柔性控制方法及应用[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):219-223.
SONG Bing, YU Qunbing, CHEN Jun, et al. Flexible control method of active power for renewable energy station and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7):219-223.

[13] 许涛,吴雪莲,李兆伟,等. 改善系统频率稳定性的多直流功率紧急支援协调控制策略[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):69-77.
XU Tao, WU Xuelian, LI Zhaowei, et al. Coordinated control strategy of multi-DC emergency power support to improve frequency stability of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22):69-77.

[14] 李碧君,李兆伟,吴雪莲,等. 基于能量变化的暂态频率安全紧急控制决策方法研究[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(20):150-157.
LI Bijun, LI Zhaowei, WU Xuelian, et al. Research on the decision method of frequency security emergency control based on energy change[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20):150-157.

[15] 李碧君,李兆伟,吴雪莲,等. 多直流馈入受端电网两段式频率安全紧急控制策略研究[J]. 中国电力,2017,50(2):169-174.
LI Bijun, LI Zhaowei, WU Xuelian, et al. Study on the two-stage frequency security emergency control strategy for multi-infeed HVDC receiving systems[J]. Electric Power, 2017, 50(2):169-174.

[16] 张恒旭,刘玉田,薛禹胜,等. 考虑累积效应的频率偏移安全性量化评估[J]. 电力系统自动化,2010,34(24):5-10.
ZHANG Hengxu, LIU Yutian, XUE Yusheng, et al. Quantitative assessment of transient frequency deviation security considering cumulative effect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(24):5-10.

[17] 李兆伟,吴雪莲,庄侃沁,等. “9.19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化,2017,41(7):149-155.
LI Zhaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of east China grid after bipolar locking of “9.19” Jinping-Sunan DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7):149-155.

[18] 邓晖,楼伯良,华文,等. 基于直流闭锁事故的华东电网频率特性及控制措施[J]. 广东电力,2018,31(2):76-81.
DENG Hui, LOU Boliang, HUA Wen, et al. Frequency characteristic of east China power grid based on DC block accidents and control measures[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(2):76-81.

[19] 杨浚文,张杰,张丹,等. 直流换相失败对送端电网的影响分析[J]. 云南电力技术,2016,44(5):100-103.
YANG Junwen, ZHANG Jie, ZHANG Dan, et al. Analysis of the influence of DC commutaion failure on power supply network[J]. Yunnan Electric Power, 2016, 44(5):100-103.

[20] 付超,张丹,柳勇军,等. 含大规模直流送端电网的频率响应特性仿真分析[J]. 广东电力,2018,31(9):26-31.
FU Chao, ZHANG Dan, LIU Yongjun, et al. Simulation analysis on frequency response characteristic of sending-end power grid with large-scale HVDC[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(9):26-31.

[21] 董昱,张鑫,余锐,等. 水电汇集多直流弱送端电网稳定控制及系统保护方案[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):19-25.
DONG Yu, ZHANG Xin, YU Rui, et al. Stability control and system protection scheme for power grid with hydropower pool and multi-DC weak sending-end[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 44(22):19-25.

[22] 温玉琦. 一种基于数据驱动与物理模型融合的含风电系统频率响应分析方法[J]. 广东电力,2019,32(9):167-176.
WEN Yuqi. A frequency response analysis method for wind

power system based on data driven-physical model fusion[J]. Guangdong Electric Power,2019,32(9):167-176.

[23] 陈刚,丁理杰,李旻,等. 异步联网后西南电网安全稳定特性分析[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(7):76-82.
CHEN Gang,DING Lijie,LI Min,et al. Stability characteristics of southwest China power grid after asynchronous interconnection[J]. Power System Protection and Control,2018,46(7):76-82.

[24] 徐敏,陈亦平,涂亮,等. 异步联网后 AGC 超调引起频率波动的问题分析[J]. 广东电力,2017,30(5):81-86.
XU Min,CHEN Yiping,TU Liang,et al. Analysis on frequency fluctuation caused by AGC overshoot after asynchronous interconnection[J]. Guangdong Electric Power,2017,30(5):81-86.

[25] 邵广惠,侯凯元,王克非,等. 特高压直流闭锁引发送端电网过频的系统保护方案[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):26-31.
SHAO Guanghui,HOU Kaiyuan,WANG Kefei,et al. System protection scheme for over frequency of sending-end power grid caused by ultra-HVDC blocking[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,44(22):26-31.

作者简介:


常海军

常海军(1981),男,硕士,高级工程师,从事电网安全稳定分析及控制相关工作(E-mail:changhaijun@sgepri.sgcc.com.cn);

陈春萌(1982),男,硕士,高级工程师,从事电网安全稳定运行与控制相关工作;

刘福锁(1981),男,硕士,高级工程师,从事电网安全稳定运行与控制相关工作。

Coordinated optimization method for frequency safety emergency control strategy with multi-type control measures

CHANG Haijun[1,2], CHEN Chunmeng[3], LIU Fusuo[1,2], DONG Ling[3], ZHANG Shujie[3], WANG Chao[1,2]

(1. NARI Group(State Grid Electric Power Research Institute)Co.,Ltd.,Nanjing 211106,China;
2. NARI Technology Co.,Ltd.,Nanjing 211106,China;
3. State Grid Qinghai Electric Power Company,Xining 810008,China)

Abstract: With the improvement of lean operation demand of power grid, continuous regulation control technologies such as direct current emergency power support, rapid power generation, and load control have received more and more attention in the current power grid operation control. In view of frequency problem under increasing scale of new energy and ultra high voltage direct current(UHVDC), control requirements for different stages of frequency after the fault are analyzed. Then coordination principle and frequency emergency coordination optimization control measures which consider response characteristics, cost, as well as quantitative index of transient frequency security margin are proposed. The cost of frequency control after fault is reduced through coordination of continuous and discrete control measures which also meets the requirement of modern power grid optimization frequency control. Based on actual UHVDC sending-network, feasibility of the proposed method is verified.

Keywords: multiple control measures; continuous adjustment; transient frequency security margin; control cost; coordination and optimization

(编辑 吴楠)