

基于修正区域控制偏差的多区域协同控制技术

(一)驱动、现状与发展建议

谈超^{1,2}, 戴则梅^{1,2}, 滕贤亮^{1,2}, 高宗和^{1,2}

(1. 南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏省南京市 211106;

2. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏省南京市 211106)

摘要: 随着电网运行环境日趋复杂,各区域间相互影响不断加深,通过多区域协同控制技术实现区域间备用共享、提升区域协同控制水平已成为国内外的研究热点。文中阐明了协同控制的具体概念和驱动力,介绍了国内外相关应用技术的基本控制结构;从电网频率和联络线功率两个控制目标,分别介绍了目前协同控制应用技术的现状;在评述各种方法的基础上,提出了目前存在的主要问题,并展望了可能改进的方向。

关键词: 区域控制偏差;协同运行;备用共享;区域协作

0 引言

将电力系统的频率偏差控制在一定范围内对于电力系统的安全运行具有重要意义。在正常情况下,通常采用自动发电控制(automatic generation control, AGC)来调整频率,防止一次调频衰减以后频率的二次跌落^[1],使得频率偏差能够尽快恢复至可接受的范围内^[2]。

在传统的分区有功平衡模式下,区域间的功率支援主要通过控制性能评价标准(control performance standard, CPS)的考核来实现^[3],但CPS中的CPS2指标不能完全发挥电网互联的优势^[4]。更为重要的是,随着可再生能源发电规模的继续增大及负荷变化不确定性的增强,单一区域很难通过协调本地的常规机组来维持有功功率平衡^[5]。

区域有功功率平衡的程度通常是由区域控制偏差(area control error, ACE)来量度,但由于其计算中包含对外联络线净交换偏差,所以区域间的联络线潮流偏差调整通常认为是AGC的控制目标之一。但ACE只能关注于整个区域对外净交换偏差,单一联络线走廊或者单条联络线的潮流控制目标无法具体体现。因此,区域间联络线潮流控制需要上下级多个控制区多方协调^[6]。

实现多区域的协同控制,提升各调度间的协调控制水平已成为国内外电网的发展趋势^[7],但目前缺乏对该方面相关技术的归纳与总结。本文通过国内外多区域协同控制技术驱动和现状的介绍与分析,研究不同国家的多区域协同控制技术,为完善中国的多区域协同控制策略提供借鉴。

1 多区域协同控制技术的驱动力

1.1 电网频率和联络线功率控制现状

如图1所示,当系统发生扰动后,传统的频率调节过程可分为一次、二次和三次调频。

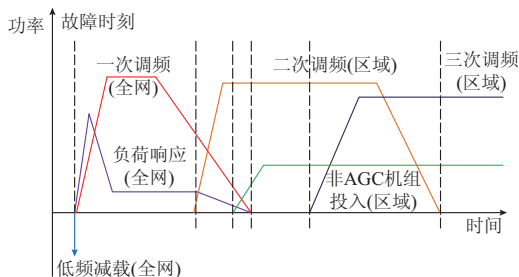


图1 故障发生后一次、二次和三次控制时序轴
Fig.1 Time line for primary, secondary and tertiary control period after a disturbance

一次调频为秒级控制手段,当频率跌落到一定阈值以下时,并网机组的调速器会自动动作以稳定系统频率;当故障较为严重时,还会执行紧急减负荷控制^[8]。然而,一次调频不能将频率恢复到额定值附近,还需要二次调频作用。二次调频通常称为AGC,其目的在于尽快将频率恢复到额定值,并将

收稿日期: 2016-06-08; 修回日期: 2016-10-17。

上网日期: 2016-11-30。

国家电网公司科技项目“特高压区域电网大功率缺失下频率协调控制关键技术研究与应用”。

区域联络线功率偏差控制在正常范围内;若频率偏差达到 AGC 的退出限值,则 AGC 功能挂起,由调度员进行人工调整。此外,在二次调频阶段消耗的备用容量需要在三次调频阶段通过修改机组的发电计划或者负荷控制手段予以恢复。

一般情况下,当某些断面潮流越限时,一种方法是暂停 AGC 功能使机组出力保持不变,等待人工处理^[9];还有一种方法是将 AGC 和安全约束调度(security constrained dispatch,SCD)相结合^[10],计算相应机组或者机组群的调整量。除了调整机组和负荷,采用机械式移相器来控制线路潮流也在国外电网中得到广泛应用^[11-12]。

1.2 实现多区域协同的驱动力

无论是传统频率控制中的二次和三次调频,还是断面潮流控制的机组调整方法,都只是区域层面的控制手段。随着区域间的联系日益紧密,电网运行环境日趋复杂,当前通过一体化调度计划实现大范围内资源互济显得时效性不够,灵活性较差。因此,实现多区域互联电网实时协同控制的主要驱动力如下。

1.2.1 减少区域调节行为产生的不良影响

一种是区域之间调节行为的相互影响。由于单一区域跟随各自的 ACE 进行调节,若某些区域的 ACE 数值异号,则各自机组的调节方向相反,从全网的角度来看,这些“对抗”性的调节过程不仅增加机组的磨损和损耗,还可能引起某些区域 ACE 的数值振荡。

另一种是局部调整对全网潮流的影响。由于单一区域没有全局的视野,内部的调整可能引起其他区域的潮流变化,引起的偏离计划潮流会影响整个电网的运行充裕性。

1.2.2 保障新能源消纳

随着国内外电网新能源渗透率的逐渐增加,为电网负荷预测、调峰、调压、频率及联络线控制等方面带来极大的运行压力,单一区域在执行联络线功率控制时,难以保证网内新能源发电的全额保障性消纳;伴随着特高压直流输电线路的建设,中国电网水电输送规模急剧扩大,增大了落点地区电网的调峰压力。

1.2.3 保证电网运行安全

特高压直流不断投运,容量不断增加,直流一旦发生闭锁故障将产生巨大的有功缺额,落点区域可用的旋转备用容量难以满足大功率缺失下的控制需求,不利于频率的快速恢复;跨大区呈现弱连接交流联络线潮流波动较大^[13-14],若由单一控制区调整负担较重,也影响其他区域 AGC 的正常调整;部分

区域在极端气象条件下的调整压力日益增大,如 2015 年 3 月 20 日发生在欧洲的日食,部分地区的备用容量难以满足有功平衡的需求^[15]。

综上所述,在当前国内外电网的新形势下,仅靠局部区域的调控手段难以满足控制需求,以及运行控制的全局最优,需要增加区域合作,实现协同控制。

2 多区域协同控制技术

2.1 实现方式

目前,国内外的多区域协同控制技术大多通过修改 ACE 的方式,改变各区域承担的控制责任、附加的调节任务和控制区边界等作用^[16]。这类技术呈现出如图 2 所示的“层级”结构,第 1 层级根据电网运行的状况,基于一些分配原则将调整功率量下发至第 2 层级,而第 2 层级保留原有的控制策略。

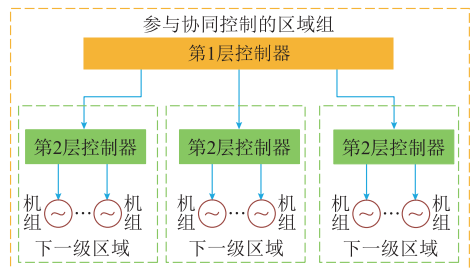


图 2 实现多区域协同控制的分层结构
Fig.2 Hierarchical structure for multi-area cooperative control

在实现方式上采用修改 ACE 数值方法的原因如下:①理想状况下,当频率偏差在 AGC 的调节范围以内时,各区域的 AGC 机组能够自动响应修正后的 ACE,以此实现多区域 AGC 机组的协同控制;②若 AGC 机组自动退出,在现有的 CPS 下,区域会通过人工干预的控制方式(如快速增加机组出力或者切除部分负荷)满足考核要求,亦能实现控制过程中区域间的相互协作。

2.2 以频率控制为目标的协同策略

2.2.1 故障后的动态 ACE

华东电网自 2009 年起实施动态 ACE^[17],其主要功能是在外部直流联络线发生闭锁事故或电网内大机组跳闸后,程序根据采集的模拟量和动作判据,自动将功率损失量按一定的比例叠加至各控制区 ACE 中,修正后的 ACE 将引导各控制区共同承担该功率扰动的调节,实现频率的快速恢复。

以直流闭锁发生后的协同策略为例,说明动态 ACE 的基本计算方式。当区外直流闭锁发生后导致华东电网的功率损失 ΔP_{loss} ,若达到触发阈值

ΔP_{s-int} ,且频率及频率变化率也达到触发阈值,此时某个控制区的动态 ACE 计算方法为:

$$\Delta P_{loss}' = \alpha_i \Delta P_{loss} \tag{1}$$

$$E_{ACE}^{dyn} = (\Delta P - \Delta P_{loss}') - K \Delta f \tag{2}$$

式中: $\Delta P_{loss}'$ 为控制区按照比例承担的功率损失量; α_i 为事先设定的分摊比例; E_{ACE}^{dyn} 为动态 ACE 值; K 为控制区频率响应系数,为负值,单位 MW/Hz; Δf 为系统的频率偏差。

2.2.2 动态计划

动态计划(dynamic scheduling, DS)是北美电网中使用最为广泛的实时协同控制方法^[18],其是将本地控制区(native balancing authority, NBA)的一部分负荷或发电量通过实时修改 ACE 的方式转移给邻控制区(adjacent balancing authority, ABA),从而将部分或者全部的调节责任转移给其他区域。以发电为例,执行 DS 所采用的 ACE 修正公式为:

$$E_{ACE}^{DS} = \{[I_a + (I_{APTGE} - I_{APTGI})] - [I_s + (-I_{SDSGE} + I_{SDSGI})]\} - K(f_a - f_s) \tag{3}$$

式中: E_{ACE}^{DS} 为参与 DS 区域的 ACE 值; I_a 为对外联络线实际功率值之和; I_{APTGE} 为 ABA 外部发电交换之和; I_{APTGI} 为 NBA 内部发电交换之和; I_s 为对外联络线计划交换值之和; I_{SDSGE} 为 ABA 外部发电的动态计划值之和; I_{SDSGI} 为 NBA 发电动态计划之和; f_a 为系统实测频率值; f_s 为系统计划频率值。

如图 3 所示,区域 1 和区域 2 都是 NBA,区域 3 是 ABA。在 DS 执行中,NBA 和 ABA 不仅可以是物理连接的两个控制区,还可以是某两个区域一条通路上一个(或多个)区域作为 DS 执行中的“潮流中转站”,如图 3 中的区域 2。这些承担中转的区域称为中间控制区(intermediate BA, IBA)。

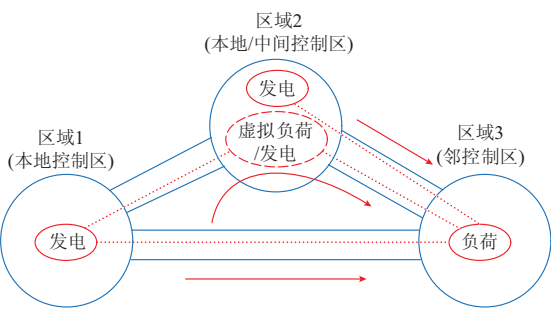


图 3 动态计划图例(转移发电)
Fig.3 Example of dynamic scheduling (power transfer)

特别地,若某些控制区的调管机组(或拥有的负荷)在其他控制区内,如 NBA 需要调用在 ABA 内部的虚拟机组(pseudo-tie generation, PTG)进行跨区功率支援时,实现这种特殊的功率支援场景的技术称为虚拟联络线(pseudo-tie)^[19]。虚拟联络线是

指 NBA 调用的资源通过假象的联络线由 ABA 传输至 NBA,实质上是对 ACE 中实际交换 I_a 的修正。

2.2.3 ACE 差异性交换

ACE 差异性交换(ACE diversity interchange, ADI)是利用实时运行中各区域 ACE 符号的差异性,通过优化算法修正 ACE 来减少各区域的调节负担^[19]。多年来,ADI 在北美电网中得到实际应用并取得了良好的控制效果^[20]。

近年来,欧洲借鉴了 ADI 的基本思路,在其多国互联网中执行跨区负荷频率控制(cross-border load-frequency control, CLC)策略,不仅用于同步互联电网的功率支援,而且用于直流连接的异步互联电网(通过直流联络线功率调制),使用范围从国家内部逐渐扩大为多个国家之间^[21]。相较于 ADI,欧洲的协同策略有两点不同:一是在给各区域分配调节功率时考虑前阶段已经下发的 AGC 调节指令,从而避免 AGC 滞后调节特性对电网的影响^[22];二是分配比例不固定,基于每个区域上报的区域层面的发电竞价进行全网的优先顺序排序(common merit order list)后,计算每个区域承担的调节功率量,并结合线路安全约束修正^[23]。

利用大范围风电出力的互补性来减少整体的调节压力也是 ADI 的体现,风电单独控制区(wind-only balancing authority, WBA)就是其中的代表技术。NaturEner 公司在蒙大拿州的“Glacier Wind Energy”风电场建设与维护项目中最早采用 WBA 策略^[24]。如图 4 所示,该方法把每个控制区中的风电排除在本地 ACE 外,将不同区域中的小风电控制区合并成一个虚拟的 WBA,此过程中利用了不同区域内部风电出力偏差的差异性交换,通过类似 ADI 的方法实现。WBA 采用定净交换功率控制(constant net interchange control, CNIC)方式,从一些控制区(非全部)中抽出部分 AGC 机组供 WBA 使用,以满足其 ACE 控制要求。

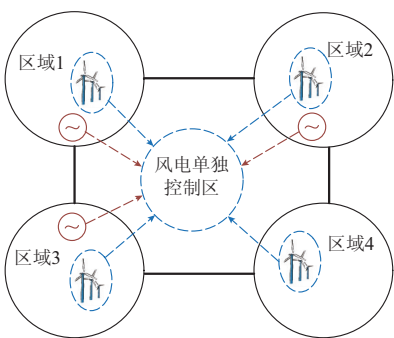


图 4 风电单独控制区形成示意图
Fig.4 Forming process of wind-only balancing authority

新形成的 WBA 的 ACE 的计算方法为:

$$E_{ACE}^{wind-only} = \sum_{j=1}^M P_{wind,j} + P_{AGC} - I_s \quad (4)$$

式中: $E_{ACE}^{wind-only}$ 为 WBA 控制区的 ACE; $P_{wind,j}$ 为控制区 j 内部风电场的出力; M 为含风电场的区域个数; I_s 为 WBA 的交换计划; P_{AGC} 为负责 WBA 内部功率调整的 AGC 机组的出力。

2.2.4 多区域联合控制

ADI 利用区域的差异性,DS 是区域功率支援的实时执行方式,结合这两种技术的特点,部分控制区可采用控制区联合 (consolidated balancing authority, CBA) 技术^[25],北欧电网也有类似的技术形式^[23]。CBA 是将两个或者两个以上的控制区联合在一起形成一个新的大控制区,直接改变了现有的分区平衡结构,利用区域差异性来实现大范围的优化配置。CBA 直接将调度业务集中到原先某一区域的调度机构,也可另成立一个调度机构负责全网的发电计划编制,经济调度优化及预留充裕的容量。

2.2.5 国内外主要技术对比

本文将华东电网的动态 ACE 和北美电网的 DS 进行比较。尽管动态 ACE 和 DS 在基本的实现思路上类似,但在很多方面都存在差异,具体可分为以下几点。

1) 约束条件不同。实际应用中,DS 一般是根据故障区域对外联络线的可用传输容量(ATC)来确定,如美国的新英格兰电网(ISO New England)是通过离线计算的方式,利用预先设定的系统状态来估计出区域之间的最大备用共享容量^[26]。而动态 ACE 是在全网范围内按照一定的比例分配,主要体现在较大故障发生后各区域的分摊责任。

2) 时间尺度不同。DS 的执行时段相对动态 ACE 短得多,如北美的西部电网(Western Electricity Coordinating Council, WECC)在每隔 5 min 多个区域的联合安全约束经济调度之间执行一次 DS 修正部分区域的 ACE^[27];而动态 ACE 持续时间相对较长,在故障发生后连续两个计划点后才复归,即通常在故障发生以后 30~45 min 之内到达新的实时计划点,不只是故障后按照事故备用的比例分摊附加的调节功率,还包含后续按照一定原则(如针对区外直流闭锁按照取用比例)修改计划的衔接过程。

3) 结算方式不同。动态 ACE 先按备用容量的分配比例共享故障备用,后按取用比例修改计划,事后按事故支援进行经济结算;而 DS 主要是两个(或多个)区域间的电量交易,通过事前区域间确定的协议,其 DS 修改量在日前和实时市场中进行购买,如

果在某次 DS 执行周期中,用于 DS 的联络线潮流受到了线路负载削减(transmission load relief, TLR)程序的影响,则 DS 中断且不偿还给相关区域相应的辅助服务的费用^[28]。

4) 使用场景不同。动态 ACE 只在发生直流闭锁、大机组跳闸等故障且达到预设启动门槛值时才使用,而 DS 应用于多种场景下的功率支援,如多个机组所有者对其共同拥有机组(jointly-owned unit, JOU)的使用,以及调节(或称 AGC)备用、事故备用等不同用途的备用共享和停电后的恢复协作等,实现了多个区域电力电量的共享^[29]。

2.3 以联络线功率控制为目标的控制策略

2.3.1 跨区联络线波动控制的分省 AGC 协调

针对特高压联网示范工程运行的要求,华北电网采取了多区域协同分摊联络线波动量的控制策略^[30]。各省网不仅要保持 ACE 在合格范围之内,同时还要在 ACE 中附加反映特高压联络线功率波动的分量,共同承担特高压网间联络线潮流波动的调整责任。如果 ACE 与特高压联络线波动量 ΔP_{UHV} 的方向一致,则该区域有责任,若其原始 ACE 为正,则修正后的 ACE 为:

$$E_{ACE}' = E_{ACE} + \frac{K_1 k_i}{\sum k_i} (|\Delta P_{UHV}| - K_2 L_f) \quad (5)$$

式中: K_1 和 K_2 为预先设定的控制参数; k_i 为有责任的控制区的频率特性系数; L_f 为潮流的控制阈值。

2.3.2 关注联络线波动的分层 AGC 策略

为严格控制跨国联络线潮流,西班牙电网采用分层 AGC 策略,其 ACE 由几个分量累加而成:①直接将频率偏差分量放在控制区的 ACE 计算中;②传统的潮流分量并不是区域的净交换偏差,而是区域内部实际发电与计划发电的偏差;③每个区域的 ACE 中有西班牙电网对外联络线潮流偏差按照分摊比例的附加量。

$$E_{ACE}^{zone} = K \Delta f + \frac{1}{G} (I_{rg}^{zone} - I_{sg}^{zone}) + E_{ACE}^{add} \quad (6)$$

$$E_{ACE}^{add} = \frac{F_{Zi}}{\sum F_{Zi}} \left[\frac{1}{G} \sum (I_{rg}^{zone} - I_{sg}^{zone}) + \Delta P_{net} \right] \quad (7)$$

$$\Delta P_{net} = -10\beta \Delta f + \Delta P_{SPAIN} - \sum (I_{rg}^{zone} - I_{sg}^{zone}) - P_{sche} \quad (8)$$

式中: E_{ACE}^{zone} 为西班牙电网内部各控制区的 ACE; G 为增益系数; I_{rg}^{zone} 为区域内所有机组的实际发电功率; I_{sg}^{zone} 为区域内所有机组的发电计划功率; E_{ACE}^{add} 为按照比例附加的 ACE 分量; F_{Zi} 为区域的参与因子; ΔP_{net} 为跨国联络线的偏离计划潮流量; β 为频率响

应系数; ΔP_{SPAIN} 为西班牙电网内部的实际发电总量与计划发电总量的偏差; P_{sche} 为跨国联络线的计划潮流量。

与动态 ACE 不同, $E_{\text{ACE}}^{\text{add}}$ 计算中的区域参与因子 F_{Zi} 并不是固定值,而是根据西班牙电网内部组织二次备用市场的交易结果,按照区域上报的可供调节备用容量来计算各区域的分摊比例^[31]。

2.3.3 广义联络线偏差控制的分省协调

西北电网的广义联络线 (generalized tie-line, GTL)^[32] 计划在于区分西北分中心和省调机组出力的偏差调整份额。当 GTL 因负荷及省调新能源波动发生偏差时,西北分中心的控制区(主控制区)和各省控制区(分控制区)均将参与调整,其中主、分控制区 ACE 中增加了其承担的 GTL 偏差量。

2.3.4 阻塞协同管理

该方法在北美电网中广泛使用,如东部电网 (Eastern Interconnection, EI) 使用的交换分布计算 (interchange distribution calculator, IDC)^[33],以及 WECC 电网所采用的 偏离计划潮流削减 (unscheduled flow mitigation, UFM)^[34] 技术。

IDC 监测整个 EI 电网内部的关键断面(易阻塞线路),每隔一段时间更新潮流转移分布因子 (power transfer distribution factor, PTDF),一旦某些关键断面发生了过载,则 IDC 程序会自动削减一定量的交换计划(类似于 DS)。此时相关区域的 ACE 修正公式为:

$$E_{\text{ACE},m}' = E_{\text{ACE},m} \pm R_{\text{TLR}} \frac{K_{\text{PTDF}_L} I_L}{\sum_j K_{\text{PTDF}_L}^2 I_L} \quad (9)$$

式中: K_{PTDF_L} 为潮流转移分布因子,定义了两个区域间传输功率变化时引起的断面 L 潮流的改变量; R_{TLR} 为阻塞断面调整量; I_L 为联络线计划量。

UFM 与 IDC 类似,本文不再作具体介绍。

2.3.5 主要技术特点

在区域协作解决断面潮流控制方面,如西班牙针对与法国的跨国联络线,华北针对其与华中之间的特高压交流联络线,还有西北电网中涉及多层级调度部门的广义联络线潮流偏差控制,都是将联络线功率调节总量通过一定的计算方法分解至各区域 ACE 中。在新的 ACE 下,各区域的调整过程能够实现特定联络线潮流波动的有效控制。

北美电网采用的 IDC 和 UFM 类似于传统的两级调度模式中上一级对全网的过载断面处理方式,但在对关键断面控制的过程中结合了对区域 ACE 的修正,从而尽量减少对日常有功平衡控制的影响,如各区域的控制性能评价考核。但这种方法是一种

强制性的联络线交换计划的削减过程,既不考虑交易的经济性,也无法根据市场机制优化 ACE 的修正结果。因此,部分电网近年来开展了通过基于节点边际电价 (LMP) 的 M2M (market-to-market) 协同运行来处理断面阻塞问题的研究并不断完善^[35]。

3 对现有策略的改进建议

3.1 控制目标多元化

现有的频率和联络线功率控制相互割裂,主要表现为当前的各类协同控制策略仅考虑单一目标,无法并行实施。文献[36]中曾提出在 CPS 层面切换频率和功率控制目标的串行实施方式,但这种频繁切换控制标准在实际工程中难以实施,也无法引导各区域制定合适的 AGC 控制策略。无论是频率还是联络线功率偏差,二者均为互联电网控制的目标之一,实时控制应该对二者同时起作用。因此,在设计未来多区域协同控制策略时,需要同时兼顾频率和关键断面潮流控制等控制目标,作为一个多目标优化问题来处理。

3.2 应用场景丰富化

某些协同控制策略的应用场景可以不断丰富,如华东电网中采用的动态 ACE 主要用于故障后的区域协作调整,但随着跨区输电容量需求进一步增加,由于受端电网区外受电多为水电等清洁能源,大负荷输送时不参与受端电网的调峰,使得低谷调峰的矛盾日益突出,大容量的区外来电由原先解决缺电的资源逐步变成了需由全网共同承担消纳的对象,但目前仍偏向于优化编制计划层面的研究,并不能满足实时控制的要求;另一方面,新能源的间歇性和不确定性造成单一区域对备用的需求日益增大,需要实现区域之间备用共享,德国电网近几年的实际运行数据表明^[37],如果能够提高区域协作水平,随着新能源渗透率的不断提高,对备用的需求反而降低。因此,若能将动态 ACE 或者类似的控制技术用于部分调峰消纳时段的调整中,不仅可以减少日常运行中单一区域的调节负担,还能够相对减少全网配置的旋转备用容量,在保证电网安全运行的前提下,提高电网运行经济性。

3.3 修正周期缩短化

较多的协同策略都采用一定时间段内固定的调节容量转移,并不能根据实时的电网运行特性加以修正。例如:北美的 DS、中国的动态 ACE 及西班牙的分层 AGC 策略,都采用固定的分配比例或者 ACE 修正量持续一定时间尺度不变,如果在执行中能够结合电网运行特性实时修正和优化^[38],如结合实际的可调用备用容量、断面可用传输容量等来修

正各区域的ACE,则更能发挥多区域协同控制的优势,提高电网的运行可靠性。

4 结语

协同控制应用技术是实现区域协同控制,提高区域协作水平,发挥互联电网内部资源互补的重要措施。本文阐述了用于实现区域协作的分层式控制结构,介绍了国内外电网实际使用的多区域协同控制应用技术,这些技术不仅实现了日常运行中的调节行为互补,故障后的全网备用容量分摊,还能够对特定的联络线功率偏差进行多区域调节责任分摊,提高了大电网实时协同控制的水平。

然而,目前的协同控制策略仍然存在一些问题需要解决,如能够实现电网频率和联络线功率的多目标协调控制,或是结合备用和断面潮流信息实现调节分摊量的实时修正,值得后续开展相关研究。

参考文献

- [1] ELA E, GEVORGIAN V, TUOHY A, et al. Market designs for the primary frequency response ancillary service: Part 1 motivation and design[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2014, 29(1): 421-431.
- [2] 高宗和,滕贤亮,张小白.互联电网CPS标准下的自动发电控制策略[J].电力系统自动化,2005,29(19):40-44.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai. Automatic generation control strategy under control performance standard for interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 40-44.
- [3] 汪德星.华东电网实行CPS标准的探索[J].电力系统自动化, 2000,24(8):41-44.
WANG Dexing. Study of CPS standards in East China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 41-44.
- [4] 谈超,戴则梅,滕贤亮,等.北美频率控制性能标准发展分析及其对中国的启示[J].电力系统自动化,2015,39(18):1-7.DOI: 10.7500/AEPS20150416003.
TAN Chao, DAI Zemei, TENG Xianliang, et al. Development of frequency control performance standard in North America and its implication to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(18): 1-7. DOI: 10.7500/AEPS20150416003.
- [5] 高宗和,滕贤亮,张小白.适应大规模风电接入的互联电网有功调度与控制方案[J].电力系统自动化,2010,34(17):37-41.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai. Solution of active power dispatch and control scheme for interconnected power grids with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 37-41.
- [6] IRISARRI G D, LATIMER J R, MOKHTARI S, et al. The future of electronic scheduling and congestion management in North America[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 444-451.
- [7] 陶洪铸.2014年国际大电网会议学术动态系列报道:系统运行与控制技术[J].电力系统自动化,2015,39(10):1-5.DOI:10.7500/AEPS20150403003.
TAO Hongzhu. A review of CIGRE 2014 on system operation and control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 1-5. DOI: 10.7500/AEPS20150403003.
- [8] 陈庆,周海强,朱斌,等.协调经济性及事故评级的紧急减负荷控制优化方法[J].电网技术,2016,40(4):1044-1050.
CHEN Qing, ZHOU Haiqiang, ZHU Bin, et al. Coordinated emergency load shedding control optimization algorithm for economic cost and accident assessment[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1044-1050.
- [9] 赵旋宇.南方电网直调机组AGC研究[J].继电器,2008,36(7):54-58.
ZHAO Xuanyu. Research on AGC for generations directly controlled by CSG[J]. Relay, 2008, 36(7): 54-58.
- [10] 张小白,高宗和,钱玉妹,等.用AGC实现稳定断面越限的预防和校正控制[J].电网技术,2005,29(19):55-59.
ZHANG Xiaobai, GAO Zonghe, QIAN Yumei, et al. Implementation of preventive and remedial control for tie line overload by use of automatic generation control[J]. Power System Technology, 2005, 29(19): 55-59.
- [11] United States Department of Energy. Transmission constraints and congestion in the western and eastern interconnections, 2009—2012 [EB/OL]. [2015-08-05]. <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f7/TransConstraintsCongestion-01-23-2014%20.pdf>.
- [12] ENTSO-E. Phase shift transformers modelling [EB/OL]. [2015-08-05]. https://www.entsoe.eu/Documents/CIM_documents/Grid_Model_CIM/ENTSOE_CGMES_v2.4_28May2014_PSTmodelling.pdf#search=phase%20shifter.
- [13] EGIDO I, FERNÁNDEZ-BERNAL F, ROUCO L. The Spanish AGC system: description and analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(1): 271-278.
- [14] 高宗和,陈刚,杨军峰,等.特高压互联电网联络线功率控制:(一)AGC控制策略[J].电力系统自动化,2009,33(15):51-55.
GAO Zonghe, CHEN Gang, YANG Junfeng, et al. Active power control for tie-lines in UHV interconnected power grid: Part one AGC control strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(15): 51-55.
- [15] Regional Group Continental Europe and Synchronous Area Great Britain. Solar eclipse 2015 impact analysis [EB/OL]. [2015-08-07]. https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/150219_Solar_Eclipse_Impact_Analysis_Final.pdf.
- [16] 滕贤亮,高宗和,朱斌,等.智能电网调度控制系统AGC需求分析及关键技术[J].电力系统自动化,2015,39(1):81-87.DOI: 10.7500/AEPS20141008020.
TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHU Bin, et al. Requirements analysis and key technologies for automatic generation control based on smart grid dispatching and control system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(1): 81-87. DOI: 10.7500/AEPS20141008020.
- [17] 周毅,钱学东.华东电网动态区域控制误差应用分析[J].电力系统自动化,2010,34(8):106-110.
ZHOU Yi, QIAN Xuedong. Applications analysis of dynamic

ACE in East China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(8): 106-110.

[18] North American Electric Reliability Corporation (NERC). NERC operating manual[EB/OL]. [2014-11-10]. http://www.nerc.com/comm/OC/Operating%20Manual%20DL/opman_20140825.pdf.

[19] NERC ACE Diversity Interchange Task Force. Reliability guideline: ACE diversity interchange[EB/OL]. [2015-04-18]. http://www.nerc.com/comm/OC/Reliability%20Guideline%20DL/ADI_Reliability_Guideline_Final_12-13%202012.pdf.

[20] ETINGOV P V, ZHOU N, MAKAROV Y V, et al. Possible improvements of the ACE diversity interchange methodology[C]// IEEE PES General Meeting, July 25-29, 2010, Minneapolis, USA.

[21] ENTSO-E. Supporting document for the network code on load-frequency control and reserves[EB/OL]. [2015-08-05]. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Supporting_Document-Issue1.pdf.

[22] ZOLOTAREV P, GOKELER M, KURING M, et al. Grid control cooperation—a framework for technical and economical cross-border optimization for load-frequency control[C]// CIGRE 2012, August 26-31, 2012, Paris, France: 13p.

[23] ENTSO-E. Supporting document for the network code on electricity balancing[EB/OL]. [2015-07-05]. https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Supporting_Document.pdf.

[24] US Department of Energy. Analysis methodology for balancing authority cooperation in high penetration of variable generation[EB/OL]. [2015-08-05]. http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19229.pdf.

[25] DIAO R, SAMAAN N, MAKAROV Y, et al. Planning for variable generation integration through balancing authorities consolidation[C]// IEEE PES General Meeting, July 22-26, 2012, San Diego, CA, USA.

[26] ZHENG T, LITVINOV E. Contingency-based zonal reserve modeling and pricing in a co-optimized energy and reserve market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 227-286.

[27] California Independent System Operator. Energy imbalance market: draft final proposal[EB/OL]. [2015-08-08]. <http://www.aiso.com/Documents/EnergyImbalanceMarket-DraftFinalProposal092313.pdf>.

[28] Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). PJM dynamic transfer business rules for generators[EB/OL]. [2015-08-08]. <http://www.pjm.com/~media/etools/oasis/system-information/pjms-business-rules-for-dynamic-transfer-of-generation.ashx>.

[29] LOUTAN C, MENSAH-BONSU C, HOFFMAN K T. Pseudo-tie generator model implementation for California ISO operations and LMP markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1156-1163.

[30] 尚学伟, 李立新, 卓峻峰, 等. 特高压交流示范工程投运后华北电网 AGC 策略的改进[J]. 电网技术, 2010, 34(9): 31-34. SHANG Xuwei, LI Lixin, ZHUO Junfeng, et al. Improvement of strategies of AGC in North China Power Grid after UHVAC pilot project operation[J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 31-34.

[31] MIGUÉLEZ E J, CORTÉS I E, RODRÍGUEZ L R, et al. An overview of ancillary services in Spain[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78(3): 515-523.

[32] 张彦涛, 任景, 孙骁强, 等. 基于广义联络线网省协调的两阶段实时发电计划模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(6): 128-133. DOI:10.7500/AEPS20140606006. ZHANG Yantao, REN Jing, SUN Xiaoliang, et al. Two stage generation scheduling model based on coordination of regional and provincial power grid generalized tie-line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(6): 128-133. DOI: 10.7500/AEPS20140606006.

[33] MÜLLER N, IRISARRI G, MEDINA J, et al. NERC IDC: managing congestion in the North American eastern interconnection[C]// IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, March 15-18, 2009, Seattle, USA.

[34] Western Electricity Coordinating Council (WECC). 2013 unscheduled flow mitigation plan—combined documents[EB/OL]. [2016-02-02]. https://www.wecc.biz/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Reliability/2013%20USFMP%20Docs%20Combined.docx&action=default&DefaultItemOpen=1.

[35] LUO Cheng, JIANG Lin, WEN Jinyu, et al. Real-time market-to-market coordination in interregional congestion management[C]// IEEE PES General Meeting, July 26-30, 2015, Denver, USA.

[36] 杨永强, 巴宇, 吴玉琼, 等. 联络线功率控制性能评价标准的实施方式[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 100-106. DOI: 10.7500/AEPS20140609007. YANG Yongqiang, BA Yu, WU Yuqiong, et al. Implementation mode of tie-line power control performance assessment standard[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 100-106. DOI: 10.7500/AEPS20140609007.

[37] HIRTH L, ZIEGENHAGEN I. Balancing power and variable renewables: three links[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 50: 1035-1051.

[38] LIU Jinsong, LI Xiaolu, LIU Dong, et al. Study on data management of fundamental model in control center for smart grid operation[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2011, 2(4): 573-579.

谈超(1991—),男,通信作者,硕士,主要研究方向:电力系统分析与运行控制。E-mail: tanchao@sgepri.sgcc.com.cn

戴则梅(1973—),女,研究员级高级工程师,主要研究方向:电网调度自动化应用技术。

滕贤亮(1978—),男,研究员级高级工程师,主要研究方向:电网调度自动化、新能源运行控制。

(编辑 章黎)

(下转第 116 页 continued on page 116)

Technologies for Coordinated Control Among Multiple Control Areas Based on ACE Correction

Part One Driving Force, State of the Art and Development Proposals

TAN Chao^{1,2}, DAI Zemei^{1,2}, TENG Xianliang^{1,2}, GAO Zonghe^{1,2}

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;

2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, Nanjing 211106, China)

Abstract: Recently, with power systems operating in increasingly complicated environment and influenced by wide area phenomena, a strategy based on the existing coordinated control between multiple control areas has aroused considerable interest in achieving reserve sharing and helping ensure higher level of control areas cooperation. The concept and driving force of coordinated control and a scheme for coordinated control technologies applied in different countries are discussed. Then, the state of the art of coordinated control technology is analyzed in two aspects of system frequency control and tie-line power control. Based on a review of various methods, problems and further research areas are pointed out.

This work is supported by State Grid Corporation of China.

Key words: area control error (ACE); coordinated operation; reserve sharing; area cooperation