DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.02.007

特高压直流故障的快速精细化静态安全分析

楼伯良[1], 鲍颜红[2], 周华[3], 徐泰山[2], 任先成[2], 吴峰[2]

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院,浙江 杭州 310014; 2. 南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司,江苏 南京 211106;3. 国网浙江省电力有限公司,浙江 杭州 310014)

摘　要:特高压直流相关的单回或多回直流闭锁故障可能存在严重静态安全问题,需要进行在线分析计算。目前采用动态潮流方法难以快速准确模拟故障后安控装置动作,文中按照安控先动作、发电机一次调频随后动作的时序,通过估算最低频率采用准静态方法模拟安控装置动作,进而计及一次调频特性获得预想故障下节点有功注入变化;针对直流控保无功电压控制模拟结果不准确问题,在计算中考虑换流站交流母线节点类型的转换逻辑,避免节点类型转换振荡,同时分析了无功电压控制模拟对潮流收敛性的改进,并通过某实际电网的算例验证了方法的有效性。

关键词:静态安全分析;安控策略;一次调频特性;直流无功控制;节点类型转换

中图分类号:TM713　　**文献标志码:**A　　**文章编号:**2096-3203(2020)02-0043-08

0 引言

全球能源资源与负荷中心呈逆向分布是普遍特征,通过建设区域间的特高压输电通道构建大电网是实现大范围能源资源优化配置的必由之路[1—2]。由于受线路走廊和落点的限制,多个特高压直流输电通道因故障可能同时失去[3]。如能在预想故障发生前在线进行安全稳定分析,可以让调度运行人员及时掌握电网安全稳定状况并针对可能的隐患采取预防控制措施[4]。

与特高压直流相关需要进行在线静态安全分析的故障主要包括单回或多回直流闭锁故障。对于通过直流系统异步互联的交直流电网,直流闭锁故障在送端造成大量的功率过剩,而在受端造成功率缺额。为了避免系统频率异常升高或降低,通常通过安全稳定控制装置切除部分机组、负荷和紧急提升回降相关直流功率,上述安控系统除了有以检测到故障发生为启动判据的安控系统,还包括以厂站实测频率为启动判据的集中式低频控制系统(centralized low frequency control system,CUFCS)和高频控制系统(centralized high frequency control system,CHFCS),以及就地低频减载装置(low frequency load shedding,UFLS)[5]。目前,发电机开断模拟静态安全分析[6—7]或动态潮流方法[8—10]均可建立考虑频率特性的潮流模型,系统的功率缺额由机组和负荷的一次调节作用共同承担,避免平衡机组独立承担系统功率缺额的缺陷。文献[8—9]进一步计及了系统二次调频的作用,但上述文献中均未考虑安控装置的动作。如果采用表征功频变化的微分方程与潮流方程交替求解[11—12],可以计及与频率相关的安全自动装置动作情况,但计算量较大,难以满足在线静态安全分析计算速度的要求。

基于线性整流换流器的高压直流输电系统运行时需要消耗大量无功,换流站无功功率控制功能可对交直流系统的无功交换进行控制并对换流站谐波进行补偿[13—14]。交直流潮流计算中如未考虑无功功率控制功能的准确建模[15],会造成静态安全分析结果不准确及潮流计算不收敛。通常采用的定电压或定交换无功功率控制模式过于简化[16],需要在静态安全分析中考虑无功功率控制功能可能造成的节点类型转换。

文中针对上述问题,提出了可以模拟安控装置动作和换流站无功电压控制功能的特高压直流故障在线快速精细化静态安全分析方法,并通过某实际电网的算例验证了方法的有效性。

1 基本思想

实际上,准确模拟特高压直流故障后安控装置动作和换流站无功电压控制功能,需要采用时域仿真的方法,但计算速度难以满足在线计算的要求。文中提出的快速精细化静态安全分析方法,在交直流潮流计算迭代过程前,按照安控先动作、发电机一次调频随后动作的时序,通过估算等值系统最低频率,采用准静态方法模拟安控装置动作;在交直流潮流计算迭代过程中,建立直流无功功率控制功

收稿日期:2019-10-09;修回日期:2019-11-21

基金项目:国家电网有限公司科技项目“受端电网频率和电压动态稳定全过程辅助决策技术研究”(5211041700013)

能详细模型,计算中考虑换流站交流母线节点类型的转换逻辑并避免节点类型转换振荡。该静态安全分析方法计算速度和准确性可以满足在线计算的要求。

2 安控策略和一次调频特性模拟

根据电网当前直流系统运行状态和输送功率可以生成需要进行在线静态安全分析的直流闭锁预想故障集,包括单回或多回直流同时闭锁故障。直流闭锁故障会造成大量的功率过剩或功率缺额并可能引起安全稳定控制装置动作,导致各节点有功注入功率变化从而影响潮流分布。

大容量直流闭锁故障后电网的频率动态过程与电网的惯性时间常数、有功注入不平衡量、负荷静态频率特性和发电机一次调频特性紧密相关,需要计及负荷静态频率特性、发电机一次调频特性,结合各类安控的动作时序,采用准静态模拟方法估算预想故障下计及安控策略和发电机一次调频特性的节点有功注入变化。按照目前一次调频管理规定,故障后机组的一次调频从达到动作定值至达到机组最大负荷调整幅度的 90%一般需要 2~15 s,而实测频率为启动判据的安控装置一般在故障后频率迅速下降沿动作,包括 UFLS 基本轮在内的安控动作延时时间通常都在 2 s 以内,采用安控先动作、发电机一次调频随后动作的时序与实际相符,基本反映了预想故障后电网在 1 min 内的准稳态过程。

2.1 安控策略

直流闭锁故障静态安全分析中计及安控策略的方法如下:

首先,基于电网当前运行状态,根据以检测到故障发生为启动判据的安控系统的控制策略表,结合安控系统的当前运行状态、定值、压板状态和采集的电网实时信息,生成针对故障的紧急控制当值措施,然后,计算出各个同步交流电网当值措施实施后的有功不平衡功率。

当系统中出现不平衡功率时,将系统简化成单机供电系统,考虑负荷功率的静态频率特性和发电机组一次调节作用,系统功率-频率变化的运动方程可以近似表示如下:

$$\begin{cases} T_{\mathrm{j}} \dfrac{\mathrm{d}\Delta\omega}{\mathrm{d}t} = P_{\mathrm{G}} - P_{\mathrm{L}}(1 + K_{\mathrm{L}}\Delta\omega) \\ T_{\mathrm{G}} \dfrac{\mathrm{d}\Delta P_{\mathrm{G}}}{\mathrm{d}t} = -K_{\mathrm{G}}\Delta\omega - \Delta P_{\mathrm{G}} \end{cases} \tag{1}$$

式中:T_{j} 为等值发电机组的惯性时间常数;$\Delta\omega$ 为角频率变化量;P_{G} ,P_{L} 分别为单机供电系统中的发电机和负荷功率;K_{G} ,K_{L} 分别为系统内发电机和负荷的单位调节功率系数;T_{G} 为发电机调速器的等效时间常数。

针对各个同步交流电网,采用文献[17]中所述方法求解式(1),可以直接计算出各个同步电网频率动态过程中的最低频率 $f_{\mathrm{min}i}$ (详细公式推导见附录 A1)。

对于第 i 个频率下降类同步电网,若最低频率小于 CUFCS 的第 1 轮动作频率设定值,则从 CUFCS 排在前位的轮次开始,在式(1)中依次逐轮增加 CUFCS 措施并计算措施实施后该同步电网的最低频率,若一个轮次的最低频率小于紧随其后的下一轮次的动作频率设定值,则继续计算下一轮次对应的最低频率,直至不小于下一轮次的动作频率设定值或达到 CUFCS 最后 1 轮,由此可以得到 CUFCS 各轮次措施动作情况。

之后,若同步电网最低频率依然小于 UFLS 基本轮第 1 轮动作频率设定值,则从 UFLS 基本轮中排在前位的轮次开始,依次逐轮计算 UFLS 措施实施后电网的最低频率,得到 UFLS 各轮次措施动作情况。

对于频率上升类同步电网可以采用与上文类似的方法得到 CHFCS 各轮次措施动作情况。

式(1)中的等值发电机单位调节功率系数 K_{G} 和调速器等效时间常数 T_{G} ,通过综合系统中具有一次调频能力机组的调速器参数获得,难以避免误差存在。可以通过与时域仿真结果校验,进行参数修正以获得更加准确的结果。考虑到在线安全稳定分析计算的特点,一段时间(如 1 h)内系统发电开机和负荷水平变化不大,相应参数的变化也不大,可以间隔一段时间对相关故障进行时域仿真,通过求解以下优化函数获得下一时间间隔相关参数的修正系数(以频率下降类电网为例):

$$\min \sum_{j=1}^{J_{\mathrm{f}}} \left[\frac{f_{\mathrm{e}} - f'_{\mathrm{min},j}}{f_{\mathrm{e}}} (f_{\mathrm{min,et},j}(\alpha,\beta) - f'_{\mathrm{min},j})^2 \right] \tag{2}$$

式中:J_{f} 为预想故障集中的故障数;$f'_{\mathrm{min},j}$ 为时域仿真得到最低频率;$f_{\mathrm{min,et},j}(\alpha,\beta)$ 为根据式(1)估算的最低频率;f_{e} 为电网的额定频率;α 为 K_{G} 的修正系数;β 为 T_{G} 的修正系数。

2.2 一次调频特性

统计直流闭锁故障后计及安控动作措施的各个同步交流电网不平衡功率,该不平衡功率由具有调频特性的发电机组和负荷共同承担,采用迭代计算的方法计及发电机一次调频限值,步骤如下:

(1) 在各个同步交流电网没有因安控动作而退出运行的发电机组集合中统计具有可调空间的调频机组数目,若当前机组出力达到一次调频有功出力限值,则认为该机组没有可调空间。累加所有具有可调空间机组的单位调节功率系数作为该同步电网的发电机单位调节功率系数。累加所有安控未切除负荷的单位调节功率系数作为该同步电网的负荷单位调节功率系数。

(2) 确定第 i 个同步电网机组需承担的不平衡功率为式(3),负荷需承担的不平衡功率为式(4)。

$$\Delta P_{Gi} = \frac{K_{Gi}}{K_{Gi} + K_{Li}} \Delta P_i \tag{3}$$

$$\Delta P_{Li} = \frac{K_{Li}}{K_{Gi} + K_{Li}} \Delta P_i \tag{4}$$

式中:ΔP_i 为第 i 个同步电网不平衡功率;K_{Gi} 为发电机单位调节功率系数;K_{Li} 为负荷单位调节功率系数。

(3) 按照式(5)进行第 i 个同步电网各机组节点功率分摊计算。

$$\Delta P_{Gji} = \frac{\Delta P_{Gi} P_{ej}}{R_{cj} f_e} \Big/ K_{Gi} \tag{5}$$

式中:ΔP_{Gji} 为第 j 台机组需承担的不平衡功率;P_{ej} 为第 j 台机组的额定功率;R_{cj} 为第 j 台机组的调差系数。同理可进行各负荷节点功率分摊计算。

(4) 机组和负荷分摊结束后,根据调整后机组的出力判别是否大于一次调频上限或者小于一次调频下限。若没有机组出力越限,则不平衡功率分摊结束,否则将机组出力限制在一次调频上限或一次调频下限,统计需要进一步分摊的不平衡功率,返回步骤(1),直至所有参与调节的机组出力均不越限。

(5) 根据直流闭锁故障及安控动作措施、机组和负荷频率响应修正各直流功率和各节点注入有功功率,之后再进行交直流潮流迭代计算和各个同步交流电网支路电流和节点电压的静态安全分析。

3 换流站无功电压控制功能模拟

高压直流输电系统无功和谐波的控制主要通过交流滤波器、并联电容器以及并联电抗器等无功单元的投切实现,无功控制多个子功能按照预先设定的优先级和判据条件实现其特定的控制功能[13—14]。按照优先级 1 最高,优先级 5 最低的顺序,无功控制的子功能一般包括:

优先级 1:Abs Min Filter 绝对最小滤波器控制;

优先级 2:U-max 最高/最低电压限制;

优先级 3:Q-max 最大无功交换限制;

优先级 4:Min Filter 最小滤波器组控制;

优先级 5:Q-control/U-control 无功判据/交流电压判据的无功控制。

其中,只能选择 Q-control 和 U-control 两者中的一个对无功单元的投切进行在线控制。Q-control 控制换流站与交流系统的无功交换功率在允许的偏差值范围之内。U-control 控制换流站交流母线电压变化处于设定的电压参考值范围之内。

换流站无功电压控制功能模拟通过潮流计算中的换流站交流母线节点类型设置和转换实现,考虑了交直流潮流计算迭代过程中节点类型的转换逻辑以及避免节点类型转换振荡,本节还分析了考虑无功功率控制功能对潮流收敛性的改进。

3.1 节点类型设置和转换

联立计算交直流系统潮流[18—20]实现过于复杂,目前工程上常采用交流系统潮流方程组和直流系统的方程组分开求解的交替求解法。以换流站换流变压器初级绕组连接的交流母线为分界,求解直流系统方程组时各换流站的交流母线电压由交流系统潮流的计算结果提供;而在进行交流系统潮流方程组的计算时,将每个换流站处理成接在相应交流节点上的一个等效有功、无功负荷,其数值则取自直流系统潮流的计算结果。这样交替迭代计算,直至收敛。

基于直流系统当前运行状态可以获得换流站交流母线电压、换流站与交流系统交换的无功功率以及无功单元投入情况,在相关故障的静态安全分析中计及直流系统的无功控制功能,当采用 Q-control 无功控制时,计算交流系统潮流时将换流站交流母线节点类型设置为 PQ 节点,无功定值为当前换流站与交流系统交换的无功功率,采用 U-control 控制时设置为 PV 节点,电压定值为当前换流站交流母线节点电压。考虑电压和无功的上下限值,在潮流计算迭代过程中判断是否越限并进行节点类型转换。换流站交流母线节点类型和限值见表 1。

表 1 换流站交流母线节点类型和限值

Table 1 The converter AC bus node types and limits

控制类型	节点类型	定值	上限	下限
Q-control	PQ	当前无功交换功率	U-max	Min Filter, U-max
U-control	PV	当前交流母线电压	Q-max	Min Filter

由表 1 可见,当控制类型为 Q-control 时换流站

交流母线节点类型可视为电压上下限约束的 PQ 节点，U-control 控制时可视为无功上下限约束的 PV 节点，交流系统潮流迭代过程中节点类型转换方法可参见文献[21]。

当一次交流系统潮流迭代计算结束后，求解直流系统方程可得到直流系统消耗的无功，与交流系统计算获得的交流母线无功注入相加即可得到换流站无功单元的无功，判断其是否超过限值，包括 Min Filter 最小滤波器组控制和 Abs Min Filter 绝对最小滤波器控制的无功下限，以及最大无功单元决定的无功上限，如越限则更改换流站交流母线节点无功并置无功越限标志，如之前交流母线节点类型为 PV 节点还需转换节点为 PQ 节点，之后转入下一次交流系统潮流迭代计算。

如 2 次迭代中交流母线节点类型均为 PV 节点且电压未变化，则无需求解直流系统方程更新直流系统消耗的无功。在迭代接近收敛时考虑连续量归整，根据无功单元每组容量选择最接近计算无功的投切控制方式。在上述求解过程中，考虑到静态安全分析的时间范畴，在求解直流系统方程时均不考虑换流变压器的变比调整。

3.2 节点类型转换振荡

如系统中只有一回直流系统且运行点不在静态电压不稳定点附近，考虑直流系统无功控制各功能参数整定合理，潮流迭代过程中发生节点类型频繁转换的可能性并不大。如系统中存在电气距离较近的多回直流系统，则多回直流系统无功控制交互影响，可能导致潮流迭代过程中多回直流换流站交流母线发生节点类型频繁转换振荡。

交流系统潮流迭代后，基于潮流方程雅可比矩阵可以进行灵敏度分析，计算多回直流的多馈入影响因子 $\Delta u_j/\Delta u_i$，表示由于无功扰动 ΔQ_i，其他直流换流母线电压的下降率 Δu_j 与本回直流换流母线电压下降率 Δu_i 的比值。对于交互影响较大的多回直流同时发生节点类型转换，可以仅允许越限较大的一回直流进行节点类型转换，避免多回直流同时转换引起数值振荡。

3.3 收敛性改进

目前在线静态安全分析中未考虑无功功率控制功能的准确建模，通常将当前投入无功单元处理成恒阻抗无功负荷并在故障后保持不变，每一次潮流迭代求解直流方程后得到其消耗的无功，更新换流母线无功注入进行下一次交流系统潮流迭代。对于交流系统故障导致电压下降，通常的定功率控制直流系统为维持功率需要增大直流电流，导致换相角增大和消耗的无功增加，因此可以将直流系统消耗的无功看成具有反调节特性的无功负荷，可能造成潮流迭代收敛困难，尤其是故障后直流短路比较低和交流系统无功支撑不足时。

考虑直流系统的无功功率控制功能后，在无功单元投切未达到其上下限时，Q-control 控制在直流系统消耗的无功变化时依然可以将换流母线无功注入控制在允许的偏差值范围之内，U-control 控制换流母线电压在参考值范围之内，在提高计算准确性的同时也可以改善潮流迭代的收敛性。但当运行点在静态电压不稳定点附近时，会存在换流站交流母线类型转换振荡，导致潮流难以收敛，但如不考虑直流系统的无功功率控制功能，即使收敛，结果也难以满足准确性要求。

4 算例仿真验证

文中方法已在智能电网调度技术支持系统(D5000)DSA 应用中实现。

4.1 电网运行方式简介

采用 2016 年 8 月 15 日 12:00 断面时刻华东电网在线运行方式数据进行算例验证。在线运行方式下，华东电网通过 3 回特高压直流和 4 回高压直流与西南、华中、华北电网异步互联，受入功率共为 24 604.8 MW，华东负荷水平为 159 190.47 MW。其网架结构如图 1 所示。

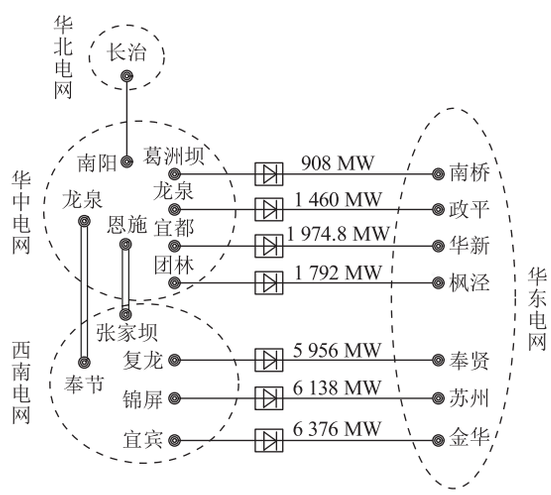

图 1 网架结构示意

Fig.1 Diagram of power grid schematic

4.2 计及 CUFCS 和一次调频的静态安全分析

以在线方式下复奉和宾金特高压直流系统同时双极闭锁故障为例，进行受端华东电网故障后的静态安全分析。

参与一次调频的机组有 358 台，机组调差系数位于 1%~8%之间，负荷的功频系数为 2.1%(频率

变化 1%引起的有功变化百分数),应对特高压直流闭锁故障的 CUFCS 控制措施有直流频率调制(功率紧急提升)、抽蓄机组低频切泵、低频切可中断负荷,设定直流低频功率提升动作定值为 49.80 Hz,低频切泵动作定值为 49.75 Hz,低频切可中断负荷定值为 49.70 Hz。

闭锁故障后华东电网损失 12 332.0 MW 受电功率,通过时域仿真,可知故障后约 7 s 系统达到最低频率 49.50 Hz,稳态频率为 49.84 Hz,详见图 2。故障后,按设定的直流调制、切泵和切负荷可控量,直流低频调制动作提升功率 1 179.2 MW,低频切泵切除天荒坪、桐柏、琅琊山、宜兴、响水、半岭等抽蓄机组共计 4 630.3 MW,切除可中断负荷 1 180.95 MW。

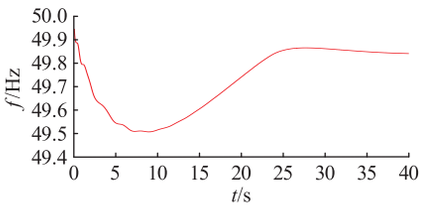

图 2 故障后时域仿真频率响应曲线

Fig.2 Frequency response after DC fault based on time-domain simulation

采用文中方法估算的暂态最低频率为 49.42 Hz(详细计算见附录 A2),故障后系统频率为 49.84 Hz,可见估算的最低频率和稳态频率与仿真基本一致。静态安全分析直流调制、切泵、切可中断负荷动作情况和动作后最低频率估算值也与仿真结果基本一致。

直流调制、切泵和切可中断负荷控制措施执行后,剩余不平衡功率为 5 341.55 MW,由一次调频机组和负荷进行分摊。计及 CUFCS 和一次调频后复奉直流和宾金直流双极闭锁故障的静态安全分析裕度为 42.33%,通过与时域仿真结果对比,文中静态安全分析给出的关键支路、母线及对应的故障后稳态电流、电压与时域仿真结果基本一致,支路电流差值在 1 A 以内,母线电压相差在 0.7 kV 以内。

与常规的静态安全分析方法比较,因其难以考虑以实测频率为启动判据的 CUFCS 控制措施,仅仅将直流闭锁故障后的不平衡功率在一次调频机组和负荷之间进行分摊,因此计算结果误差较大。采用时域仿真方法结果准确,但计算速度较慢,仿真时间 40 s 时一次计算耗时近 30 s,计算速度难以满足在线分析需求,而文中方法仅需 2.6 s。

4.3 计及直流系统无功控制的静态安全分析

基于 3.1 节在线方式,以宾金特高压直流单极闭锁故障华东网内损失 3 188.0 MW 功率和受端交流通道故障为例,在计及机组和负荷一次调频特性进行不平衡功率分摊的基础上,进一步说明静态安全分析中对特高压直流系统无功控制特性的模拟。

宾金直流受端采用 Q-control 控制,直流单极闭锁故障后需要满足绝对最小滤波器组数为 4 组,U-max 门槛值为 1.1 p.u.,Q-max 门槛值为 2 000 Mvar,Q-control 控制交换无功参考值为 150 Mvar,受端金华换流站配置 17 组滤波器,每组容量 280 Mvar。

4.3.1 直流单极闭锁故障静态安全分析

该方式下,宾金直流双极投入滤波器共 12 组,故障前直流系统对外交换无功为 79.87 Mvar。针对单极闭锁故障的时域仿真结果如图 3,图 4 所示,其中故障后换流站母线电压为 539.8 kV,直流系统对外交换无功为 1 738.0 Mvar,U-max 和 Q-max 控制均不会动作,但交换无功超过 Q-control 控制交换无功门槛值,切除 5 组滤波器,随着母线电压下降,对外交换无功降为 134.15 Mvar,满足 Q-control 控制交换无功控制要求,换流站母线稳态电压为 515.55 kV。

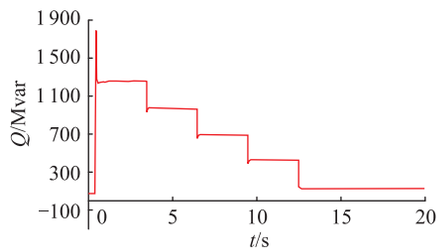

图 3 故障后时域仿真交换无功响应曲线

Fig.3 Reactive power exchange between EHVDC and AC network after DC fault based on time-domain simulation

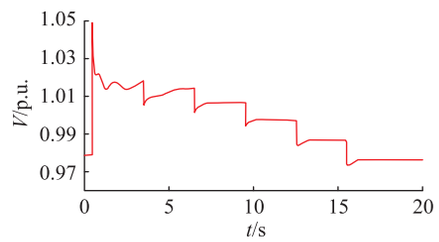

图 4 故障后时域仿真电压响应曲线

Fig.4 Voltage response after DC fault based on time-domain simulation

静态安全分析中单极闭锁故障后交直流系统交换无功达到 1 740.2 Mvar,切除 5 组滤波器后系统交换无功为 136.20 Mvar,换流站母线稳态电压为 515.23 kV。可见,静态安全分析模拟的滤波器组切除容量、无功交换容量及稳态电压值与时域仿真基本一致。

如采用恒定交换无功的处理方法,将直流系统对外交换无功固定为 79.87 Mvar,则故障后换流母

线电压为 514.97 kV,相比而言误差较大。

4.3.2 特高压直流受端近区交流通道故障

以宾金特高压直流受端 500 kV 金华—双龙线路 N-4 开断故障为例,若不计特高压直流系统的无功控制,将当前投入无功处理成恒阻抗无功负荷,则故障后直流系统对外交换无功为-439.0 Mvar,即从系统吸收 439.0 Mvar 的容性无功,500 kV 金华换流站母线电压为 500.6 kV,潮流计算迭代次数为 29 次,若计及特高压直流系统的无功控制,金华站投入 2 组容量为 280 Mvar 的滤波器后,故障后直流系统对外无功交换为 81.5 Mvar,500 kV 金华换流站母线电压为 515.5 kV,潮流计算迭代次数为 14 次。

可见,针对特高压直流受端重要交流通道故障,考虑直流控保系统的实际无功控制,增加投入滤波器组,可以使得直流系统与交流系统交换无功在设定门槛值以内,提高了直流近区交流系统的电压水平,减少了潮流计算的迭代次数。

5 结语

特高压直流故障可能造成大量功率缺额或过剩,交直流系统无功交换功率和交流母线电压变化明显,需要计及安控策略、一次调频和直流无功控制特性进行分析。文中提出了特高压直流故障快速精细化静态安全分析方法,提升了故障后有功、无功动态响应的模拟准确度。目前,新建的特高压直流工程中更多采用了分层接入技术,新能源机组也逐渐参与系统调频,后续的研究工作中需要计及上述因素进一步提高静态安全分析结果的准确性。

参考文献:

[1] 刘振亚. 中国特高压交流输电技术创新[J]. 电网技术,2013,37(3):567-574.
LIU Zhenya. Innovation of UHVAC transmission technology in China[J]. Power System Technology,2013,37(3):567-574.

[2] 刘振亚,张启平,董存,等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2513-2522.
LIU Zhenya,ZHANG Qiping,DONG Cun,et al. Efficient and security transmission of wind,photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2513-2522.

[3] 王建明,孙华东,张健,等. 锦屏—苏南特高压直流投运后电网的稳定特性及协调控制策略[J]. 电网技术,2012,36(12):66-70.
WANG Jianming,SUN Huadong,ZHANG Jian,et al. Stability-characteristics and coordinated control strategy of interconnected grid integrated with UHVDC transmission line from Jinping to Sunan[J]. Power System Technology,2012,36(12):66-70.

[4] 徐泰山,许剑冰,鲍颜红,等. 互联电网预防控制和紧急控制在线预决策系统[J]. 电力系统自动化,2006,30(7):1-4.
XU Taishan,XU Jianbing,BAO Yanhong,et al. On-line pre-decision based preventive and emergency control system for interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power System,2006,7(30):1-4.

[5] 李德胜,罗剑波. 特高压直流配套安全稳定控制系统的典型设计[J]. 电力系统自动化,2016,40(14):151-157.
LI Desheng,LUO Jianbo. Typical design of security and stability control system for UHVDC transmission[J]. Automation of Electric Power System,2016,40(14):151-157.

[6] 诸俊伟. 电力系统分析[M]. 北京:中国电力出版社,1995.
ZHU Junwei. Power system analysis[M]. Beijing:China Electric Power Press,1995.

[7] 张伯明,陈寿孙,严正. 高等电力网络分析[M]. 北京:清华大学出版社,2008.
ZHANG Boming,CHEN Shousun,YAN Zheng. Advanced power network analysis[M]. Beijing:Tsinghua University Press,2008.

[8] 朱星阳,刘文霞,张建华,等. 计及系统调频作用的随机潮流模型与算法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):168-178.
ZHU Xingyang,LIU Wenxia,ZHANG Jianhua,et al. Probabilisticload flow method considering function of frequency modulation[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(1):168-178.

[9] 颜伟,毛艳丽,王聪,等. 考虑频率特性和断面传输有功功率约束的潮流模型[J]. 电网技术,2015,39(1):236-241.
YAN Wei,MAO Yanli,WANG Cong,et al. A power flow model considering frequency characteristic and constraint of active power transmitted via tie line[J]. Power System Technology,2015,39(1):236-241.

[10] 谭玉东,李欣然,蔡晔,等. 基于动态潮流的电网连锁故障模型及关键线路识别[J]. 中国电机工程学报,2015,35(3):615-622.
TAN Yudong,LI Xinran,CAI Ye,et al. Modeling cascading failures in power grid based on dynamic power flow and vulnerable line identification[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(3):615-622.

[11] 袁启海,薛巍,王心丰,等. 调度员培训仿真系统中动态潮流的改进及完善[J]. 电力系统自动化,1999,23(23):20-22,49.
YUAN Qihai,XUE Wei,WANG Xinfeng,et al. The improvement of dynamic power flow calculation in dispatcher training simulator (DTS) system[J]. Automation of Electric Power System,1999,23(23):20-22,49.

[12] 李娟,高中文,纪延超. 短时间步长动态潮流算法的研究[J]. 电机与控制学报,2003,7(2):174-176.
LI Juan,GAO Zhongwen,JI Yanchao. Investigation on dynamic load flow of short time step [J]. Electric Machines and Control,2003,7(2):174-176.

[13] 张望,郝俊芳,曹森,等. 直流输电换流站无功功率控制功能设计[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(14):72-76.
ZHANG Wang,HAO Junfang,CAO Sen,et al. Design of reactive power control for HVDC converter station[J]. Power System Protection and Control,2009,37(14):72-76.

[14] 张志朝,汪洋,周翔胜,等. 云广±800 kV 直流系统滤波器组

投切控制策略优化[J]. 南方电网技术,2010,4(4):40-43.
ZHANG Zhichao,WANG Yang,ZHOU Xiangsheng,et al. Optimization of switching control for AC filter groups in Yunnan-Guangdong ±800 kV DC system[J]. Southern Power System Technology,2010,4(4):40-43.

[15] 许德操,韩民晓,丁辉,等. 基于 PSASP 的直流系统用户自定义建模[J]. 电力系统自动化,2007,31(6):71-76.
XU Decao,HAN Minxiao,DIN Hui,et al. Modeling of HVDC-based on the user-defined model of PSASP[J]. Automation of Electric Power System,2007,31(6):71-76.

[16] 覃智君,侯云鹤,吴复立. 大规模交直流系统潮流计算的实用化模型[J]. 中国电机工程学报,2011,31(10):95-101.
QIN Zhijun,HOU Yunhe,WU Fuli. Practical model for large-scale AC-DC system power flow calculation[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(10):95-101.

[17] 电力系统自动低频减负荷技术规定:DL/T 428—2010[S]. 2010.
Technical regulations for automatic low-frequency load shedding of power systems:DL/T 428—2010[S]. 2010.

[18] 王云鹏,韩学山,孙东磊,等. 基于交直流关联最小雅可比矩阵结构的潮流算法[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):1-6.
WANG Yunpeng,HAN Xueshan,SUN Donglei,et al. A power flow algorithm based on minimum Jacobian matrix for AC/DC hybrid systems[J]. Automation of Electric Power System,2015,39(7):1-6.

[19] 任明辉,霍超,李武龙,等. 含多端 VSC-HVDC 的交直流混合网络潮流计算方法研究[J]. 智慧电力,2019,47(4):59-65.
REN Minghui,HUO Chao,LI Wulong,et al. Power flow calculation method of AC/DC hybrid network with multi-terminal VSC-HVDC[J]. Smart Power,2019,47(4):59-65.

[20] 徐经民,徐在德,童超. 基于模糊下垂控制的 VSC-HVDC 交直流系统潮流计算方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(20):50-57.
XU Jingmin,XU Zaide,TONG Chao. Power flow algorithm for VSC-HVDC AC/DC system based on fuzzy drop control[J]. Power System Protection and Control,2019,47(20):50-57.

[21] 赵晋泉,江晓东,张伯明. 潮流计算中 PV-PQ 节点转换逻辑的研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(1):54-59.
ZHAO Jinquan,JIANG Xiaodong,ZHANG Boming. Study on PV-PQ bus type switching logic in power flow computation[J]. Proceedings of the CSEE,2005,25(1):54-59.

作者简介:

楼伯良

楼伯良(1965),男,学士,高级工程师,从事电力系统稳定分析工作;

鲍颜红(1971),男,博士,研究员级高级工程师,从事电力系统稳定分析与控制工作(E-mail: baoyanhong@sgepri.sgcc.com.cn);

周华(1963),男,学士,教授级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与调度运行控制工作。

附 录

A1 公式推导

当系统中出现不平衡功率时,考虑机组调速器作用的系统平均频率变化为简单估算,将运行机组的综合调速特性用一阶函数表示时,$\Delta\omega/\Delta P_e$ 的传递函数框图如图 A1 所示。从而求得:

$$\begin{cases}\dfrac{\Delta\omega(p)}{\Delta P_e(p)} = \dfrac{1+TP}{MTP^2+(D_T T+M)P+\left(D_T+\dfrac{1}{R}\right)} \\ D_T = P_m/\omega + (K_L-1)P_L/\omega\end{cases} \tag{A1}$$

式中:P 为运算子符号;M 为系统的惯性时间常数;R 为调速器调差系数;T 为调速器时间常数;D_T 为总阻尼系数;P_m 为发电机组输出的电功率;P_L 为负荷功率;K_L 为负荷频率因子。如故障后系统损失功率的标么值(以运行机组容量为基准)为 K,则:

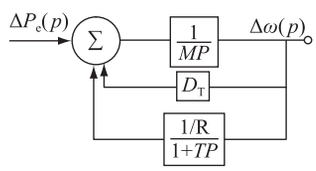

图 A1 考虑调速器作用的 $\Delta\omega/\Delta P_e$ 传递函数框图

Fig.A1 Transfer function block diagram of $\Delta\omega/\Delta P_e$ considering governor

$$\Delta P_e(p) = K/P \tag{A2}$$

$$\Delta\omega(p) = \frac{K(1+TP)}{P[MTP^2+(D_T T+M)P+(D_T+1/R)]} = \frac{K}{D_T+\dfrac{1}{R}}\times\left\{\frac{1}{P}+\frac{-p+\left(\dfrac{1}{MR}-\dfrac{1}{T}\right)}{\left(p+\dfrac{D_T T+M}{2MT}\right)^2+\left[\dfrac{D_T T+\dfrac{1}{R}}{MT}-\dfrac{1}{4}\left(\dfrac{D_T}{M}+\dfrac{1}{T}\right)^2\right]}\right\} \tag{A3}$$

令:

$$\begin{cases}a = \dfrac{D_T T+M}{2MT} \\ b = \sqrt{\dfrac{D_T T+\dfrac{1}{R}}{MT}-\dfrac{1}{4}\left(\dfrac{D_T}{M}+\dfrac{1}{T}\right)^2} \\ c = \dfrac{1}{MR}-\dfrac{1}{T}\end{cases} \tag{A4}$$

由式(A3)可求得标幺值 $\Delta\omega(p)$ 为:

$$\Delta\omega(t) = \frac{K}{D_T+\dfrac{1}{R}}\left[1-\left(\cos bt-\frac{(a+c)}{b}\sin bt\right)e^{-at}\right] \tag{A5}$$

从而,$\Delta f(t)$ 的绝对值为:

$$\Delta f(t) = \frac{50K}{D_T + \frac{1}{R}}\left\{1 - \sqrt{1 + \left(\frac{a+c}{b}\right)^2 \cos\left[bt + \tan^{-1}\frac{(a+c)}{b}\right]e^{-at}}\right\} \tag{A6}$$

对式(A6)的 $\Delta f(t)$ 求极值,可知使 $\Delta f(t)$ 取最小值 $\Delta f(t)_{\min}$ 的 $t_{\min}$ 应满足:

$$\tan\left[bt + \tan^{-1}\frac{(a+c)}{b}\right] = -\frac{a}{b} \tag{A7}$$

由式(A7)可解得 $t_{\min}$,进而由式(A6)求解得 $\Delta f_{\min}$。

A2 求系统暂态最低频率

3.2 节中故障后系统损失功率为 7.75%,系统的 $M=15$, $K_L=2.1$,求得 $D_T=2.015$,系统等价机组的综合调速参数为 $1/R=7.6$, $T=2.9$。以上各值代入式(A4),可得 a=0.239 6, b=0.501 6, c=0.161 8,得:

$$\Delta f(t) = 0.403[1 - (\cos 0.501\,6t - 0.800\,2\sin 0.501\,6t)e^{-t/4.174}] \tag{A8}$$

由式(A7),可求得 $t_{\min}=4.03$ s,相应的 $\Delta f_{\min}=0.58$ Hz。

Fast and refined static security analysis of UHVDC fault

LOU Boliang[1], BAO Yanhong[2], ZHOU Hua[3], XU Taishan[2], REN Xiancheng[2], WU Feng[2]

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Hangzhou 310014, China ;
2. NARI Group (State Grid Electric Power Research Institute) Co., Ltd., Nanjing 211106, China;
3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310014, China)

Abstract: There may be serious static security problem after UHVDC related single or multiple DC locking faults, on-line analysis is necessary. At present, on-line simulation computational speed of the security & stability control is difficult to meet analysis requirements and the results of DC reactive power control strategies are not accurate. An On-line static security analysis method of UHVDC faults is proposed, considering the security & stability control strategies and primary frequency regulation characteristics. A quasi-static simulation method is used to estimate the change of active injection of each node under the faults, according to time sequence of security & stability control first action and primary frequency regulation second action. In the simulation, the DC reactive power control function model is established by the bus type conversion of the converter station, thus the accuracy and convergence of the calculation is improved. The effectiveness of proposed method is verified by actual cases.

Keywords: static security analysis; security & stability control strategy; primary frequency regulation characteristics; DC reactive power control; bus type conversion

(编辑 方晶)