

异步联网送端系统紧急切机控制方法

陈 懿,刘涤尘,吴 军,陈 炜,王琪鑫,徐雨田,殷巧玲
(武汉大学 电气工程学院,湖北 武汉 430072)

摘要:在异步联网运行方式下,送、受端系统间相互支援能力弱,因直流紧急降功率所导致的送端系统频率稳定问题不容忽视。在分析系统频率特性的基础上,提出了具有预测性的送端系统紧急切机控制方法。该方法将依据 B 样条拟合曲面预测得到的系统暂态频率最大偏差作为紧急控制启动判据,实现在系统功率出现不平衡的前期就能准确启动切机控制,避免系统进入紧急状态;根据功率平衡控制原理和预测所得的暂态频率最大偏差求出紧急控制所需切机量,并依据电气距离确定机组切除顺序。以实际暂态频率最大偏差、频率到达稳态时间以及直流频率限制控制器(FLC)恢复至额定状态的时间为指标,与系统采用高频切机控制进行对比。通过算例验证了所提方法的有效性。

关键词:异步联网;直流调制;暂态频率最大偏差;紧急切机控制

中图分类号:TM 712;TM 761

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.08.019

0 引言

随着我国特高压交直流工程的不断建设以及全国电网互联工程的不断推进,跨区域交直混联断面上的“强直弱交”特征越发显著,当直流通道发生故障时会导致大量功率转移至交流通道,引发功角失稳、功率振荡等问题^[1],异步联网方式是解决该问题的有效方法之一。但异步联网运行方式会降低送、受端系统间的同步功率支援能力,削弱系统在有功功率发生波动时的频率稳定支撑能力,使得频率稳定成为了影响异步互联电网安全的主要问题^[2-3]。相较于受端系统,送端系统的频率问题更为严重。当送端系统正常运行时,若直流紧急降功率,则会导致送端系统的有功功率过剩,频率升高越限。为了维持送端系统的安全稳定,送端系统需采取相应的功率控制措施。

传统的高频切机等属于被动控制措施,存在响应时间长、易过切或欠切等不足;而紧急切机控制措施具有主动性和快速性的优点^[4-5],可以在系统频率达到临界值前进行控制。文献[6-7]表明切机效果最佳的时刻为频率减慢上升阶段,即故障发生的 5~10 个周期,此时切机能增加系统的稳定裕度,避免故障范围扩大。现有紧急切机控制的启动判据一般为单一量,如文献[7-8]通过设定功率扰动阈值来启动紧急负荷控制策略,这种单一指标判据会导致切机控制无法应对系统复杂多变的故障情况。文献[9]在文献[7-8]的基础上进行改进,采用模糊分析方法将紧急控制的效果量化为风险,与传统控制方法的风险进行比较,判断是否启动紧急功率控制,虽

然该方法的通用性得到增加,但是紧急控制依旧是基于“离线仿真、在线匹配”的对策表方式展开,需要进行大量的仿真实验,工作量大。对于紧急切机总量的计算而言,现有的研究大多通过各种优化算法来展开研究,如文献[10]的微步离散法、文献[11]的混合面积法等,虽然通过这些方法能求出特定场景下的最优切机量,但都是基于离线仿真结果,对系统机组和负荷的实时频率调节作用考虑不足,存在过切问题。且现阶段涉及纯直流异步联网系统的紧急控制的研究不多,因此展开此方面研究存在较高的价值。

基于现有研究的不足,本文在分析系统频率特性的基础上提出了具有预测性质的异步联网送端系统紧急切机控制方法,该方法所需历史数据少,能灵活应对多种场景。紧急切机控制的启动判据为系统暂态频率最大偏差预测值,其值是根据监测的降功率量和临界时间以及 B 样条拟合曲面预测得到。由于该判据在直流功率突降的前期即可确定,能及时触发切机动作,保证系统的频率稳定。紧急切机总量可根据功率平衡原理和预测得到的暂态频率最大偏差求得,机组切除顺序则按可切机组与降功率直流换流站间的电气距离来确定。最后通过算例验证了本文所提方法的有效性。

1 系统频率分析

1.1 频率动态变化过程分析

电力系统频率是衡量电能质量的重要指标^[12]。负荷波动、发电机故障和直流紧急降功率等问题都会导致系统功率失衡,从而引发系统频率波动。以直流降功率扰动为例,对送端电网频率动态响应过程进行分析。当系统正常运行时,直流突降功率则会导致送端电网瞬时出现大容量功率过剩,系统频率快速上升,从而引发发电机的惯性响应,一次调频

收稿日期:2017-07-04;修回日期:2018-06-12

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0904800)

Projected supported by the National Key Research and Development Program of China(2018YFB0904800)

和二次调频动作,负荷依据频率特性进行调节,系统采取包括紧急切机、高频切机、直流紧急调制、直流频率限制控制器 FLC(Frequency Limit Controller)在内的一种或多种安全稳定控制措施。如果这些动作有效,则系统频率在出现暂态频率最大偏差后回降至准稳态,频率动态变化过程如图 1 所示;如果这些动作无效,则会导致频率不断上升,产生崩溃现象。暂态频率最大偏差 Δf_{\max} 和频率恢复至准稳态所需的时间 Δt_{sta} 是衡量基于频率所采用的功率控制措施有效性的重要指标。其中 Δf_{\max} 更值得关注,一方面其时间尺度短,需要系统快速进行相关控制;另一方面其危害大,一旦超过阈值会导致大量发电机组触发高频或低频保护动作,进一步加大系统的功率不平衡,造成频率崩溃等严重后果。若能在故障发生前期就能预测扰动的严重程度,及时采取有效措施限制系统的暂态频率最大偏差,避免系统进入紧急状态,这对系统的稳定运行有着重要的意义。

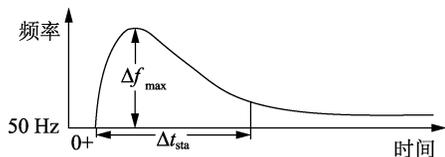


图 1 频率动态变化过程

Fig.1 Dynamic change process of frequency

1.2 基于频率变化的功率调整控制方法

根据频率动作的直流 FLC 和高频切机控制是传统解决频率波动问题的有效方法。直流 FLC 是一种依据交流系统频率偏差,对直流线路输送功率参考值进行调整的直流控制手段,可迅速平衡系统功率,限制频率偏差。当互联系统出现功率不平衡现象,而各项控制措施都无法使系统频率恢复至合理范围内时,直流线路会因其 FLC 功能一直保持在过载运行状态,这种状态会影响直流器件的寿命,减少系统事故备用,使系统无法有效地应对连锁故障,威胁系统的安全稳定。因此直流 FLC 恢复到额定状态也是辅助评价交流系统所采用的功率控制措施有效性的一项指标。

高频切机的工作原理是:当系统频率达到某阈值时,切除离线整定的机组,减少功率不平衡量,通常采用逐次逼近、多轮动作的方法。高频切机虽然能够减小暂态频率最大偏差,减少直流 FLC 的动作量,但由于高频切机动作频率阈值设定较高,动作时系统已处于紧急状态,频率的稳定性已经受到破坏。而且其按级切机的方法时常会导致欠切和过切问题,不能实时匹配故障,总体控制效果差。

本文所提出的具有预测性质的紧急切机控制措施,则能在故障发生初期预测系统的暂态频率最大偏差,判定是否需要启动控制措施,并在线计算切机总量,实时整定切机方案,在合理的时间内切除合适

的机组,减少系统的不平衡功率,将暂态频率最大偏差控制在合理范围内,使频率快速恢复至稳定状态、直流线路恢复到额定运行状态、系统损失达到最小,且可以有效地预防连锁故障。

2 暂态频率最大偏差预测

2.1 暂态频率最大偏差分析

国家标准 GB/T 15945—1995 规定^[13]:当系统容量超过 3 000 MW 时,电力系统允许的频率偏差为 ± 0.2 Hz;否则可放宽至 ± 0.5 Hz。系统的功率不平衡量、系统的频率支撑能力、系统的初始状态等因素均会影响暂态频率最大偏差,因此需要从多角度进行分析预测,本文考虑前 2 个因素。系统受到的扰动不平衡功率越大,则暂态频率最大偏差越大,本文中不平衡功率扰动大小由直流降功率量决定。不同直流降相同功率下,位于频率支撑能力越差节点的直流线路发生降功率时,系统暂态频率偏差越大,即到达某一特定频率的时间越短。由于时间便于测量,因此本文用到达某一特定频率的时间来表征各节点的频率支撑能力。大量试验结果表明,当系统暂态频率最大偏差超过 0.2 Hz 时,频率偏差将在 1 s 内到达 0.1 Hz,处于频率减缓变化阶段^[6],此时满足紧急功率控制启动的时间限制,且能达到最佳控制效果,因此将频率偏差首次到达 0.1 Hz 的时长定义为紧急切机启动的临界时间。

由上述分析可知,直流降功率量可以有效地反映扰动的严重程度,而临界时间则能有效地反映发生扰动的直流线路附近机组和负荷的频率支撑能力,因此本文在重点考虑直流降功率量 ΔP 、临界时间 $\Delta t_{0.1}$ 与暂态频率最大偏差 Δf_{\max} 三者关系的基础上进行预测分析,即根据三者的历史数据进行三维曲面拟合,使系统最大频率偏差在每一种扰动情况下均对应曲面上的一个矢量点,从而可根据实时获得的 ΔP 、 $\Delta t_{0.1}$ 有效地得到暂态频率最大偏差预测值 Δf_{\max}^p 。并将预测所得暂态频率最大偏差值与系统频率偏差临界值进行对比,若预测值超过临界值,则启动异步联网送端系统紧急功率控制;否则不启动。

2.2 B 样条曲面拟合预测方法

在众多曲面拟合方法中,分段插值是最为常用的方法之一,其原理是将区间进行划分,每段采用最为适应的基函数进行拟合,保证了各段的准确性。而在高阶分段插值中 B 样条插值的计算效率和准确度较高,所得曲面光滑、连续性好,被广泛应用在曲面拟合中。

三维空间 B 样条曲面可由式(1)表示^[14]。

$$S(u, v) = \sum_{i=0}^a \sum_{j=0}^b d_{i,j} N_{i,k}(u) N_{j,l}(v) \quad (1)$$

$$u_k \leq u \leq u_{a+1}, v_l \leq v \leq v_{b+1}$$

其中, $d_{i,j}$ ($i=0,1,\dots,a; j=0,1,\dots,b$) 为三维曲面的控制顶点, 共有 $(a+1)\times(b+1)$ 个, 将相邻的 $d_{i,j}$ 逐次连接则构成曲面控制网格; $N_{i,k}(u)$ 和 $N_{j,l}(v)$ 分别为参数 u 的 k 次和参数 v 的 l 次 B 样条基函数, 根据德布尔-考克斯 (de Boor-Cox) [15] 递推公式得到。

本文所研究的是利用少量已知数据预测未知参数的问题, 即根据直流降功率量 ΔP 、临界时间 $\Delta t_{0.1}$ 和暂态频率最大偏差 Δf_{\max} 的历史数据寻找三者之间的关系, 并能根据前 2 个量准确预测第 3 个量。此问题可以转化为 B 样条曲面插值反算问题, 可以阐述为: 根据给定的散乱数据点阵 $p_{i,j}$, 求出其控制顶点 $d_{i,j}$ 后, 即可得到 $k\times l$ 次张量积 B 样条插值曲面, 在该拟合曲面上, 任意直流紧急降任意功率的情况均对应曲面上的一个矢量点。其中 $p_{i,j}$ 由 ΔP 、 $\Delta t_{0.1}$ 、 Δf_{\max} 确定, 具体求解方法的步骤可参考文献 [15-16]。

3 基于功率平衡原理的紧急切机策略

3.1 切除总量计算

在系统发生扰动后, 当系统本身的频率调节作用有限, 系统频率未被调节至合理范围内时, 需启动紧急功率控制措施, 切除一定量的负荷或机组。基于功率平衡原理 [17], 紧急控制需要切除的量等于系统功率不平衡量减去系统在限定频率偏差范围内机组和负荷的功率调节量, 如式 (2) 所示。

$$P_c = \Delta P - \Delta P_1 \quad (2)$$

其中, ΔP 为系统功率不平衡量; ΔP_1 为系统在限定频率偏差范围内的功率调节量, 其值可由式 (3) 表示。

$$\Delta P_1 = \Delta f_{\lim} K \quad (3)$$

其中, Δf_{\lim} 为系统允许的频率偏差, 本文中为 0.2 Hz; K 为暂态频率特性系数, 表征的是系统由机组和负荷作用而产生的调节频率的能力, 等于电力系统发生的功率扰动量与其所发生的暂态频率最大偏差之比, 如式 (4) 所示。

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f_{\max}} \quad (4)$$

其中, Δf_{\max} 为暂态频率最大偏差, 在本文中可以通过预测方法在直流功率突降发生初始阶段提前求得。

结合式 (2) — (4), 切除总量可由式 (5) 获得。

$$P_c = \Delta P - \Delta f_{\lim} \frac{\Delta P}{\Delta f_{\max}} = \left(1 - \frac{\Delta f_{\lim}}{\Delta f_{\max}}\right) \Delta P \quad (5)$$

3.2 切除方案

当切除总量相同时, 切除不同位置的机组, 产生的控制效果亦会有所差异。经验证发现, 电气距离是影响紧急功率控制效果的重要因素 [18-19]。在机组控制中, 对比火电和水电机组, 一般水电机组较易恢复, 因此一般优先考虑切除水电机组 [20]; 而在含有

大量风电的系统中, 风力发电存在随机性且风电机组不参与系统调频, 因此优先切除风电机组的效果更佳 [21]。本文按照电源与降功率直流换流站间的电气距离对电源节点进行优先度排序, 在相同电气距离或者电气距离较为接近的情况下, 优先切除新能源机组和水电机组, 在节点内按整台数切除。此外, 选择某个主调频电厂作为比例可控机组, 作为整切机组的补充措施。切除总量可按式 (6) 计算。

$$P_G = \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=1}^{N_i} C_{i,j} + \sum_{j=1}^{N_m} C_{m,j} + \alpha P_f \quad (6)$$

其中, m 为实际切除机组涉及的节点数, $0 < m \leq M$, M 为系统内所有可切节点总数; $C_{i,j}$ 为节点 i 的第 j 台机组的出力水平; N_i 为节点 i 的可切机组的总数; $C_{m,j}$ 为节点 m 的第 j 台机组的出力水平; N_m 为节点 m 的实际切除机组数; α 为调频机组的控制比例系数, 一般 $0 < \alpha \leq 50\%$; P_f 为调频机组的满载出力。

3.3 紧急切机策略

本文所采用的紧急切机策略方法流程图如图 2 所示。所提方法通过少量的历史数据准确地预测最大功率偏差, 提前采取控制策略, 能避免频率偏差超限。

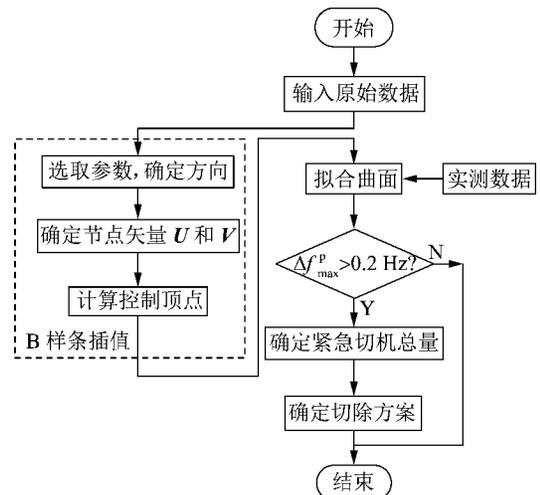


图 2 紧急切机策略流程

Fig.2 Flowchart of emergency generator tripping control strategy

图 2 中, 历史数据为直流降功率量 ΔP 、临界时间 $\Delta t_{0.1}$ 与暂态频率最大偏差 Δf_{\max} 三者数据; 实测数据为直流线路降功率前、后的输送功率以及频率偏差首次达到 0.1 Hz 的时长, 可依此计算得到直流降功率量以及临界时间; Δf_{\max}^p 为暂态频率最大偏差预测值。

4 算例

4.1 异步联网系统概况

本文采用的异步联网模型示意图如图 3 所示, 其中送端电网装机容量为 83 639 MW, 丰大方式下负荷为 18 200 MW, 采用 50% 感应电动机 + 50% 恒阻

抗的负荷模型,与受端电网仅通过 7 条直流线路连接,直流总输电容量为 24 000 MW(其中 CS 直流 5 000 MW, PX 直流 5 000 MW, YF 直流 2 400 MW, NC 双回直流 6 400 MW, JZ 直流 3 200 MW, LX 直流 2 000 MW)。

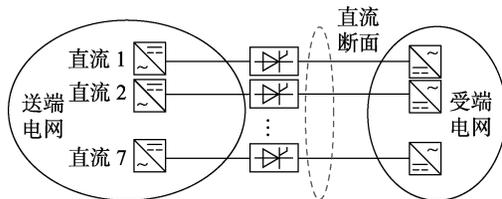


图 3 送端电网与受端电网异步联网示意图

Fig.3 Schematic diagram of asynchronously interconnected sending-end network and receiving-end network

4.2 历史数据获取

本文所提方法能够准确地预测各直流降功率情况下的暂态频率最大偏差,且能准确地启动紧急切机措施,维持系统的稳定,为了验证本文所提方法的有效性,设置了如下算例。首先对运行在丰大方式下的 BPA 等值模型进行仿真,获得拟合需要的原始数据。BF 500 kV 位于送端电网的中心区域,是送端电网的枢纽变电站,该节点的频率特性具有代表性,因此选择观测该点的频率偏差。对 CS 直流、PX 直流以及 YF 直流设置紧急降 800~2 400 MW 功率扰动,得到送端电网的频率特性曲线。根据各种情况下的送端电网频率特性曲线,可以得到直流降功率量 ΔP 、临界时间 $\Delta t_{0.1}$ 、暂态频率最大偏差 Δf_{\max} ,如表 1 所示,采用这些数据进行曲面拟合。

表 1 不同直流降功率下数据统计

Table 1 Data statistics under different HVDC power reductions

| 直流 | 紧急降功率量/MW | 临界时间/s | 暂态频率最大偏差/Hz |
|----|-----------|--------|-------------|
| CS | 800 | 1.32 | 0.192 |
| | 1 200 | 0.91 | 0.246 |
| | 1 600 | 0.70 | 0.301 |
| | 2 000 | 0.58 | 0.364 |
| | 2 400 | 0.49 | 0.460 |
| PX | 800 | 1.26 | 0.199 |
| | 1 200 | 0.77 | 0.255 |
| | 1 600 | 0.58 | 0.317 |
| YF | 2 000 | 0.48 | 0.391 |
| | 2 400 | 0.37 | 0.496 |
| | 800 | 1.48 | 0.182 |
| | 1 200 | 1.01 | 0.234 |
| YF | 1 600 | 0.76 | 0.285 |
| | 2 000 | 0.61 | 0.342 |
| | 2 400 | 0.50 | 0.419 |

从表 1 可以得出以下结论:当同一直流降功率量增加时,系统暂态频率最大偏差增大;当不同直流降相同功率时,临界时间不同,系统暂态频率最大偏差也不同,这与该直流附近的频率支撑能力相关, YF 直流附近的频率支撑能力最差, CS 直流附近的

频率支撑能力最佳。

4.3 曲面拟合

利用 MATLAB 2014b 软件对表 1 中的数据采用 B 样条插值方法进行曲面拟合,得到曲面如图 4 所示。

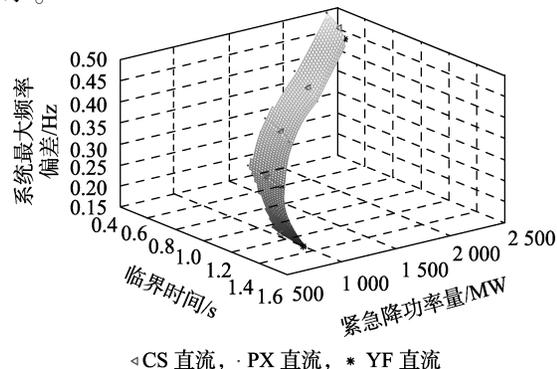


图 4 频率偏差拟合曲面

Fig.4 Fitting surface of frequency deviation

在该拟合曲面上,任意直流紧急降任意功率的情况均对应曲面上的一个矢量点。拟合结果表明:暂态频率最大偏差随着表示扰动严重程度的直流降功率量的增大呈快速上升趋势,同时随着表示直流线路所在节点附近的频率支撑能力的临界时间的减小而增大。这在总体上准确地反映了系统的频率特性。

基于拟合曲面,可以根据实时的直流降功率量和临界时间数据预测得到系统在该扰动下的暂态频率最大偏差,从而判定是否需要采取紧急功率控制。

4.4 预测准确度分析

为了验证根据已有数据拟合所得曲面的准确性,需要对拟合的频率特性系数曲面进行误差分析,即分析拟合值 Δf_{\max} 和仿真值 $\Delta f'_{\max}$ 之间的误差,如式 (7) 所示。

$$G = \frac{|\Delta f_{\max} - \Delta f'_{\max}|}{\Delta f'_{\max}} \times 100\% \quad (7)$$

其中, G 为误差百分比。

采用本文预测方法和多项式插值拟合方法(此处多项式插值采用 Newton 插值)分别对 CS 直流降不同功率量的情况进行暂态频率最大偏差预测,结果如表 2 所示,2 种预测方法的误差对比如图 5 所示。

表 2 和图 5 所示结果表明,相较于多项式插值拟合方法得出的结果,本文选用的预测方法所得结

表 2 不同拟合方法的预测值

Table 2 Predictive values of different fitting methods

| 紧急降功率量/MW | 临界时间/s | 暂态频率最大偏差/Hz | | |
|-----------|--------|-------------|---------|------------|
| | | 仿真值 | 本文方法预测值 | 多项式插值方法预测值 |
| 1 100 | 0.99 | 0.232 8 | 0.233 4 | 0.235 9 |
| 1 300 | 0.85 | 0.259 7 | 0.261 2 | 0.257 5 |
| 1 500 | 0.75 | 0.288 1 | 0.288 9 | 0.291 3 |

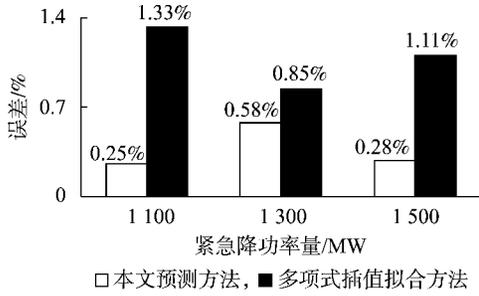


图 5 2 种预测方法的误差对比

Fig.5 Comparison of error between two prediction methods
果的误差更小,总体小于 1%,表明本文预测方法有较高的精度。

4.5 切机策略验证

本文系统容量超过 3 000 MW,所以允许的频率偏差为 ±0.2 Hz。

算例 1:设置 PX 直流紧急降功率 700 MW,监测得到的临界时间为 1.71 s,根据 B 样条拟合曲面预测得到系统暂态频率最大偏差为 0.185 Hz,未达到启动要求,则不需要采取紧急降功率措施。

算例 2:设置 CS 直流降功率,依据 3.2 节的方法得到应对 CS 直流降功率的切机策略,如表 3 所示。

表 3 CS 直流降功率对应的切机策略

Table 3 Generator tripping control strategy corresponding to CS HVDC power reduction

| 控制节点 | 控制机组 | 单机可切除功率/MW | 节点总可切除功率/MW |
|-----------|------|------------|-------------|
| XW 电厂 | 1 号机 | 700 | 2 100 |
| | 2 号机 | 700 | |
| | 3 号机 | 700 | |
| JAQ 电厂 | 1 号机 | 600 | 1 200 |
| | 2 号机 | 600 | |
| GGQ 电厂 | 1 号机 | 200 | 400 |
| | 2 号机 | 200 | |
| XW 电厂调频机组 | 4 号机 | 0~700 | 0~700 |

当 CS 直流降功率 3 000 MW 时,监测得到临界时间为 0.58 s,根据 B 样条拟合曲面,预测得到暂态频率最大偏差为 0.674 Hz,大于临界频率偏差,启动送端系统紧急切机控制,根据式 (5) 得到切机总量为:

$$P_c = \left(1 - \frac{\Delta f_{lim}}{\Delta f_{max}}\right) \Delta P \approx 2\ 110 \text{ (MW)}$$

根据表 3,分层切机策略为:切 XW 电厂 1 号机功率 700 MW、2 号机功率 700 MW、3 号机功率 700 MW,并利用主调频电厂进行频率协调控制,减少 10 MW 出力,共切除功率 2 110 MW。

根据系统原有的高频切机策略,共切负荷 1 175 MW。2 种控制策略作用下送端电网的频率曲线如图 6 所示,具有 FLC 上调能力的 JZ 直流和 LX 直流输出功率曲线分别如图 7 和图 8 所示。表 4 为高频

切机和紧急切机的性能效果对比。

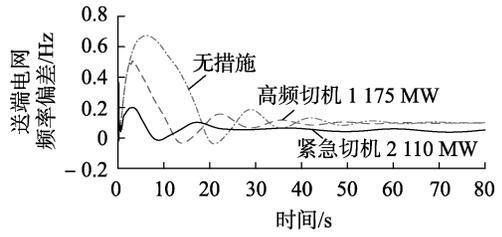


图 6 不同控制策略下送端电网频率偏差对比

Fig.6 Comparison of frequency deviation of sending-end network among different control strategies

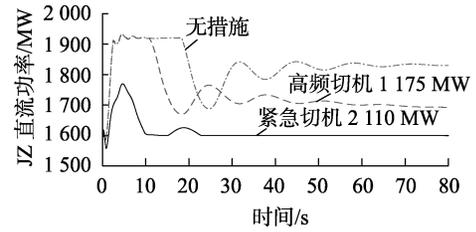


图 7 JZ 直流功率

Fig.7 Power of JZ HVDC

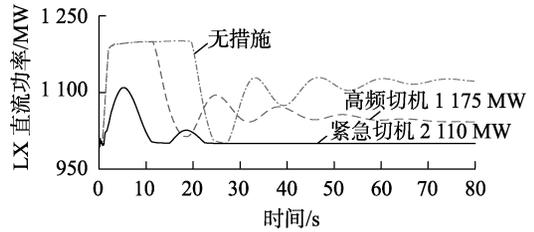


图 8 LX 直流功率

Fig.8 Power of LX HVDC

表 4 不同控制策略的性能效果对比

Table 4 Comparison of performance among different control strategies

| 策略 | 暂态频率最大偏差/Hz | 频率稳定时长/s | FLC 恢复时间/s |
|------|-------------|----------|------------|
| 无措施 | 0.674 | 69 | 24 |
| 高频切机 | 0.507 | 62 | — |
| 紧急切机 | 0.201 | 20 | — |

图 6 表明,虽然原有高频切机策略使频率偏差有所减小,但是由于高频切机在频率偏差已经达到阈值时启动,此时系统已处于紧急状态,不能有效地避免系统频率过高的问题;并且轮次切机中为了防止频率恶化,设定的每轮切除量较少,因此暂态频率最大偏差仍然高达 0.507 Hz。从图 6 中亦可以发现,仅高频切机策略作用下,频率到达稳态的时间长达 62 s,稳态频差偏差并未有实质性的改善,仍然高达 0.1 Hz。而本文所采用的紧急切机控制策略可以提前预测频率偏差,在频率偏差未达到限值时就优先切除超量功率,使得频率偏差控制在合理范围内,暂态频率最大偏差仅为 0.201 Hz,且未启动高频切机措施,仅 20 s 使频率保持稳定,稳态频率偏差也控制在 0.05 Hz 以内。图 7 和图 8 的结果表明,采取高

频切机策略后,其他直流的 FLC 运行在最大直流输出功率状态的时间虽有所减少,但是仍然需要直流线路一段时间处于过载运行状态,不利于直流器件的寿命,削弱了系统的稳定裕度。而采用本文所提紧急切机策略后,其他直流的 FLC 并未达到最大运行状态,且能快速回到正常运行状态,保证系统备用充足,足以抵抗后续故障。从表 4 中 2 种切机策略的效果对比可得,本文所提紧急切机策略的效果优于高频切机策略,能使频率快速有效地恢复稳定。

5 结论

本文研究了具有预测性质的送端系统紧急切机策略,设计的控制策略可以防止系统进入紧急状态,高效地控制交流系统频率回稳,有利于直流稳定运行。本文所得结论如下。

a. 通过三次 B 样条曲面拟合的方法实现了多变量条件下对系统暂态频率最大偏差的预测,将预测得到的最大偏差作为紧急切机策略的启动判据,能在直流降功率的前期判定是否存在频率偏差越限危险,预测误差在 1% 内,相较其他方法更优。

b. 根据功率平衡控制原理和预测得到的暂态频率最大偏差,可以计算得出紧急切机总量,考虑了系统一次调频的作用,避免了系统过切或欠切,求解相对更快速、准确。

c. 依据机组与发生紧急降功率的直流换流站间的电气距离,对机组进行切除优先度排序,电气距离近,则优先切除。当不同直流发生紧急降功率时,采用不同的切机方案,以此保证最佳切除效果。

d. 相较于高频切机策略,本文所提紧急切机策略能有效地降低系统暂态频率偏差最大值,帮助系统频率快速恢复到稳定状态,同时能帮助其他直流快速恢复到额定运行状态,增加系统的备用及稳定裕度,加强应对后续故障的能力。

本文所提送端系统紧急控制策略适用于单条直流降功率的情况,但未验证其是否适用于多条直流同时降功率的情况,需要在下一步的工作中进行研究;拟合结果与仿真所用模型的参数密切相关,在后续研究中笔者将进一步优化和细化负荷模型,并考虑利用实测数据对仿真数据进行修正;不同运行工况下,频率偏差存在差异性,后续研究中将进一步考虑运行工况。

参考文献:

- [1] 刘晓明,刘玉田,邱夕兆. ± 660 kV 银东直流闭锁后的紧急切负荷决策[J]. 电力自动化设备,2012,32(4):96-99,116.
LIU Xiaoming, LIU Yutian, QIU Xizhao. Emergency load shedding after Yindong 660 kV DC block fault[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(4): 96-99, 116.
- [2] 廖梦君,郭琦,李鹏,等. 基于 RTDS 的云南电网与南方电网主网异步联网运行控制特性分析[J]. 南方电网技术,2016,10

(7):40-44.

LIAO Mengjun, GUO Qi, LI Peng, et al. RTDS based analysis on operation-control characteristics of asynchronously interconnected Yunnan Power Grid and main grid of China Southern Power Grid [J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(7): 40-44.

- [3] HUANG Zhen, WU Guangning, JIANG Wei, et al. Study of AC/DC power coordinated control for multi-circuit UHVDC transmission of Sichuan[C]// APPEEC. Chengdu, China: IEEE, 2010: 1-4.
- [4] 张执超,王增平,方攀宇. 基于频率和电压稳定的紧急控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(3):149-155.
ZHANG Zhichao, WANG Zengping, FANG Panyu. Emergency control strategy based on frequency and voltage stability[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(3): 149-155.
- [5] SEYEDI H, SANAYE-PASAND M. New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts [J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2009, 3(1): 99-114.
- [6] 张志强,徐友平,袁荣湘,等. 大型互联区域电网解列后送端电网频率特性及高频切机方案[J]. 电网技术,2015,39(1):288-293.
ZHANG Zhiqiang, XU Youping, YUAN Rongxiang, et al. Frequency characteristics of power grid at sending end of split large-scale interconnected regional power grid and corresponding over-frequency generator-tripping scheme[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 288-293.
- [7] 吴军,涂光瑜,罗毅,等. 电力系统分层紧急负荷控制[J]. 电力系统自动化,2006,30(20):26-31.
WU Jun, TU Guangyu, LUO Yi, et al. Hierarchical load emergency control of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(20): 26-31.
- [8] 吴军,涂光瑜,罗毅,等. 基于功率平衡保护的紧急负荷控制研究[J]. 郑州大学学报(工学版),2005,26(2):47-50.
WU Jun, TU Guangyu, LUO Yi, et al. Study on emergency load control based on power balance protection[J]. Journal of Zhengzhou University (Engineering Science), 2005, 26(2): 47-50.
- [9] 王安斯,罗毅,涂光瑜,等. 基于模糊风险分析的紧急控制实时启动方法[J]. 电工技术学报,2010,25(8):138-144.
WANG Ansi, LUO Yi, TU Guangyu, et al. Real-time initiation approach of emergency control based on fuzzy risk analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(8): 138-144.
- [10] 王彪,方万良,罗煦之. 紧急控制下最优切机切负荷方案的快速算法[J]. 电网技术,2011,35(6):82-87.
WANG Biao, FANG Wanliang, LUO Xuzhi. A fast algorithm of optimal generator and load-shedding for emergency control[J]. Power System Technology, 2011, 35(6): 82-87.
- [11] 任伟,房大中,陈家荣,等. 大电网暂态稳定紧急控制下切机切负荷量快速估计算法[J]. 电网技术,2008,32(19):10-15.
REN Wei, FANG Dazhong, CHEN Jiarong, et al. The optimal generation and load shedding fast estimation algorithm of large power system's emergency control[J]. Power System Technology, 2008, 32(19): 10-15.
- [12] 董飞飞,刘涤尘,吴军,等. 基于系统频率响应特性的“三华”电网交换容量极限计算[J]. 电力自动化设备,2012,32(7):104-107,113.
DONG Feifei, LIU Dichen, WU Jun, et al. Calculation of exchange capacity limit based on system frequency response characteristics for “San-Hua” power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(7): 104-107, 113.
- [13] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 电能质量电力系统频率允许偏差:GB/T 15945—1995[S]. 北京:中国标准出版社,1995.

- [14] PIEHL L, WAYNE T. 非均匀有理 B 样条[M]. 2 版. 赵刚, 译. 北京: 清华大学出版社, 2010: 66-78.
- [15] 施法中. 计算机辅助几何设计与非均匀有理 B 样条[M]. 2 版. 北京: 高等教育出版社, 2013: 229-231, 302-307.
- [16] 张卫华, 苑津莎, 张铁峰, 等. 应用 B 样条理论改进的变压器三比值故障诊断方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(24): 4129-4136.
ZHANG Weihua, YUAN Jinsha, ZHANG Tiefeng, et al. An improved three-ratio method for transformer fault diagnosis using B-spline theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(24): 4129-4136.
- [17] 吴军. 基于功率平衡保护原理的电力系统紧急控制研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2006.
WU Jun. Study on power system emergency control based on principle of power balance protection[D]. Wuhan: Huazhong University of Science & Technology, 2006.
- [18] 张文朝, 商显俊, 李轶群, 等. 互联电网动态稳定安控策略优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(19): 99-105.
ZHANG Wenchao, SHANG Xianjun, LI Yiqun, et al. Optimization method of security control strategy for dynamic stability in interconnected power grid[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(19): 99-105.
- [19] 徐泰山, 丁茂生, 彭慧敏, 等. 交直流电力系统暂态安全稳定在线紧急控制策略并行算法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 174-180.
XU Taishan, DING Maosheng, PENG Huimin, et al. A parallel algorithm for determining an online emergency control strategy of transient security and stability for AC-DC power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 174-180.
- [20] 周专, 姚秀萍, 王维庆, 等. 基于风水火打捆外送系统的稳控切机研究[J]. 华东电力, 2014, 42(2): 269-274.
ZHOU Zhuan, YAO Xiuping, WANG Weiqing, et al. Stability control generator tripping based on thermal/hydro/wind bundled power transmission system[J]. East China Electric Power, 2014, 42(2): 269-274.
- [21] 张保会, 王怀远, 杨松浩. 电力系统暂态稳定性闭环控制(六)——控制地点的选择[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(1): 1-5, 12.
ZHANG Baohui, WANG Huaiyuan, YANG Songhao. Closed-loop control of power system transient stability(6): control location selection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(1): 1-5, 12.

作者简介:



陈 懿

陈 懿(1993—), 女, 江苏南通人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统稳定分析与控制(**E-mail**: cheniyiwhu@whu.edu.cn);

刘涤尘(1953—), 男, 湖北武汉人, 教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为电力系统稳定与控制(**E-mail**: dcliu@whu.edu.cn);

吴 军(1977—), 男, 湖北武汉人, 副教授, 博士, 通信作者, 主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统规划(**E-mail**: byronwu@whu.edu.cn)。

Emergency generator tripping control method for sending end of asynchronous interconnection system

CHEN Yi, LIU Dichen, WU Jun, CHEN Wei, WANG Qixin, XU Yutian, YIN Qiaoling

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: In the asynchronous interconnection operation mode, the mutual support capability between sending and receiving system is weak, and the frequency stability issues of sending system caused by the sudden DC power drop can not be ignored. On the basis of analyzing the frequency characteristics of the system, an emergency generator tripping control method with predictability is proposed for the sending system. The maximum deviation of transient frequency predicted by the B-spline surface fitting method is used as the emergency tripping control criterion, which can start the generator tripping control accurately in the early period of system power imbalance to avoid the system entering emergency state. The emergency generator tripping quantity is obtained based on the power balance control principle and the predicted maximum deviation of transient frequency, and the generator tripping sequence is determined according to the electrical distance. Taken the maximum deviation of actual transient frequency, the time of frequency reaching to steady state and the time of DC FLC(Frequency Limit Controller) returning to the rated state as the indicators, the proposed method is compared with high frequency generator tripping control. The effectiveness of the proposed method is verified by an example.

Key words: asynchronous interconnection; HVDC modulation; maximum deviation of transient frequency; emergency generator tripping control