基于灵敏度分析和时域仿真的暂态稳定预防控制优化方法

田 芳,周孝信,于之虹
(中国电力科学研究院 电网安全与节能国家重点实验室,北京 100192)

摘要:根据临界切除时间灵敏度将暂态稳定约束条件线性化,简化了考虑暂态稳定约束的最优潮流(TSCOPF)问题的求解过程,为暂态稳定预防控制优化问题提供了一种新的解决方案。针对大系统临界切除时间灵敏度计算费时的实际问题,采用线路有功功率灵敏度筛选待调发电机的方法和并行计算技术以提高计算效率。WSCC 9 节点系统标准算例和 SGCC 9 177 节点电网算例的仿真结果表明,所提方法具备良好的优化效果和工程实用性。

关键词:暂态稳定;灵敏度分析;时域仿真;预防控制;暂态稳定约束;最优潮流;临界切除时间
中图分类号:TM 712 **文献标识码**:A DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.07.021

0 引言

当电网出现安全隐患时,迫切需要给出消除安全隐患的预防控制决策,以保证电网的安全稳定运行。电力系统暂态稳定问题是影响大电网安全稳定运行的关键问题之一,国内外诸多学者在电力系统暂态稳定预防控制的算法研究方面已开展了大量工作[1-17]。文献[1]基于轨迹灵敏度计算调整方向,通过枚举并行计算确定调整量,计算速度快、实用性强。文献[2]依据最严重故障的临界切除时间(CCT)和其最领先发电机有功输出的近似线性关系,采用轨迹灵敏度进行发电机有功输出再分配计算。上述轨迹灵敏度法的缺点是只能寻找到可行解,不能保证得到最优解,特别是很难考虑经济性因素,制约了该方法的应用。

考虑经济性因素的预防控制问题是一个优化问题,一般用考虑暂态稳定约束的最优潮流 TSCOPF (Transient Stability Constrained Optimal Power Flow)方法进行求解[3-7]。对大规模电力系统而言,传统的最优潮流本身就存在收敛性差、计算速度慢、易陷入局部极值等问题,在约束条件中考虑暂态稳定约束更大幅增加了求解的复杂性和难度,很难实现工程应用。

为了克服上述方法的不足,有学者将轨迹灵敏度和最优潮流 2 种方法相结合,将 TSCOPF 问题转化为一般的最优潮流和暂态稳定 2 个子问题,根据轨迹灵敏度计算发电机之间转移的有功功率,修改最优潮流有功出力的上、下限,从而实现 2 个子问题的交替求解[8-9]。文献[10-11]的思路类似,但用能量裕度灵敏度取代了轨迹灵敏度,这样可提高转移功率的精准度。但其采用直接法进行稳定判别、灵敏度计算,在多机系统中不够准确,可能导致制定的预防控制措施不满足稳定要求或过度调节的问题。文献[12]则根据机组的控制性能指标(由机组的参与因子、控制代价而定)搜索调整方案得到转移功率,精准度较高,但不足的是其搜索调整方案时计算量较大。

文献[13-17]提供了另一种解决思路,根据灵敏度将暂态稳定约束条件线性化,简化了 TSCOPF 问题的求解。但文献[13-16]选取发电机功角或角半径作为灵敏度分析的指标,因该指标对暂态稳定性量化评估的准确性不高,用该指标描述的暂态稳定约束条件不能完全界定真实的暂态稳定边界,从而将由于过度调节而增加成本,或需要多次进行 TSCOPF 计算,降低了计算效率。文献[17]采用基于扩展等面积准则(EEAC)等值的稳定裕度作为灵敏度指标,准确性有了较大的改善,但其在实际大电网中的应用效果未知。

针对上述问题,本文为暂态稳定预防控制优化问题提供了一种新的解决方案,以时域仿真的临界切除时间作为灵敏度分析的指标,简化了 TSCOPF 模型,并采用线路有功功率灵敏度筛选待调发电机的方法和并行计算技术以提高计算效率,使其在大电网中的应用成为可能。

1 暂态稳定预防控制优化问题的数学模型

用于解决电力系统暂态稳定预防控制问题的 TSCOPF 数学模型如下:

$$\begin{cases}\min f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u}) \\ \text{s.t.}\quad \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})=0 \\ \qquad\ \ \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})\leqslant 0\end{cases} \tag{1}$$

其中,f 为目标函数,一般为发电成本或调节成本;等式约束为系统潮流约束;不等式约束为元件运行限制、系统安全稳定约束,如发电机有功/无功出力上下限约束、节点电压上下限约束、线路热稳定传输极限、暂态稳定约束等;$\boldsymbol{x}$ 为状态变量;$\boldsymbol{u}$ 为控制变量。

本文主要关注暂态功角稳定问题,此时控制变量为发电机有功出力,上述 TSCOPF 模型相应地简

收稿日期:2017-03-10;**修回日期**:2018-04-25

化为有功优化模型。

当目标函数取为发电成本时,有:

$$f=\sum_{j=1}^{N}(a_jP_{Gj}^2+b_jP_{Gj}+c_j) \tag{2}$$

其中,a_j、b_j、c_j为发电机j的发电成本费用系数;P_{Gj}为发电机j的有功出力;N为统计发电成本的发电机数。

式(1)中等式约束为非线性约束,为了简化计算,可将其转化为线性约束来处理。

引入变量$\Delta P_{Gj}=P_{Gj}-P_{Gj0}$后,目标函数可写为:

$$f=\sum_{j=1}^{N}[a_j(P_{Gj0}+\Delta P_{Gj})^2+b_j(P_{Gj0}+\Delta P_{Gj})+c_j] \tag{3}$$

其中,ΔP_{Gj}为发电机j的有功调整量;P_{Gj0}为发电机j的初始有功。

忽略网损,则$\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})=0$可转化为式(4)。

$$\sum_{j=1}^{N_G}\Delta P_{Gj}=0 \tag{4}$$

其中,N_G为参与调整的发电机数。

通过引入灵敏度系数,可将式(1)中的各种不等式约束转换为控制变量的线性约束:

$$\boldsymbol{Q}_{Gmin}\leqslant\boldsymbol{Q}_{G0}+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial\boldsymbol{Q}_G}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant\boldsymbol{Q}_{Gmax} \tag{5}$$

$$\boldsymbol{U}_{min}\leqslant\boldsymbol{U}_0+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial\boldsymbol{U}}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant\boldsymbol{U}_{max} \tag{6}$$

$$\boldsymbol{P}_{Lmin}\leqslant\boldsymbol{P}_{L0}+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial\boldsymbol{P}_L}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant\boldsymbol{P}_{Lmax} \tag{7}$$

$$J_0+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial J}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\geqslant d \tag{8}$$

其中,$\frac{\partial\boldsymbol{Q}_G}{\partial P_{Gj}}$、$\frac{\partial\boldsymbol{U}}{\partial P_{Gj}}$、$\frac{\partial\boldsymbol{P}_L}{\partial P_{Gj}}$、$\frac{\partial J}{\partial P_{Gj}}$分别为发电机无功出力灵敏度、节点电压灵敏度、线路有功功率灵敏度、暂态稳定评价指标灵敏度;$\boldsymbol{Q}_{G0}$、$\boldsymbol{U}_0$、$\boldsymbol{P}_{L0}$、J_0分别为控制前发电机初始无功、节点初始电压、线路初始有功功率、初始暂态稳定评价指标;$\boldsymbol{Q}_{Gmin}$、$\boldsymbol{Q}_{Gmax}$、$\boldsymbol{U}_{min}$、$\boldsymbol{U}_{max}$、$\boldsymbol{P}_{Lmin}$、$\boldsymbol{P}_{Lmax}$分别为发电机无功出力下限、发电机无功出力上限、节点电压下限、节点电压上限、线路有功功率下限、线路有功功率下限;d为暂态稳定评价指标阈值。

第3节将给出上述各灵敏度的具体计算方法。

2 暂态稳定评价指标的选择

能够反映发生事故后系统暂态稳定性的指标有很多,包括时间指标(如临界切除时间、暂态电压指标(电压低于/高于阈值电压的持续时间)、暂态频率指标(频率低于/高于阈值频率的持续时间)等)、稳定裕度指标(如能量稳定裕度、时间裕度和断面功率裕度等)、故障严重程度指标、轨迹量化指标等[18]。

在电力系统暂态稳定预防控制优化问题中,对暂态稳定评价指标的主要要求是准确、线性和计算快速。很难有一个指标能同时满足这3个要求。例如,临界切除时间和时间裕度这2个指标若根据时域仿真获得,则准确性高,但计算较费时;若根据直接法获得,则计算速度快,但准确性较差。暂态电压、暂态频率、故障严重程度指标的计算速度快,但不能给出定量评价。能量稳定裕度指标的计算基于能量函数法,计算速度快,但准确性较差。

本文从准确性考虑,选择基于时域仿真的临界切除时间指标作为暂态稳定评价指标J,此时d为线路保护动作时间加上一定的裕度。

3 灵敏度的定义和计算

3.1 临界切除时间灵敏度

从式(8)可知,当选取J为基于时域仿真的临界切除时间指标时,需要求取临界切除时间灵敏度。

定义临界切除时间灵敏度为$\frac{\partial t_{ic}}{\partial P_{Gj}}$,其中$t_{ic}$为线路$i$的临界切除时间。可采用摄动法计算,分别求取初始潮流运行方式和发电机j有功调整后的运行方式下线路i的临界切除时间。临界切除时间差值和发电机有功出力差值的比值即为临界切除时间灵敏度。

3.2 其他灵敏度

式(5)—(8)涉及的其他灵敏度还包括线路有功功率灵敏度、发电机无功出力灵敏度、节点电压灵敏度。

可采用摄动法计算,其计算方法与上文所述临界切除时间灵敏度的计算类似。也可采用解析法计算。以线路有功功率灵敏度为例,其计算公式为:

$$\frac{\partial P_{Li}}{\partial P_{Gj}}=\frac{\partial P_{Li}}{\partial e_k}\frac{\partial e_k}{\partial P_{Gj}}+\frac{\partial P_{Li}}{\partial f_k}\frac{\partial f_k}{\partial P_{Gj}}+\frac{\partial P_{Li}}{\partial e_l}\frac{\partial e_l}{\partial P_{Gj}}+\frac{\partial P_{Li}}{\partial f_l}\frac{\partial f_l}{\partial P_{Gj}} \tag{9}$$

其中,$\frac{\partial P_{Li}}{\partial e_k}$、$\frac{\partial P_{Li}}{\partial f_k}$分别为线路$i$的有功功率对该线路$k$侧节点电压实部、虚部的偏导数;$\frac{\partial P_{Li}}{\partial e_l}$、$\frac{\partial P_{Li}}{\partial f_l}$分别为线路$i$的有功功率对该线路$l$侧节点电压实部、虚部的偏导数;$\frac{\partial e_k}{\partial P_{Gj}}$、$\frac{\partial f_k}{\partial P_{Gj}}$分别为该线路$k$侧节点电压的实部、虚部对发电机$j$有功出力的偏导数;$\frac{\partial e_l}{\partial P_{Gj}}$、$\frac{\partial f_l}{\partial P_{Gj}}$分别为该线路$l$侧节点电压的实部、虚部对发电机$j$有功出力的偏导数。

式(9)中电压对功率的偏导数可对潮流雅可比矩阵求逆得到,功率对电压的偏导数可根据线路有功功率方程推导求出。

4　预防控制方法和流程

选取目标函数为发电成本,暂态稳定评价指标为临界切除时间,并将约束条件转化为线性约束后,可得电力系统暂态稳定预防控制优化问题的数学模型如下:

$$\begin{cases} \min f=\sum_{j=1}^{N}\left[a_j(P_{Gj0}+\Delta P_{Gj})^2+b_j(P_{Gj0}+\Delta P_{Gj})+c_j\right] \\ \text{s.t.}\quad \sum_{j=1}^{N_G}\Delta P_{Gj}=0 \\ \boldsymbol{P}_{Gmin}\leqslant \boldsymbol{P}_{G0}+\Delta \boldsymbol{P}_G\leqslant \boldsymbol{P}_{Gmax} \\ \boldsymbol{Q}_{Gmin}\leqslant \boldsymbol{Q}_{G0}+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial \boldsymbol{Q}_G}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant \boldsymbol{Q}_{Gmax} \\ \boldsymbol{U}_{min}\leqslant \boldsymbol{U}_0+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial \boldsymbol{U}}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant \boldsymbol{U}_{max} \\ \boldsymbol{P}_{Lmin}\leqslant \boldsymbol{P}_{L0}+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial \boldsymbol{P}_L}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\leqslant \boldsymbol{P}_{Lmax} \\ t_{ic0}+\sum_{j=1}^{N_G}\frac{\partial t_{ic}}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}\geqslant d_i \quad i=1,2,\cdots,M \end{cases} \tag{10}$$

其中,M 为导致失稳的故障数;t_{ic0} 为第 i 个故障线路的临界切除时间初始值,即基态下的临界切除时间。

从式(10)可以看出,其为典型的二次规划模型,可采用二次规划法求解,具体计算流程如图 1 所示。对其中的步骤 **b**、**c**、**e** 和 **i** 补充说明如下。

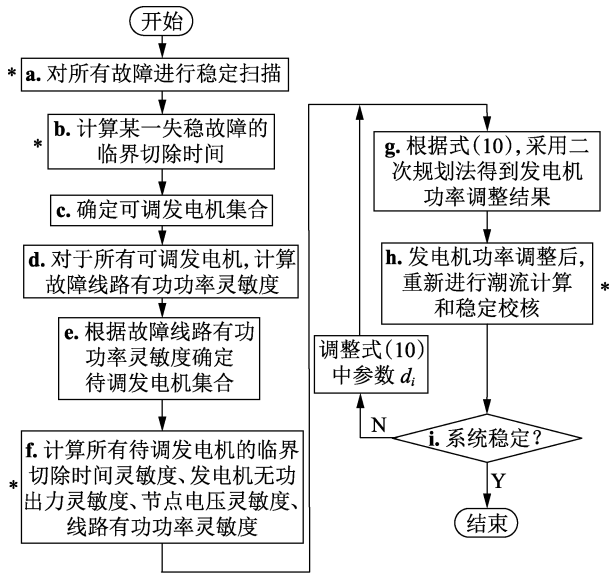

图 1　基于灵敏度分析和时域仿真法的预防控制计算流程图

Fig.1　Flowchart of preventive control calculation based on sensitivity analysis and time domain simulation method

(1) 步骤 **b** 中临界切除时间采用时域仿真法计算。

(2) 步骤 **c** 中可调发电机集合根据实际运行要求确定,当无特别要求时,可调发电机集合为全网所有发电机集合。

(3) 步骤 **e** 中根据故障线路的有功功率灵敏度确定待调发电机集合的方法是:在可调发电机集合中,选取有功功率灵敏度绝对值大于某一数值的发电机。

(4) 步骤 **i** 中采用时域仿真法判断系统是否稳定,如果不稳定,则调整式(10)中的参数 d_i,然后返回步骤 **g**;否则结束。

当针对多个故障进行预防控制时,待调发电机的选取需进行协调,避免针对不同故障的控制策略互相矛盾。待调发电机中,功率下调的发电机用以增强系统的稳定性,可取为所有故障所确定的发电机的并集,通过式(10)中的临界切除时间约束条件自动进行协调;而功率上调的发电机用以平衡功率,尽量取为所有故障所确定的发电机的交集,避免不同故障之间的相互影响。

应该指出的是,由于电力系统的非线性特征,采用线性化的方式处理约束条件会带来一定的误差,这也是流程图中引入步骤 **h**、**i** 的原因所在。由于电力系统的有功分量和有功潮流方程有着较好的线性关系,这一误差带来的影响较小。

如上文所述,采用时域仿真法计算临界切除时间较为耗时。而临界切除时间灵敏度要针对所有可调发电机进行,计算更为耗时。为此,本文采用下述 2 种措施以减少计算时间:第一种措施是筛选有功功率灵敏度绝对值较大的部分发电机作为待调发电机,临界切除时间灵敏度计算只针对这些发电机进行,可大幅减少计算量;第二种措施是采用任务并行计算的方式[19]。某个潮流方式下某失稳故障线路的临界切除时间计算,实际上是以积分步长为间隔的若干个不同故障切除时间的时域仿真计算,彼此独立,特别适用于任务并行。针对 N_G 台可调发电机的临界切除时间灵敏度计算,还涉及 N_G 个潮流计算,这些潮流计算也是相互独立的,同样可并行。

图 1 所示计算流程中,标“ * ”的框图中的计算任务都可以并行实施,依托并行计算平台实现。并行计算平台将在下文中予以介绍。

5　并行计算平台

并行计算平台架构见图 2,其主要由 1 个调度节点和若干个计算节点组成。多个计算节点通过高速通信网络互联形成一个计算机群。其中,调度节点负责数据通信转发和任务调度,计算节点主要从调度节点接收计算输入数据并计算,计算完毕后向调

度节点返回计算结果。每个计算节点上可同时执行多个计算任务,图2中示例为4个任务。

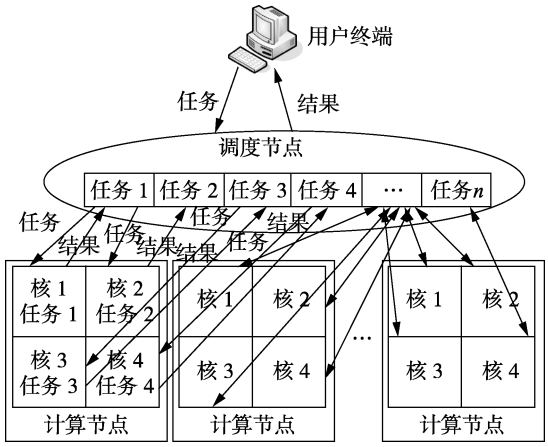

图2 并行计算平台架构

Fig.2 Architecture of parallel computing platform

以图1中"对所有故障进行稳定扫描"计算任务为例,说明其并行计算流程如下:

a. 用户在终端机上准备好所有故障对应的计算数据,并将所有任务提交到调度节点(1个故障对应于1个任务);

b. 调度节点根据现有计算资源,将所有任务尽量平均地分配到各计算节点中,保证节点之间的负载均衡;

c. 计算节点接到任务后开始计算,在得到计算结果后将计算结果返回给调度节点;

d. 调度节点收到所有计算任务返回的计算结果后,进行结果汇总,将汇总后的结果返回到用户终端。

图1中其他适用于并行计算的计算任务所采用的并行计算流程与之相同。

6 算例分析

本文针对WSCC 9节点标准算例系统和SGCC 9 177节点系统进行了分析。

6.1 WSCC 9节点系统

WSCC 9节点系统单线图如图3所示。3台发电机的发电成本费用系数如表1所示。

仿真计算时发电机采用经典模型,负荷采用恒阻抗模型。考虑的故障为线路L_2的GEN2-230侧发生三相永久性故障,切除时间为0.35 s。基态潮流下,采用时域仿真法计算得到临界切除时间为0.321 s。

线路L_2的临界切除时间对发电机功率的灵敏度如表2所示(功率为标幺值)。用二次规划法优化后的结果见表3。

可见,采用本文优化方法所得结果略优于文献[8]和文献[10]的优化结果。按照该控制策略调整发电机功率后系统稳定,验证了本文所提预防控制

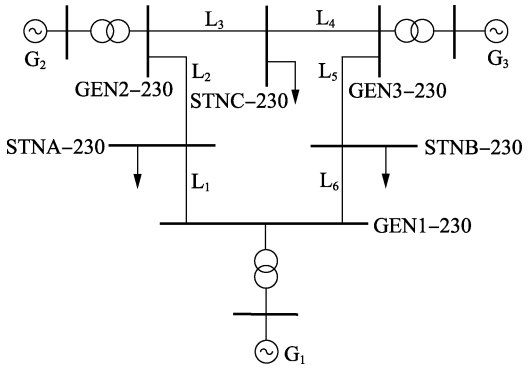

图3 WSCC 9节点系统单线图

Fig.3 Single-line diagram of WSCC 9-bus system

表1 机组发电成本费用系数

Table 1 Generating cost coefficients of generators

发电机	a/($\$\cdot h^{-1}\cdot MW^{-2}$)	b/($\$\cdot h^{-1}\cdot MW^{-1}$)	c/($\$\cdot h^{-1}$)
G_1	0.006 0	2.0	140
G_2	0.007 5	1.5	120
G_3	0.007 0	1.8	80

表2 灵敏度计算结果

Table 2 Calculative results of sensitivity

发电机	临界切除时间对发电机功率的灵敏度/s	
	基态潮流	优化潮流
G_2	-0.457 7	-0.453 2
G_3	-0.235 8	-0.290 3

表3 WSCC 9节点系统机组有功功率和总发电成本

Table 3 Active power and total generating costs of generators in WSCC 9-bus system

发电机	有功功率/MW				
	基态	本文方法	文献[10]方法	文献[8]方法	暂稳评价指标为发电机功角
G_1	105.91	113.65	116.92	170.2	123.59
G_2	113.11	103.95	105.50	48.94	96.84
G_3	99.33	100.57	95.63	98.74	97.60
总发电成本/($\$\cdot h^{-1}$)	1 132.57	1 133.59	1 133.74	1 191.56	1 136.64

方法的有效性。表3最后一列给出了暂态稳定评价指标取为发电机功角时的优化结果。可以看出,由于该指标对暂态稳定性量化评估的准确性不高,导致最终优化结果产生过度调节,增加了成本。

潮流调整后,重新计算临界切除时间灵敏度,结果如表2所示。不同潮流下灵敏度计算结果虽有差异,但差异较小,可见通过灵敏度将约束条件线性化是可行的。

由于文献[8]和文献[10]的基态为不考虑暂态稳定约束时的优化运行方式,故在针对上述预想故障进行预防控制优化后,其发电成本是增加的。

为了说明优化效果,采用新的运行方式来进行预防控制策略研究,结果见表4。该运行方式为非优化方式,在采用本文方法进行预防控制后,其发电

成本降低了 2%。与文献[8]的方法和暂态稳定评价指标取为发电机功角时的结果进行了对比,后 2 种方法的发电成本分别增加了 0.4% 和 0.7%,可见本文优化效果优于后 2 种方法。

表 4　WSCC 9 节点系统机组有功功率和总发电成本(新运行方式)

Table 4　Active power and total generating costs of generators in WSCC 9-bus system(new operation mode)

发电机	有功功率/MW			
	基态	本文方法	文献[8]方法	暂稳评价指标为发电机功角
G_1	66.78	113.17	150.34	158.59
G_2	153.00	99.15	67.45	69.45
G_3	100.00	105.89	98.74	91.74
总发电成本/($\$\cdot h^{-1}$)	1 156.83	1 133.59	1 161.60	1 164.53

然后,进行多预想故障的预防控制研究。研究中考虑了 2 个故障:故障 1 同前;故障 2 为线路 L_5 的 GEN3-230 侧发生三相永久性故障,切除时间为 0.35 s。

表 5 为同时考虑故障 1、2 时的预防控制优化结果。可见,当预防控制同时针对故障 1、2 时,总发电成本要高于只针对单一故障时的总发电成本。

表 5　WSCC 9 节点系统机组有功功率和总发电成本

Table 5　Active power and total generating costs of generators in WSCC 9-bus system

发电机	有功功率/MW		
	基态	只考虑故障 1	同时考虑故障 1 和 2
G_1	105.91	113.65	131.15
G_2	113.11	103.95	122.82
G_3	99.33	100.57	63.95
总发电成本/($\$\cdot h^{-1}$)	1 132.57	1 133.59	1 146.60

6.2　SGCC 9 177 节点系统

选取 SGCC 9 177 节点系统为研究对象,该系统涵盖 12 省/市电网,包括 990 台发电机、3 473 个负荷、6 064 条交流线、9 条直流线。图 4 为其中某省 500 kV 主网接线图。仿真计算时发电机采用考虑 E''_q、E''_d、E'_q 电势变化的 5 阶模型或考虑 E''_q、E''_d、E'_q、E'_d 电势变化的 6 阶模型,大部分负荷采用 40% 恒阻抗 +60% 感应电动机模型,另外部分负荷采用恒阻抗模型。

考虑的故障为母线 A 与母线 B 之间 500 kV 双回线中的一回线母线 A 侧(见图 4)发生三相永久性故障,切除时间为 0.1 s。基态潮流下,采用时域仿真法计算得到临界切除时间为 0.01 s。

根据故障线路有功功率灵敏度计算结果,选取故障线路有功功率灵敏度绝对值大于 0.08 的火电机组和小于 -0.08 的水电机组作为待调发电机集合。故障线路临界切除时间对待调发电机功率的灵敏度如表 6 所示(功率为标幺值)。

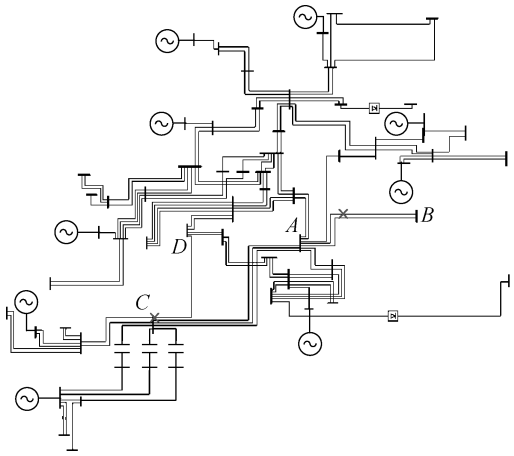

图 4　SGCC 9 177 节点系统某省 500 kV 主网接线图

Fig.4　Wiring diagram of a certain provincial 500 kV main network in SGCC 9 177-bus system

表 6　临界切除时间灵敏度

Table 6　CCT sensitivities

发电机节点	临界切除时间灵敏度/s	发电机节点	临界切除时间灵敏度/s
BMX	-0.027 09	JT7	-0.020 00
DY2	-0.018 17	JT8	-0.020 00
DY3	-0.020 55	YT	-0.024 17
FS	-0.020 86	TB6	-0.023 92
GA7	-0.020 77	TB7	-0.023 92
GA8	-0.020 77	LB7	-0.020 00
GA20	-0.020 00	LB8	-0.020 00
GA22	-0.020 00	RZ	-0.022 70
HMK	-0.036 40	XP	-0.020 07
HJZ	-0.030 28	其他待调发电机	0

采用本文方法进行预防控制优化的控制策略为下调 BMX 等 7 台发电机的功率,功率调整总量为 -4.614 61 p.u.,上调 AW7 等 18 台发电机的功率,功率调整总量为 4.614 61 p.u.,其发电成本(只统计待调发电机,因其他发电机不变)从 184 825.29 元/h 下降至 176 055.00 元/h,降低了 4.7%。在实施该控制策略后系统稳定,验证了本文所提预防控制方法的有效性。

待调火电机组的发电成本费用系数和具体优化结果分别见附录中表 A1、A2。

然后,进行多预想故障的预防控制研究。研究中考虑了 2 个故障:故障 1 同前;故障 2 为母线 C 与母线 D 之间 500 kV 双回线中的一回线母线 C 侧(见图 4)发生三相永久性故障,切除时间为 0.1 s。

表 7 给出了故障 2 情况下的灵敏度计算结果(功率为标幺值)。优化结果表明,当预防控制同时针对故障 1 和故障 2 时,总发电成本要高于只针对单一故障时的总发电成本。在实施预防控制后,上述 2 种故障下系统恢复稳定,验证了本文所提预防控制方法的有效性。具体优化结果见附录中表 A3。

表7 临界切除时间灵敏度(故障2)

Table 7 CCT sensitivities(Fault 2)

发电机节点	临界切除时间灵敏度/s	发电机节点	临界切除时间灵敏度/s
GD7	-0.018 36	GD9	-0.018 36
GD8	-0.018 36	GD0	-0.018 36
其他待调发电机	0		

临界切除时间灵敏度的计算是很耗时的。以本系统算例为例,针对全网发电机,在机器配置为2.1 GHz主频、4 G内存时,采用串行二分法计算临界切除时间灵敏度的总时间为69.5 h;将计算灵敏度的发电机范围限定到根据故障线路有功功率灵敏度筛选得到的待调发电机后,仍然采用串行二分法,总计算时间约为122.2 min;当采用任务并行计算的方式,并行计算处理器核数为600时,总计算时间减少到55.2 s,即使加上其他灵敏度计算、二次规划法优化计算和潮流、暂态稳定校核在内,整个预防控制流程(不包括稳定扫描)的计算时间在90 s以内,可以满足在线应用的时间要求。

7 结论

本文根据临界切除时间灵敏度将暂态稳定约束条件线性化,简化了TSCOPF问题的求解过程。临界切除时间相较于发电机功角或角半径,能准确地量化评估系统的暂态稳定性。

在应用于大规模电力系统时,采用故障线路有功功率灵敏度筛选可调发电机和并行计算2种措施,以提高计算效率。

对WSCC 9节点标准算例的研究表明,该方法具备良好的优化效果;对SGCC 9 177节点系统算例的分析表明,该方法具备工程实用性。

后续将在预防控制措施中考虑直流输电功率控制,研究发电功率调节和直流输送功率调节的协调配合技术,以充分发挥直流输电系统的作用。

致 谢

本文算例的计算时间统计由中国电力科学研究院谢昶、马晶协助完成,谨此致谢!

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] 于之虹,施浩波,安宁,等. 暂态稳定多故障协调预防控制策略在线计算方法[J]. 电网技术,2014,38(6):1554-1561.
YU Zhihong,SHI Haobo,AN Ning,et al. A computational approach of preventive control strategy with multi-contingency constraints for power grid transient stability[J]. Power System Technology,2014,38(6):1554-1561.

[2] 孙景强,房大中,周保荣. 基于轨迹灵敏度的电力系统动态安全预防控制算法研究[J]. 电网技术,2004,28(21):26-30.
SUN Jingqiang,FANG Dazhong,ZHOU Baorong. Study on preventive control algorithm for dynamic security of power systems based on trajectory sensitivity method[J]. Power System Technology,2004,28(21):26-30.

[3] 阳育德,韦化,李滨. 求解暂态稳定约束最优潮流模型的递推降阶解耦算法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(2):335-343.
YANG Yude,WEI Hua,LI Bin. Recursive and decoupling approach for solving transient stability constraints optimal power flow[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(2):335-343.

[4] XU Y,DONG Z Y,MENG K,et al. Hybrid method for transient stability-constrained optimal power flow computation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(4):1769-1777.

[5] 叶承晋,黄民翔. 考虑暂态稳定性的多目标最优潮流[J]. 中国电机工程学报,2013,33(10):137-144.
YE Chengjin,HUANG Minxiang. Multi objective optimal power flow considering transient stability[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(10):137-144.

[6] PIZANOM A,FUERTE E C R,RUIZ V D. A new practical approach to transient stability-constrained optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(3):1686-1696.

[7] 徐箭,陈允平. 基于动态安全域的电力系统暂态稳定预防控制、紧急控制及其协调[J]. 电力自动化设备,2009,29(8):1-7.
XU Jian,CHEN Yunping. Coordination between preventive control and emergency control for transient stability of power system based on dynamic security region[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(8):1-7.

[8] NGUYENT B,PAI M A. Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(2):848-854.

[9] 卫志农,胡文旺,孙国强,等. 含VSC-HVDC的暂态稳定约束最优潮流[J]. 中国电机工程学报,2013,33(28):50-59.
WEI Zhinong,HU Wenwang,SUN Guoqiang,et al. Transient stability constrained optimal power flow considering of VSC-HVDC integration[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(28):50-59.

[10] UZOECHIL O,MAHAJAN S M,RADMAN G. Transient stability constrained line-flow-based optimal power flow analysis[J]. International Journal of Emerging Electric Power Systems,2012,13(2):1-9.

[11] 邵振国,武冠英,黄道姗. 一种基于发电量优化分配的暂态稳定预防控制算法[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(18):20-25.
SHAO Zhenguo,WU Guanying,HUANG Daoshan. A precaution control method of transient stability based on optimal generation dispatch[J]. Power System Protection and Control,2011,39(18):20-25.

[12] 兰强,方勇杰,鲍颜红,等. 基于EEAC的考虑暂态安全稳定约束的最优潮流计算[J]. 电力系统自动化,2010,34(8):34-38.
LAN Qiang,FANG Yongjie,BAO Yanhong,et al. Transient security constrained optimal power flow based on EEAC method[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(8):34-38.

[13] 李贻凯,刘明波. 多故障暂态稳定约束最优潮流的轨迹灵敏度法[J]. 中国电机工程学报,2009,29(16):42-48.
LI Yikai,LIU Mingbo. Trajectory sensitivity method for transient stability constrained optimal power flow under multi-contingency condition[J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(16):42-48.

[14] 孙闻,房大中,袁世强,等. 基于轨迹灵敏度的暂态稳定预防控制方法[J]. 天津大学学报,2010,43(2):109-114.
SUN Wen,FANG Dazhong,YUAN Shiqiang,et al. Power system preventive control for transient stability enhancement based on trajectory sensitivity technique[J]. Journal of Tianjin University,2010,43(2):109-114.

[15] 任玲玉. 基于轨迹灵敏度和二次规划算法的电力系统暂态稳定

预防控制方法研究[D]. 北京:中国电力科学研究院,2013.
REN Lingyu. Study on transient stability preventive control based on trajectory sensitivity and quadratic programming[D]. Beijing:China Electric Power Research Institute,2013.

[16] XU Yan,DONG Zhaoyang,ZHAO Junhua,et al. Trajectory sensitivity analysis on the equivalent one-machine-infinite-bus of multi-machine systems for preventive transient stability control[J]. IET Generation,Transimmision & Distribution,2015,9(3):276-286.

[17] 赵晋泉,钱莉,陈刚. 一种基于 EEAC 和轨迹灵敏度的暂态稳定约束最优潮流模型与方法[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(9):9-14.
ZHAO Jinquan,QIAN Li,CHEN Gang. A novel EEAC and sensitivity based model and algorithm of transient stability constrained optimal power flow[J]. Power System Protection and Control,2015,43(9):9-14.

[18] 田芳,于之虹,严剑峰,等. 大电网安全评价体系及其评价指标体系的研究技术报告[R]. 北京:中国电力科学研究院,2010.

[19] 史东宇,陈继林,鲁广明,等. 在线安全分析及预警实用化研究[R]. 北京:中国电力科学研究院,2013.

作者简介:

田　芳

田　芳(1973—),女,湖北监利人,教授级高级工程师,博士,研究方向为电力系统分析与控制、电力系统数字仿真(**E-mail**:tianf@epri.sgcc.com.cn);

周孝信(1940—),男,山东蓬莱人,教授级高级工程师,中国科学院院士,中国电力科学研究院名誉院长,研究方向为电力系统分析与控制、电力系统仿真以及 FACTS 技术等;

于之虹(1975—),女,安徽寿县人,教授级高级工程师,博士,研究方向为电力系统安全稳定评估与控制、仿真分析技术等。

Optimization method of transient stability preventive control based on sensitivity analysis and time domain simulation

TIAN Fang,ZHOU Xiaoxin,YU Zhihong

(State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation,China Electric Power Research Institute,Beijing 100192,China)

Abstract:A new solution is provided for optimizing the transient stability preventive control by linearizing the transient stability constraints according to CCT(Critical Clearing Time) sensitivity,which simplifies the solving process of TSCOPF(Transient Stability Constrained Optimal Power Flow) problem. To solve the time-consuming problem of calculating the CCT sensitivity of a large-scale power system,the standby generator screening method with the line active power sensitivity and the parallel computing technology are adopted to improve the calculation efficiency. Simulative results of the WSCC 9-bus benchmark system and the SGCC 9 177-bus power grid show that the proposed methd has good optimization effect and engineering practicability.

Key words:transient stability;sensitivity analysis;time domain simulation;preventive control;transient stability constraint;optimal power flow;critical clearing time

(上接第 154 页 continued from page 154)

Nonparametric correlation analysis of numerical feature for load loss in cascading failure

LIU Tingjian[1],LIU Youbo[1],DIAO Su[2],LIU Junyong[1],HAN Anbing[2],XIA Zhijun[2]

(1. College of Electrical Engineering and Information Technology,Sichuan University,Chengdu 610065,China;
2. State Grid Luzhou Power Supply Company,Luzhou 646000,China)

Abstract:The numerical correlation between the load loss and power grid performance indexes is studied by nonparametric correlation analysis from the massive simulation data of cascading failures. The simulation platform is firstly built based on the multi-layer time-series evolution model of cascading failures. Three kinds of power grid performance indexes,i.e. electric state indexes,network structural indexes and entropy-based indexes,are then selected as the correlation objects of the load loss caused by cascading failures. The nonparametric independence screening is adopted to screen out the weakly coupled indexes,and Group Lasso nonparametric regression algorithm is further used to determine the nonparametric correlation rule of the load loss against the power grid performance indexes. A case study on a provincial power grid in southwest China demonstrates that the proposed method can identify the performance indexes that have strong correlations with load loss caused by cascading failures. Moreover,the nonparametric correlation rule explicitly reveals the correlation trend between the load loss and power grid performance indexes.

Key words:cascading failure;load loss;performance index of power grid;correlation analysis;nonparametric independence screening;Group Lasso nonparametric regression

附　录

表 A1 SGCC9177 节点系统待调火电机组发电成本费用系数

Table A1 Generating cost coefficients of standby thermal generators in SGCC 9177-bus system

发电机节点	额定功率/MW	a/(元·h^{-1}·MW^{-2})	b/(元·h^{-1}·MW^{-1})	c/(元·h^{-1})
BMX	200	0.002 54	21.9	261.2
DY2	300	0.002 2	14.7	280
DY3	300	0.002 2	14.7	280
FS	600	0.002 8	17.0	750
GA7	300	0.002 2	14.7	280
GA8	300	0.002 2	14.7	280
GA20	300	0.002 2	14.7	280
GA22	600	0.002 8	17.0	750
HMK	150	0.004 33	10.3	144.9
HJZ	200	0.002 54	21.9	261.2
JT7	600	0.002 8	17.0	750
JT8	600	0.002 8	17.0	750
YT	300	0.002 2	14.7	280
TB6	300	0.002 2	14.7	280
TB7	300	0.002 2	14.7	280
LB7	300	0.002 2	14.7	280
LB8	300	0.002 2	14.7	280
RZ	600	0.002 8	17.0	750
XP	600	0.002 8	17.0	750
AW7	150	0.004 33	10.3	144.9
AW8	150	0.004 33	10.3	144.9
LH4	360	0.001 94	7.4	311.1
LH5	360	0.001 94	7.4	311.1
LH6	360	0.001 94	7.4	311.1
LH7	360	0.001 94	7.4	311.1
LH2	600	0.002 8	17.0	750
LHa	600	0.002 8	17.0	750
SH0	300	0.002 2	14.7	291.2
SH1	300	0.002 2	14.7	291.2
SG6	135	0.004 2	17.8	224.3
SG7	135	0.004 2	17.8	224.3
CQ1	220	0.002 54	21.9	261.2
CQ2	220	0.002 54	21.9	261.2

表 A2 SGCC9177 节点系统部分机组有功功率和待调发电机总发电成本

Table A2 Active powe of part generators and total power generating cost of s tandby generators in SGCC 9177-bus system

发电机节点	有功功率	
	基态	优化结果（调整后的发电机有功出力）
BMX	1.845 52	0.2
GA22	5.445 80	5.323 06
HJZ	1.651 12	0.2
JT7	5.499 62	5.323 05
JT8	5.970 74	5.323 07
RZ	5.727 67	5.315 67
XP	5.481 86	5.322 87
AW7	1.495 54	1.5
AW8	1.494 26	1.5
LH4	3.480 08	3.6
LH5	3.558 06	3.6
LH6	3.241 25	3.6
LH7	3.485 18	3.6
LH2	5.349 64	5.377 78
SH0	2.932 89	3
SG6	1.181 04	1.35
SG7	1.262 00	1.35
JK8	0.814 09	1
JK9	0.790 70	1
JK0	0.363 42	1
PS3	3.359 96	3.5
YP5	0.917 97	1.5
YPa	0.979 08	1.5
YP3	0.828 57	1.5
YPDC5	0.829 44	1.5
待调发电机总发电成本/（元·h^{-1}）	184 825.29	176 055.00

注：有功功率为标幺值。

表 A3 预防控制优化结果

Table A3 Optimization results of preventive control

发电机节点	预防控制后发电机有功出力	
	只针对故障 1	同时针对故障 1 和 2
BMX	0.2	1.845 52
GA22	5.323 06	5.445 80
HJZ	0.2	1.651 12
JT7	5.323 05	5.499 62
JT8	5.323 07	5.970 74
RZ	5.315 67	5.727 67
XP	5.322 87	5.481 86
AW7	1.5	1.495 54
AW8	1.5	1.494 26
LH4	3.6	3.480 08
LH5	3.6	3.558 06
LH6	3.6	3.241 25
LH7	3.6	3.485 18
LH2	5.377 78	5.349 64
SH0	3	2.932 89
SG6	1.35	1.181 04
SG7	1.35	1.262 00
JK8	1	0.814 09
JK9	1	0.790 70
JK0	1	0.363 42
PS3	3.5	3.359 96
YP5	1.5	0.917 97
YPa	1.5	0.979 08
YP3	1.5	0.828 57
YPDC5	1.5	0.829 44
GD7	6	0.2
GD8	6	1.5
GD9	6	1.5
GD0	0.13	1.5
SXY0	7.034 37	7.6
SXY1	7.021 24	7.6
SXY2	7.032 51	7.6
SXY3	7.046 29	7.6
SXY4	7.031 74	7.6
SXY5	7.037 65	7.6
SXY6	7.016 65	7.6
SXY7	7.020 59	7.6
SXY8	7.019 38	7.6
SXY9	7.036 44	7.6
SXY10	7.041 04	7.6
SXY11	6.991 82	7.265 67
待调发电机总发电成本/（元 h^{-1}）	176 055.00	184 825.29

注：发电机有功出力为标幺值。