

基于BCU法的多故障暂态稳定约束最优潮流计算

蒋健, 刘明波

(华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要: 基于稳定域边界的主导不稳定平衡点(BCU)方法, 求解暂态能量裕度对发电机有功和无功出力的解析灵敏度, 再将暂态能量裕度约束直接加入最优潮流模型中, 建立含多故障暂态能量裕度约束的最优潮流逐次线性规划模型。通过常规潮流计算、基于BCU法的暂态稳定及暂态能量裕度灵敏度计算、基于单纯形法的线性规划算法的交替求解, 获得最优解。并对BCU方法和故障模式法进行了比较, 在上述的交替求解过程中, 故障模式法并不能保证能求出主导不稳定平衡点, 但BCU方法能够给出可靠结果。新英格兰10机39节点系统的计算结果验证了所提方法的有效性。

关键词: 暂态稳定; 最优潮流; 暂态能量裕度; BCU法; 灵敏度分析

Optimal power flow with transient stability constraint under mutli-contingency conditions based on BCU method

JIANG Jian, LIU Ming-bo

(Electric Power College, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: According to boundary of stability region based controlling u.e.p.method(BCU method), analytical sensitivities between transient energy margin and active and reactive power of generators are solved, transient energy margin constraints are directly incorporated into optimal power flow model, and hence a successive linear programming model of optimal power flow problem with transient energy margin constraints under multi-contingency conditions is formulated. Through power flow calculation, BCU method based transient stability calculation and sensitivity analysis of transient energy margin based BCU method and simplex algorithm based linear programming solution alternately, optimal results can be obtained. Also, comparisons between the BCU method and Mode of disturbance method are performed. During the alternating iteration process, Mode of disturbance method cannot ensure that the controlling unstable equilibrium point will be obtained, But BCU method can give satisfactory results. Results on New England 10-machine and 39-bus system validate the proposed algorithm.

This project is supported by National Natural Science Foundation of China (No.50777021).

Key words: transient stability; optimal power flow; transient energy margin; BCU method; sensitivity analysis

中图分类号: TM74 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2008)23-0008-06

0 引言

与传统的最优潮流相比, 暂态稳定约束最优潮流 TSC-OPF (Transient stability constrained optimal power flow) 问题的难点在于如何描述和处理暂态稳定约束。迄今为止, 求解 TSC-OPF 的方法大致分为2类: ① 基于时域仿真, 将转子运动方程转化为等价的代数方程, 并与角度判据一起作为约束直接加入最优潮流模型中^[1,2]; ② 基于李雅普诺夫能量函数的直接法, 即利用能量函数表征系统的稳定性, 以暂态能量裕度作为稳定判据, 将方程和稳定判据直接加入最优潮流模型中^[3-5]。方法一的模型精确, 结果可靠, 但计算量大, 耗时长; 而方法二的计算速度快, 但结果偏保守。计算暂态能量裕度的关键是如何准确、快速、可靠地求解主导不稳定平

衡点 CUEP (Controlling unstable equilibrium point)。最常用的方法是故障模式法 MOD (Mode of disturbance) 和基于稳定域边界的主导不稳定平衡点方法 BCU (Boundary of Stability Region Based Controlling U.E.P.Method)^[6-13]。

MOD 法^[14]要求先判别系统的失稳模式, 即把系统机组分为严重受扰机群和剩余机群, 并认为系统失稳模式为这两个机群间失步。由于扰动初始时系统信息不足, 故可能发生失稳模式判断失误问题。在判别失稳模式后, MOD 法用牛顿法来求解与该失稳模式对应的不稳定平衡点, 可能会存在收敛性问题。BCU 法是 PEBS 方法与主导不稳定平衡点方法的有效结合。与 MOD 法相比, 该方法不需预先决定故障模式, 且计算不稳定平衡点的收敛性远优于 MOD 法。它在绝大多数情况下都能够找到准确

的主导不稳定平衡点, 其分析结果的可靠性和精度都比较高。

因此, 本文借助暂态能量裕度描述暂态稳定约束, 并将其直接加入最优潮流模型中。采用 BCU 法求主导不稳定平衡点以及暂态能量裕度相对于发电机有功和无功功率的灵敏度, 从而建立 TSC-OPF 逐次线性规划模型。并将其应用于多故障 TSC-OPF 问题的计算, 取得了较好的结果。

1 暂态能量裕度及其灵敏度分析

1.1 暂态能量裕度

发电机采用暂态电抗 x'_d 和暂态电势 E' 恒定的经典模型, 负荷采用恒阻抗模型, 则在 COI (Center of inertia) 坐标下发电机转子运动方程为:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_i = \omega_i \\ M_i \dot{\omega}_i = P_i - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \quad i=1, 2, \dots, ng \end{cases} \quad (1)$$

其中: δ_i 和 ω_i 为发电机转角和角速度偏差; M_i 为发电机惯性时间常数; ng 为系统中发电机数目; E_i 为第 i 台发电机的暂态电势, $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ 为收缩到发电机内电势节点的导纳矩阵元素; P_{mi} 为原动机机械输出功率。且:

$$\begin{aligned} C_{ij} &= E_i E_j B_{ij}, D_{ij} = E_i E_j G_{ij} \\ M_T &= \sum_{i=1}^{ng} M_i, P_{COI} = \sum_{i=1}^{ng} P_i - \sum_{i=1}^{ng} P_{ei} \\ P_i &= P_{mi} - E_i^2 G_{ii} \\ P_{ei} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{ng} (C_{ij} \sin \delta_{ij} + D_{ij} \cos \delta_{ij}) \end{aligned}$$

系统的暂态能量函数定义为^[6, 7]:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{ng} M_i \omega_i^2 - \sum_{i=1}^{ng} P_i (\delta_i - \delta_i^s) - \\ &\sum_{i=1}^{ng-1} \sum_{j=i+1}^{ng} [C_{ij} (\cos \delta_{ij} - \cos \delta_{ij}^s) - \\ &D_{ij} (\sin \delta_{ij}^u - \sin \delta_{ij}^{cl}) \frac{\delta_i - \delta_i^s + \delta_j - \delta_j^s}{\delta_i - \delta_i^s}] \end{aligned} \quad (2)$$

其中: δ^s 为系统故障后的平衡点。在李雅普诺夫能量函数的直接法中, 一般是通过先求取 CUEP, 然后把 CUEP 处的位能近似为暂态能量的临界值。则暂态能量裕度可表示为 CUEP 处和故障切除时刻的暂态能量函数之差, 即:

$$\Delta T = V(d^u, \omega^u) - V(d^{cl}, \omega^{cl}) \quad (3)$$

式中: $(\delta^{cl}, \omega^{cl})$ 和 (δ^u, ω^u) 分别表示故障切除时刻和 CUEP 处的转角和角速度。两者皆可通过 BCU 法求出, 以下介绍 BCU 法的主要思想和基本步骤。

BCU 法是通过故障后系统原始稳定域边界和

一个与之相对应的收缩系统 (梯度系统) 的稳定边界域之间的关系来求取 CUEP, 即通过梯度系统的 CUEP 来寻找故障后系统的 CUEP。然后以该 CUEP 处的暂态能量作为恒能量曲面能量值近似系统的局部稳定域边界。应用 BCU 法计算暂态能量裕度的步骤为^[7-12]:

1) 运用故障时轨线检测出口点 δ_i^e 。首先以故障前平衡点为初值, 采用隐式梯度法积分转子运动方程 (1) 求得故障时轨线。当积分至故障切除时刻, 就能求出故障切除时刻所对应的转角和角速度 $(\delta^{cl}, \omega^{cl})$ 。然后继续积分轨线, 将轨线上的 δ_i 值代入故障后功率偏差方程 (4), 当满足 $\sum_{i=1}^{ng} (-f_i \omega_i) \leq 10^{-5}$ 时, 所得的 δ_i 值就为出口点 δ_i^e 。

$$\begin{aligned} f_i(\delta) &= P_{mi}^{PF} - P_{ei}^{PF} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI}^{PF} \\ i &= 1, 2, \dots, ng \end{aligned} \quad (4)$$

2) 以 δ_i^e 作为初始点, 用 Gear 算法去积分收缩系统方程 (5), 沿积分曲线去寻找 $F(\delta) = \sum_{i=1}^{ng} f_i^2(\delta)$ 的第一个最小值, 称为最小梯度点 δ_i^* 。

$$\begin{cases} \dot{\delta}_i = P_{mi}^{PF} - P_{ei}^{PF} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI}^{PF} \\ \dot{\delta}_{ng} = -\frac{\sum_{i=1}^{ng-1} M_i \dot{\delta}_i}{M_{ng}} \end{cases} \quad i=1, 2, \dots, ng-1 \quad (5)$$

3) 以 δ^* 作为初值, 用二阶梯度法迭代求解 $(ng-1)$ 个故障后功率偏差方程 (6), 从而得到收缩系统的不稳定平衡点 δ^u 。

$$\begin{cases} f_i(\delta) = P_{mi}^{PF} - P_{ei}^{PF} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI}^{PF} = 0 \\ \dot{\delta}_{ng} = -\frac{\sum_{i=1}^{ng-1} M_i \dot{\delta}_i}{M_{ng}} \end{cases} \quad i=1, 2, \dots, ng-1 \quad (6)$$

4) 赋原始系统的 CUEP 为 $(\delta_i^u, 0)$, 然后根据方程 (3) 来计算暂态能量裕度 ΔT 。当 $\Delta T \geq 0$ 时, 系统稳定; $\Delta T < 0$, 系统不稳定。

1.2 能量裕度灵敏度分析

能量裕度对发电机有功功率和无功功率的灵敏度通常用数值摄动法和解析法进行计算。当采用数值摄动法时, 若摄动量大小选得不合适时, 求得的灵敏度将会有较大的误差, 且这种方法的计算量较大。用解析法不但可以求得灵敏度的精确值, 且计

算量小。

文献[11]提出了一种基于BCU方法的灵敏度分析方法。其对能量裕度灵敏度的计算采用的是数值摄动法。假设发电机注入有一个微小变化时,计算发电机注入前后系统能量裕度的偏差量,用数值摄动法计算其灵敏度。其结果对发电机注入偏差量大小产生有一定的依赖性,并且计算量比较大。

本文参照文献[13],以发电机初始注入功率为参变量 α ,采用一种能量裕度对参变量的灵敏度解析算法。从能量裕度的数学表达式(3)出发,对参变量进行求导,可得能量裕度的全微分公式:

$$\frac{\partial \Delta T}{\partial \alpha} = \frac{\partial V(\delta^u, \omega^u)}{\partial y^u} \cdot \frac{\partial y^u}{\partial \alpha} - \frac{\partial V(\delta^{cl}, \omega^{cl})}{\partial y^{cl}} \cdot \frac{\partial y^{cl}}{\partial \alpha} \quad (7)$$

式中: y^u 和 y^{cl} 分别代表CUEP处和故障切除时刻的系统变量。 $\frac{\partial V(\delta^u, \omega^u)}{\partial y^u}$ 和 $\frac{\partial V(\delta^{cl}, \omega^{cl})}{\partial y^{cl}}$ 的值可通过暂态能量函数的表达式(2)对系统变量在CUEP处和故障切除时刻分别进行求导所得。根据方程(7),该算法将能量裕度的灵敏度计算转化为故障清除时刻以及CUEP处系统状态变量的灵敏度计算。也就是将求 $\frac{\partial \Delta T}{\partial \alpha}$ 转为求 $\frac{\partial y^u}{\partial \alpha}$ 和 $\frac{\partial y^{cl}}{\partial \alpha}$ 。

在CUEP和故障前平衡点处,系统满足潮流平衡方程(9)。通过潮流平衡方程的灵敏度分析,可以计算出CUEP和故障前平衡点处系统状态变量的灵敏度。在故障切除时刻,虽然系统不是处在平衡状态。但可以故障前平衡点处系统状态变量的灵敏度作为起点,通过积分系统的故障时灵敏度微分方程求得故障切除时刻系统状态变量的灵敏度。该算法计算比较灵活,考虑了发电机动态过程轨迹灵敏度的影响,计算出能量裕度对参变量的灵敏度,与数值计算比较结果基本一致。

2 TSC-OPF 描述及算法

2.1 TSC-OPF 线性化模型

非线性TSC-OPF问题可以写成:

$$\min f(x, u) \quad (8)$$

$$\text{s.t. } g(x, u) = 0 \quad (9)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (10)$$

$$\underline{u} \leq u \leq \bar{u} \quad (11)$$

$$\Delta T^k \geq 0, k=1, 2, \dots, m \quad (12)$$

其中, $f(\bullet)$ 是目标函数,取发电机燃料总消耗为目标函数,其表达式为 $f(\bullet) = \sum_{i=1}^{ng} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$;式(9)为潮流方程,采用极坐标形式;式(10)表示状态变量上下限约束,取输电网络中的节点电压幅值作为状态变量;式(11)表示控制变量上下限约束,

取发电机有功和无功出力作为控制变量;式(12)表示暂态能量裕度约束,上标 k 表示故障集合。当 $k>1$ 时,即考虑多故障的情况,就在式(12)中相应加入 k 个暂态稳定约束, m 表示故障数目。

将式(8)~(12)线性化后得到:

$$\min \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \quad (13)$$

$$\text{s.t. } \underline{x} \leq x_{now} + A \Delta u \leq \bar{x} \quad (14)$$

$$\underline{u} \leq u_{now} + \Delta u \leq \bar{u} \quad (15)$$

$$\Delta T_0^k + H^k \Delta u \geq 0, i=1, 2, \dots, m \quad (16)$$

式中: A 表示状态变量和控制变量之间的灵敏度矩阵: $A = -\frac{\partial g^{-1}}{\partial x} \frac{\partial g}{\partial u}$; ΔT_0^k 为当前运行状态下的暂态稳定裕度, H^k 为暂态稳定裕度对控制变量的灵敏度系数向量。

可以运用单纯形法或内点法求解线性化模型(13)~(16)。

2.2 算法流程

图1给出了多故障TSC-OPF的逐次线性规划算法的计算流程。

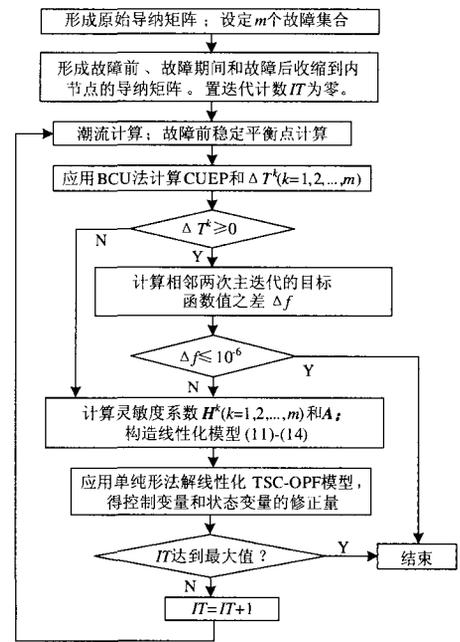


图1 计算流程图

Fig. 1 Computational flow chart

3 算例分析

试验系统选为新英格兰10机39节点系统^[14],该系统包括10台发电机、12个变压器支路、34条

表 1 单故障 TSC-OPF 计算结果

Tab.1 Results of single contingency TSC-OPF

故障	主迭代数	总耗量	能量裕度
13-14 &&13	200	475.677	18.2937
13-14 &&14	124	475.67	17.4726
14-15 &&14	123	475.67	18.9541
14-15 &&15	118	475.67	3.9529
15-16 &&15	194	475.669	2.0587
15-16 &&16	106	475.984	0.1459
31-25 &&31	80	488.871	23.659
31-32 &&31	92	478.216	17.6037
31-32 &&32	69	476.198	12.3583
32-18 &&18	63	477.544	13.4186
32-33 &&33	200	475.676	12.5779
33-14 &&14	120	475.672	17.8216
33-14 &&33	120	475.672	17.8216
38-10 &&38	123	475.672	2.5152
38-10 &&10	123	475.672	19.8754

注: 表 1 中, 13-14 &&13 表示三相接地短路发生在支路 13-14 上靠近节点 13 处, 通过切除该支路消除故障。

表 2 采用 MOD 法的迭代过程中 CUEP 点、总耗量和暂态能量裕度的变化

Tab.2 Change of CUEP, total fuel consumption and transient energy margin during iteration by MOD method

主迭代次数	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6	δ_7	δ_8	δ_9	δ_{10}	CUEP 迭代成功否?	总耗量	能量裕度
1	2.31	1.97	1.93	1.84	2.39	1.91	1.83	2.51	2.23	-1.43	成功	594.624	15.6172
2	2.31	1.97	1.93	1.84	2.39	1.91	1.83	2.51	2.23	-1.43	不成功	590.34	15.1885
3	2.31	1.97	1.93	1.84	2.39	1.91	1.83	2.51	2.23	-1.43	不成功	586.777	15.1315
4	2.1	1.87	1.85	1.87	2.13	1.85	1.85	2.03	2.17	-1.03	成功	583.28	18.7288
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
55	1.79	1.62	1.45	2.08	1.88	1.80	1.91	2.25	1.87	-1.03	成功	481.235	18.6309
56	1.79	1.62	1.45	2.08	1.88	1.80	1.91	2.25	1.87	-1.03	不成功	480.417	18.7377
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
122	1.78	1.75	1.47	2.11	1.87	1.8	1.90	2.24	1.85	-1.04	成功	475.68	18.623
123	1.77	1.76	1.48	2.11	1.88	1.81	1.91	2.22	1.85	-1.04	成功	475.675	18.374

表 3 采用 BCU 法的迭代过程中 CUEP 点、总耗量和暂态能量裕度的变化

Tab.3 Change of CUEP, total fuel consumption and transient energy margin during iteration by BCU method

主迭代次数	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6	δ_7	δ_8	δ_9	δ_{10}	CUEP 迭代成功否?	总耗量	能量裕度
1	1.37	1.88	1.89	1.86	1.91	1.84	1.83	1.86	2.16	-1.03	成功	594.624	15.3289
2	1.50	1.82	1.82	1.80	1.87	1.80	1.79	1.97	2.20	-1.03	成功	590.300	16.2215
3	1.53	1.80	1.81	1.79	1.88	1.80	1.78	1.98	2.20	-1.03	成功	586.770	16.2208
4	1.55	1.79	1.80	1.79	1.88	1.81	1.78	1.98	2.21	-1.04	成功	583.200	17.2258
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
55	1.86	1.37	1.54	1.58	2.14	1.86	1.74	1.76	2.50	-1.03	成功	481.235	19.9751
56	1.86	1.37	1.54	1.57	2.15	1.86	1.74	1.75	2.50	-1.03	成功	480.417	19.9654
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
122	1.87	1.24	1.52	1.54	2.14	1.85	1.75	1.78	2.53	-1.02	成功	475.677	19.9534
123	1.88	1.23	1.51	1.54	2.14	1.85	1.74	1.79	2.53	-1.02	成功	475.672	19.8754

传输线。所有系统参数均采用标么值表示, 节点电压相角和发电机转角用弧度表示, 基准功率为 100 MVA。在计算中, 设定积分步长为 0.05 s, 迭代次数为 200。算法是在 Visual C++ 6.0 环境下实现。

3.1 单故障 TSC-OPF 计算

预想事故选择为: 在任一支路的首端或者末端发生三相接地短路, 故障在 0.18 s 时通过切除支路而解除。本文对 66 个单故障都进行了 TSC-OPF 计算, 在此选取其中的 15 个单故障的结果见表 1。

选取单故障 38-10 &&10, 表 2 和表 3 分别给出了在 TSC-OPF 迭代过程中采用 MOD 法和 BCU 法时 CUEP 点、总耗量和暂态能量裕度的变化情况。可以看出, 采用 MOD 法时 CUEP 收敛性比较差, 并不是每次都能找出 CUEP。如果 CUEP 迭代不收敛, 就要选取前一次迭代得到的 CUEP 作为本次迭代的值。这能使优化计算继续运行, 但势必会影响暂态能量裕度的值和寻优。当采用 BCU 法时, 计算 CUEP 的收敛性较好, 在绝大多数情况下都能够快速和精确地找到 CUEP, 并且总的计算时间也比 MOD 要短。

表 4 故障分组结果

Tab.4 Results of contingencies grouping

分组	故障	总耗量	
第一组	第 1 小组	13-14 &&13、13-14 &&14 15-16 &&15、15-16 &&16	496.01
	第 2 小组	16-17 &&16、16-21 &&16 17-18 &&17、17-18 &&18	508.73
	第 3 小组	23-24 &&24、26-28 &&28 26-29 &&29、28-29 &&28	497.06
	第 4 小组	32-33 &&32、32-33 &&33 33-14 &&14、34-35 &&34	491.24
	第 5 小组	34-35 &&35、34-37 &&34 34-37 &&37、35-36 &&35	485.67
	第 6 小组	35-36 &&36、36-37 &&37 39-11 &&39、39-13 &&13	485.97
	第 7 小组	14-15 &&14、14-15 &&15 16-17 &&17、16-24 &&16	531.64
	第 8 小组	21-22 &&22、39-11 &&11 31-32 &&32、32-18 &&32	535.13
	第 9 小组	38-10 &&38、38-10 &&10、30-10 &&10	482.69
	第 10 小组	25-26 &&26、37-38 &&37 35-11 &&11、39-13 &&39	529.83
	第 11 小组	30-31 &&31、33-34 &&34 28-29 &&29、37-38 &&38	536.53
	第 12 小组	16-21 &&21、21-22 &&21 26-27 &&26	521.64
	第 13 小组	30-10 &&30、31-25 &&31 31-32 &&31	515.71
	第 14 小组	16-24 &&24、17-27 &&27 22-23 &&22	513.8
	第五组	第 15 小组	26-27 &&27、26-29 &&26 32-18 &&18
第 16 小组		22-23 &&23、33-14 &&33 35-11 &&35、36-37 &&36	515.84
第七组	第 17 小组	25-26 &&25、26-28 &&26 33-34 &&33、17-27 &&17	497.42
	第 18 小组	23-24 &&23、30-31 &&30 31-25 &&25	487.76

3.2 故障分组

采用 MOD 法在进行 TSC-OPF 计算的时候，可以按照单故障 TSC-OPF 计算所得出的失稳机群来进行分组。这种分组虽然比较精确，但较多依赖失稳模式的判断。若失稳模式判断失误或者系统失步为两个以上机群，则均会引起故障分组的较大误差。当采用 BCU 法时，不用预先判断失稳模式，并且计算 CUEP 的收敛性远优于 MOD 法。因此，本文尝试提出一种新的分组方法：将 66 个单故障通过两两随机组合，可以得到 2145 种双故障。对 2145 种双故障分别进行 TSC-OPF 计算，若能够获得最优潮流解，则将这两个故障分在一组；反之就不能它们归在一组。按照这种思路，一共能将故障分为八个组。在

同一组中的故障，其实都可以放在一起进行多故障 TSC-OPF 计算，只是计算复杂性和计算代价明显增加。出于降低计算代价的考虑，我们将每个组里的故障再分成若干小组，见表 4。然后，在每个小组中实施三故障或者四故障 TSC-OPF 计算。这样既减少了寻找 TSC-OPF 的解的数目，又降低了计算代价。

经过故障分组后，同一小组中的两个或多个故障的稳定性均可以取一个最优潮流解来保证，这个最优潮流解通过实施 TSC-OPF 计算获得。因此，表 4 中列出的 18 个最优潮流解代表了同一小组中发生的各种单故障或者多故障的最优潮流解。

3.3 多故障 TSC-OPF 优化结果比较

表 5 基于 MOD 法的多故障最优潮流计算结果

Tab.5 Optimal power flow results under mutli-contingency conditions based on MOD method

故障	总耗量	能量裕度	计算 CUEP 不收敛的主迭代次数	
单故障	38-10 &&38	476.671	7.6482	19
	38-10 &&10	475.675	18.374	7
	30-10 &&10	475.674	22.74	10
双故障(38-10 &&10 和 38-10 &&10)	38-10 &&38	483.98	8.321	22
	38-10 &&10	483.98	20.574	10
三故障(38-10 &&38 和 38-10 &&10 和 30-10 &&10)	38-10 &&38	492.69	14.531	25
	38-10 &&10	492.69	25.365	12
	30-10 &&10	492.69	29.451	15

表 6 基于 BCU 法的多故障最优潮流计算结果

Tab.6 Optimal power flow results under mutli-contingency conditions based on BCU method

故障	总耗量	能量裕度	计算 CUEP 不收敛的主迭代次数	
单故障	38-10 &&38	475.672	2.512	0
	38-10 &&10	475.672	19.8754	0
	30-10 &&10	475.672	10.1476	0
双故障(38-10 &&10 和 38-10 &&38)	38-10 &&10	476.98	2.612	0
	38-10 &&38	476.98	19.965	0
三故障(38-10 &&38、38-10 &&10 和 30-10 &&10)	38-10 &&38	482.69	3.251	0
	38-10 &&10	482.69	20.651	0
	30-10 &&10	482.69	11.523	0

表 5 和表 6 分别列出了采用 MOD 法和 BCU 法时的单故障、双故障和多故障 TSC-OPF 计算结果。在

MOD法中,三故障38-10 &&38、38-10 &&10和30-10 &&10均是10号机失稳^[4],而在BCU法中,则同属第9小组。结果对比表明,采用MOD法进行多故障优化计算会比单故障计算时更容易碰到到计算CUEP不收敛问题,这就可能会造成得不出最优解问题。但采用BCU法时,无论是单故障还是多故障情况均能避免这个问题而得出最优解。

4 结论

通过本文工作,可得出以下结论:

1) 提出了基于BCU法的暂态稳定约束最优潮流算法。用其进行单故障和多故障TSC-OPF计算,计算CUEP的收敛性远优于MOD法。在逐次线性规划中能够快速和精确地找到CUEP。

2) 根据BCU法的特点,提出了一种新的故障分组方法。这种故障分组方法在保证计算的精确性的同时,减少了寻找TSC-OPF解的数目,降低了计算代价。

参考文献

- [1] Gan D, Thomas R J, Zimmerman R D. Stability-constrained Optimal Power Flow[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15 (2): 535-540.
- [2] 韦化, 阳育德, 李啸骢. 多预想故障暂态稳定约束最优潮流[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(10): 91-96. WEI Hua, YANG Yu-de, LI Xiao-cong. Optimal Power Flow with Multi-contingencies Transient Stability Constrained[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(10): 91-96.
- [3] Ruiz-vega D, Pavella M. A Comprehensive Approach to Transient Stability Control. I. Near Optimal Preventive Control[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(4): 1446-1453.
- [4] Sun Y, Xinlin Y, WANG H F. Approach for Optimal Power Flow with Transient Stability Constraints[J]. IEE Proceedings-Gener, Transm and Distrib, 2004, 151(14): 8-18.
- [5] 付刚, 刘明波. 含暂态能量裕度约束最优潮流问题的线性规划解法[J]. 继电器, 2005, 33 (10): 12-16. FU Gang, LIU Ming-bo. Linear Programming Algorithm for Optimal Power Flow Problem Incorporating Transient Energy Margin Constraint[J]. Relay, 2005, 33(10): 12-16.
- [6] Vittal V, Zhou E Z, Hwang C, et al. Derivation of Stability Limits Using Analytical Sensitivity of the Transient Energy Margin[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1989, 4 (4): 1363-1372.
- [7] 刘笙, 汪静. 电力系统暂态稳定的能量函数分析[M]. 上海: 上海交通大学出版社, 1996.
- [8] LIU Sheng, WANG Jing. Transient Energy Function Analysis for Power System Stability[J]. Shanghai Jiaotong University Press, 1996.
- [9] Tong J, Chinag H D, Conneen T P. A Sensitivity-Based BCU Method for Fast Derivation of Stability Limits in Electric Power Systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(4): 1418-1428.
- [10] Chiang H D, Wu F F, Varaiya P P. A BCU Method for Direct Analysis of Power System Transient Stability[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9 (3): 1194-1208.
- [11] WANG Cheng-shan, YU Xu-Yang, Chiang H D. Heuristic Solutions for Some Problems in BCU Method[J]. Transactions of Tianjin University, 2000, 6(1): 1-7.
- [12] 陶炜, 刘笙. 网络结构保持下的能量裕度灵敏度分析[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(11): 10-13. TAO Wei, LIU Sheng. Sensitivity Analysis of Transient Energy Margin Using Network Structure Preserving Model[J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(11): 10-13.
- [13] 刘笙. 暂态能量函数方法的新近进展[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(9): 19-24. LIU Sheng. The Recent Progress of the Transient Energy Function Method[J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(9): 19-24.
- [14] 余旭阳, 王成山. 基于轨迹灵敏度的能量裕度灵敏度解析算法[J]. 湖南电力, 2005, 25(3): 1-4. YU Xu-yang, WANG Cheng-shan. An Energy Margin Sensitivity Calculation Based on Trajectory Sensitivity[J]. Hunan Electric Power, 2005, 25(3): 1-4.
- [15] 阳曾. 含暂态能量裕度约束多故障最优潮流问题研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2006. YANG Zeng. Research on Optimal Power Flow with Transient Energy Margin Constraints under Multi-contingency Conditions[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2006.
- [16] 薛禹胜. 失稳模式变化的机理[J]. 电力系统自动化, 1994, 18 (10): 11-24. XUE Yu-sheng. The Mechanisms of Instability Modes[J]. Automation of Electric Power Systems, 1994, 18(10): 11-24.

收稿日期: 2008-02-26; 修回日期: 2008-03-19

作者简介:

蒋健(1982-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统暂态稳定分析与最优潮流计算; E-mail: jpig1230@163.com

刘明波(1964-), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统优化、运行与控制。