

基于节点分类与网络收缩的直流受端电网动态无功优化配置

唐绍普¹, 张树卿¹, 沈卓轩¹, 郭琦², 姜齐荣¹, 郭海平²

(1. 电力系统及发电设备安全控制和仿真国家重点实验室, 清华大学, 北京 100084;

2. 直流输电技术国家重点实验室, 南方电网科学研究所有限公司, 广东 广州 510670)

摘要: 受端电网扰动/故障后的暂态电压稳定问题已成为交直流馈入大中心负荷区电网安全稳定的主要威胁。无功电源和无功负荷的动态失衡是导致暂态电压稳定的根本原因。针对该问题, 考虑对直流受端电网进行动态无功优化配置, 以提升直流受端电网的动态支撑能力。本文对交直流混合系统的无功补偿布点和补偿容量优化方案做了详细研究, 将交直流输电系统分为直流和交流两部分进行无功布点的筛选, 此过程中主要考虑了交流系统的负载率、暂态电压恢复时间、直流换流站间的交互作用以及发电机作为无功电源的作用等因素, 采用网络收缩模型和性能指标设计无功补偿布点; 此外, 本文采用遗传算法进行优化问题解算, 得到全局优化解; 最后, 基于 IEEE39 节点系统改进的交直流系统中进行了上述方案的验证。

关键词: 节点分类; 网络收缩; 直流受端电网; 暂态电压稳定; 动态无功优化配置

DOI: 10.12067/ATEEE2006022

文章编号: 1003-3076(2020)12-0001-11

中图分类号: TM712

1 引言

受经济发展和环境因素的制约, 我国已形成西电东送的能源格局, 大量电能通过高压交直流混联通道馈入负荷区域, 这样的电网运行与控制特性复杂, 稳定性问题突出, 特别是电压稳定问题。已有研究表明暂态电压稳定问题已成为我国京津、沪、穗等具有大中心负荷区电网安全稳定的主要威胁^[1,2]。大量的研究表明: 交流系统受扰或发生故障后, 由于存在大量的具有延迟恢复特性的动负荷, 使得交流系统电压不能恢复或持续降低而引起多回直流输电系统换相失败, 甚至连续发生多次换相失败, 严重者出现闭锁^[3-6]。电力系统暂态电压不稳定的最根本原因是由无功电源和无功负荷的动态失衡引起的^[7]。采用动态无功补偿装置有利于多馈入直流换相失败过程中电压恢复。因此, 在系统中配以一定的无功补偿以提升受端系统的电压支撑能力是非常必要的。

针对具有庞大节点数目的电力系统, 通过对无功补偿布点及补偿容量的合理选择, 既可以满足系统安全稳定运行的需求, 也可以降低系统的投资。研究人员针对电力系统的无功配置与优化已有一定的研究。传统基于潮流的分析进行无功配置的方法如灵敏度分析法、电压稳定裕度指标、无功裕度指标等均为静态无功优化配置方法。

基于动态无功补偿也有一定研究。文献[6]通过无功分层分区平衡分析、静态电压稳定分析和暂态电压稳定校核的综合优化, 制定无功补偿最终配置方案。但实际中很难达到理想上的无功分层分区就地完全平衡。文献[8]提出以极限切除时间为指标, 评估系统暂态电压稳定性的动态无功优化配置方法。文献[9]在上述研究的基础上提出了基于新型暂态电压稳定指标的动态无功补偿优化配置方法。文献[10]通过暂态电压失稳风险指标和灵敏度指标确定关键故障集合、动态无功补偿的候选节点, 并通过火花筛选配合烟花算法对各个动态无功

收稿日期: 2020-06-11

基金项目: 直流输电技术国家重点实验室(南方电网科学研究所有限公司)开放基金项目(SKLHVDC-2019-KF-17)、国家重点研发计划项目(2018YFB0905105)

作者简介: 唐绍普(1988-), 男, 山东籍, 工程师, 硕士, 研究方向为电力系统/综合能源系统仿真; 张树卿(1983-), 男, 河南籍, 讲师, 博士, 研究方向为大电网动态/暂态分析、电力系统/综合能源系统仿真。

补偿装置的容量进行优化。现有研究存在一定的局限。由于实际电网规模庞大,难以设计可行的优化问题并解算,因而难以得到全局最优的无功补偿配置;难以同时考虑交流无功源荷、直流暂态无功特性及其相互影响。

本文对交直流混联系统中交流系统受扰或故障过后的暂态电压恢复过程中的无功补偿布点和补偿容量方案做了详细研究,以助于系统暂态电压恢复。将交直流输电系统分为直流和交流两部分进行无功布点的筛选,主要考虑了交流系统的负载率、暂态电压恢复时间、直流换流站间的交互作用以及发电机作为无功电源的作用等,采用网络收缩模型和性能指标设计无功补偿布点和补偿容量优化。其中交流系统负载率的计算中采用了实验测试结果,相比采用解析结果相比更具有实用价值。此外,本文采用遗传算法进行优化问题解算,收敛性好,易于得到全局优化解。

2 基于无功特性节点分类

2.1 重负荷节点与无功薄弱节点

电网中无功薄弱节点往往出现在负荷较为集中、容量较大的节点。值得注意的是,故障或扰动后,系统电压的恢复是一个动态过程,母线电压需经过一定时间的过渡过程才能恢复正常或出现电压稳定问题^[11,12],这与负荷的动态特性紧密相关。由于负荷自身惯性和动态无功-电压特性,故障扰动清除后,负荷的无功并不能立即恢复到初始状态,而是在稳态无功基础上叠加波动或暂态峰值。本文设计并采用负荷动静综合负载率 r_i 评估无功负荷节点是否薄弱。

$$r_i = \frac{Q_i}{S_i} + \frac{\Delta Q_i |_{\Delta U}}{S_i} \quad (1)$$

式中, i 为负荷所在母线编号; S_i 为母线 i 短路容量; Q_i 为负荷稳态无功; $\Delta Q_i |_{\Delta U}$ 为故障扰动引起的负荷所在母线电压跌落 ΔU 后负荷最大暂态无功变化量,考虑到普遍意义, ΔU 取值为 -0.2pu ,即三相短路正序电压跌落值,或单相短路故障下故障相电压跌落 0.6pu 时对应正序电压跌落值,如对于恒定电流负荷, $\Delta Q_i |_{\Delta U}$ 为 -0.2 倍稳态无功功率,而对采用典型参数的动负荷, $\Delta Q_i |_{\Delta U}$ 一般为 $+1.5$ 倍到几倍。

负荷节点的负载率越高,该节点故障扰动后暂态电压延迟恢复或发生电压稳定问题的概率越大,据此指标可判定该节点是否为薄弱节点^[13]以及是

否选作加装无功补偿的备选节点。

2.2 高压直流逆变器馈入节点

多直流馈入电网中,高压直流逆变器较为集中馈入,因其需消耗大量的无功功率而可看做交流系统的无功负载。在稳态时,高压直流逆变器消耗的无功功率基本通过滤波器组足量补偿,稳态无功消耗可近似忽略;在故障扰动下,换流母线暂态电压下降,一方面,滤波器组发出的容性无功功率随电压下降而降低,另一方面,换流阀暂态调节和异常换相过程中无功消耗会发生大幅“突变”^[14,15]。高压直流线路额定容量越大、输送功率越大,同时其馈入节点的电压支撑能力越弱,因此,本文采用直流馈入母线短路比 $K_{s,i}$ 判定直流变流器接入母线是否为无功薄弱节点:

$$K_{s,i} = \frac{S_{ac,i}}{S_{dc,i}} = \frac{U_i^2 / |Z_{eq,i}|}{\sqrt{P_{di}^2 + Q_{di}^2}} \quad (2)$$

式中, i 为直流馈入母线编号; $S_{ac,i}$ 与 $S_{dc,i}$ 分别为交流母线短路容量与直流变流器馈入交流母线的视在功率; U_i 与 $Z_{eq,i}$ 分别为母线电压幅值与节点自阻抗; P_{di} 与 Q_{di} 分别为交直流连接节点 i 处注入的转换功率、无功功率。

2.3 大容量发电机节点

同步发电机是电力系统中重要的动态无功电源,其在无功调节中具有调节范围大、可快速自动连续调节、调节品质好等特点,对电网的电压水平调节具有重要影响^[16]。文献^[17]指出直流受端电网内的发电机在提供动态无功方面有较大的潜力,有利于提高暂态电压稳定性。发电机具有很强的暂态过载能力,在故障扰动期间及其过后的暂态过渡过程中,能够对临近区域提供暂态无功支撑,有利于维持附近母线电压。因而,无功补偿优化配置中应当考虑无功薄弱节点附近发电机的作用,保留发电机节点并将其等效为暂态电势恒定的电压节点,从经济方面考虑,可减少不必要的无功补偿配置。

3 无功源荷暂态响应建模与网络收缩建模

3.1 计及暂态响应的无功负荷建模

不难理解,动态无功补偿配置,除了需要针对稳态电压不达标的节点,还需支撑暂态无功需求,因此,无功负荷建模应一定程度上考虑源荷的无功暂态响应性能,特别是动负荷与高压直流换流站。

负荷与高压直流变流器节点,采用功率源建模,第 i 个母线上负荷或高压直流变流器节点注入电网

的功率记为 $S_i = P_i + jQ_i$ 。

对于重负荷节点、无功薄弱节点或高压直流变流器节点,由于其在暂态过程中无功变化较大,如对动负荷,故障扰动后暂态无功可能达到稳态的若干倍,再如高压直流逆变器,暂态扰动下换相失败,则有功输出大幅下降,且吸收大量无功。因而,快速响应的动态无功补偿应在故障扰动的暂态过程中,尤其是在暂态电压恢复过程中起到一定程度的补偿作用。在无功补偿优化配置问题中,前述三类节点的功率需计及暂态增量,即:

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{i0} + \Delta P_i |_{\Delta U} + j(Q_{i0} + \Delta Q_i |_{\Delta U}) \quad (3)$$

式中, P_{i0} 与 Q_{i0} 分别为负荷或高压直流注入母线的稳态有功和无功功率; $\Delta P_i |_{\Delta U}$ 与 $\Delta Q_i |_{\Delta U}$ 分别为负荷或高压直流受扰后注入母线电压幅值跌落 ΔU 后暂态有功与无功增量峰值,可以通过暂态仿真测试得到。一般的,母线暂态电压跌落随不同的故障扰动而变化,为了保证方法的普适性, ΔU 取值为 -0.2pu ,即三相短路正序电压跌落值,或单相短路故障下故障相电压跌落 0.6pu 时对应正序电压跌落值。不难理解,实际电网中绝大多数故障为单相短路,故障相电压跌落 0.6pu 较为普遍且偏严重,因而, ΔU 取值具有普适性和代表性。

3.2 计及暂态响应的无功电源建模

动态无功补偿配置需支撑暂态无功需求,保证全系统暂态无功平衡和一定的无功裕度,以提高交直流电网暂态电压稳定性能。因而,无功电源建模应计及暂态无功出力能力或暂态电压支撑能力。

SVC、SVG 等电力电子无功补偿装置的过流过载能力较弱,过载工况持续时间远小于在暂态电压稳定发生、发展的时间^[18],因而,接入母线 i 的电力电子无功补偿装置通过其额定无功功率 $Q_{sv,i}$ 建模。

对同步发电机,励磁绕组过渡过程往往超过几百毫秒,甚至达到几秒,大于暂态电压稳定发生、发展过程持续的时间^[19],因而可采用暂态电势恒定的电压源对同步发电机建模,接入母线 i 的同步发电机其内电势和内阻抗分别为 $E_{qp,i}$ 、 $X_{p,i}$ 。

3.3 电网收缩简化建模

电压稳定本质上是网络无功能否达到平衡且节点电压能否恢复到期望值。在暂态电压稳定发展的过程中,各无功源、荷的交互作用通过电网实现,且该交互物理过程为电网/电路电磁暂态过程,其过渡过程远远快于无功源、荷的动态,因而电网采用静态

网络方程模型描述。

考虑到原始电网规模较大,在后续优化求解中网络功率-电压约束方程解算将成为算法效率的瓶颈。因而,将原始网络在保留重负荷节点与无功薄弱节点、高压直流逆变器馈入节点和大容量发电机节点情况下进行网络收缩。收缩后的网络节点导纳矩阵为:

$$Y_{\text{eq}} = \begin{bmatrix} \ddots & & & \\ & G_{ij} & & \\ & & \ddots & \\ \ddots & & & \ddots \end{bmatrix} = Z_{\text{eq}}^{-1} = \begin{bmatrix} \ddots & & & \\ & Z_{ij} & & \\ & & \ddots & \\ \ddots & & & \ddots \end{bmatrix}^{-1} \quad (4)$$

式中, $G_{ij}(i \neq j)$ 为收缩子网节点 i 与节点 j 之间的等值互导纳, $G_{ij}(i = j)$ 为收缩子网节点 i 的自导纳。 Y_{eq} 或 Z_{eq} 可采用一般的网络等值化简方法得到^[20]。

进一步,将发电机暂态电抗并入网路,修改式(4),得到修正后等值网络导纳矩阵:

$$Y'_{\text{eq}} = \begin{bmatrix} \ddots & & & \\ & G'_{ij} & & \\ & & \ddots & \\ \ddots & & & \ddots \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中, $G'_{ij} = G_{ij}(i \neq j)$,若节点无发电机并入,则 G'_{ii}

$$= G_{ii}, \text{ 否则 } G'_{ii} = \frac{1}{\frac{1}{G_{ii}} + \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{1}{g_j}} + \sum_{j=1, j \neq i}^n -G_{ij}。$$

至此,无功源荷与电网模型联立,形成交直流电网受扰后暂态潮流断面的功率-电压方程,其中同步发电机节点为内电势恒定的 PV 节点,与无功源荷作为 PQ 节点处理。

4 无功补偿配置方法

4.1 无功群补偿集中选点方法

4.1.1 基于耦合强度的群补偿集中选点

并入节点的无功源荷通过电网耦合,它们之间的耦合强弱由耦合路径及其阻抗参数决定。根据电网的结构和电气特性参数可计算获得电力网络中不同节点间电气联系的强弱,电气距离或互阻抗值越大,说明两节点间电气联系越弱。利用电气特性建立的电力网络模型能够更准确地反映电网整体的电气特征,从而有利于对电力网络结构进行分析。

通过等值计算,输出节点互阻抗,比较互阻抗大小。互阻抗越大,节点间电气联系小,同时发生换相失败的可能性小。节点间相互作用小,可以进行节

点抱团,在其中一个节点增加无功补偿,对于另一个节点也会有明显效果,所以考虑到经济性,只需在两个节点中加一个无功补偿设备即可。

多馈入交互作用因子(Multi-Infeed Interaction Factor, MIIF)表征系统中直流系统间相互作用大小^[21],本文借鉴用来表征无功薄弱节点之间交互作用大小,对相互作用强、耦合紧密的节点,无功补偿配置可以抱团。文献[22]给出了采用节点阻抗矩阵来表示多馈入相互作用因子的方式。

$$MIIF = \left| \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} \right| \quad (6)$$

式中, Z_{ii} 为等值阻抗矩阵中第*i*节点所对应的自阻抗; Z_{ij} 为等值阻抗矩阵中第*i*节点和第*j*节点的互阻抗。

按照工程经验,当 $MIIF < 0.15$ 时,认为节点间相互作用近似为0,当 $MIIF > 0.5$ 时,断定节点间交互作用大、耦合强,无功补偿可以抱团配置。

4.1.2 基于电气距离的群补偿集中选点

无功功率的补充对补偿节点影响电力系统电压稳定情况。因此需要探究不同母线间电压相互影响关系,得到从电压稳定的角度反映电网节点间的电气距离,来评估节点电压稳定的关联度。

电力系统节点*i*、*j*之间电气距离可定义为两点之间等值阻抗 $Z_{ij,eq}$,数值上等于同时分别从节点*i*和节点*j*注入单位电流后节点*i*与*j*之间电压 U_{ij} 。并根据阻抗矩阵元素的定义、矩阵计算的原理以及叠加原理, $Z_{ij,eq}$ 可用系统节点阻抗矩阵元素表达如下所示。

$$Z_{ij,eq} = (Z_{ii} - Z_{ij}) - (Z_{ij} - Z_{jj}) \quad (7)$$

式中, Z_{ij} 为系统节点阻抗矩阵第*i*行第*j*列元素。

4.2 基于遗传算法的无功补偿容量优化方法

4.2.1 优化目标函数

本文以电压偏差最小为目标函数。建立如下无功优化数学模型:

$$f = \min(f_{\Delta V})$$

$$f_{\Delta V} = \sum_{i \in N} \left| \frac{V_i - V_{0i}}{V_{imax} - V_{imin}} \right| \quad (8)$$

式中, V_i 为节点*i*的电压值; V_{imax} 与 V_{imin} 分别为节点*i*的电压幅值上、下限。下文中提到的电压偏差为配以不同无功补偿装置后,采用该暂态数据进行优化得到的节点电压数据中,电压偏差的计算如式(8)中的分子所示,其中,若电压 $V_i < V_{imin}$,则 $V_{0i} = V_{imin}$,如果电压 $V_i > V_{imax}$,则 $V_{0i} = V_{imax}$ 。如果 $V_{imax} > V_i > V_{imin}$,则 $V_{0i} = V_i$ 。

4.2.2 网络方程约束

(1) 等式约束

节点的功率方程约束如下:

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{Si} - \sum_{j \in i} [e_i(G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) + f_i(G_{ij}f_j + B_{ij}e_j)] + P_{di} = 0 \\ \Delta Q_i = Q_{Si} + Q_{Ci} - \sum_{j \in i} [f_i(G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) - e_i(G_{ij}f_j + B_{ij}e_j)] + Q_{di} = 0 \\ \Delta V_i = (V_{Si})^2 - (e_i^2 + f_i^2) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中, N 为电网节点总数; P_{Si} 、 Q_{Si} 分别为节点*i*处注入有功功率、无功功率; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为导纳矩阵第*i*行、第*j*列元素的实部和虚部; Q_{Ci} 为节点*i*处无功补偿装置容量; ΔV_i 、 ΔP_i 、 ΔQ_i 为节点*i*处的电压、有功功率、无功功率的偏差量。

(2) 不等式约束

$$\begin{aligned} V_{imin} &\leq V_i \leq V_{imax} & i \in N \\ Q_{Cimin} &\leq Q_{Ci} \leq Q_{Cimax} & i \in N_C \end{aligned} \quad (10)$$

式中, N_C 为无功装置补偿数; V_{imax} 与 V_{imin} 分别为节点*i*的电压幅值上限及下限(1.05~0.95); Q_{Cimax} 、 Q_{Cimin} 分别为补偿容量的上限和下限值。

4.2.3 基于遗传算法的无功补偿容量优化方法流程

电力系统的无功优化问题是一个多变量、多约束的混合非线性规划问题。遗传算法(GA(Genetic Algorithm))作为一种模拟生物进化过程的方法,具备对非线性和复杂问题的全局搜索能力及其简单通用、鲁棒性强的显著特点。

无功优化的目标是:在满足各种约束条件下,以最小的无功投资额,最大限度地提高电压稳定程度、改善电压质量、减小系统网络损耗。本文以电压偏差最小为目标函数。系统的电压水平必须保证在某一范围内,节点电压偏差越小,电压质量越高。算法流程如图1所示。

5 算例测试

本文采用改进的IEEE39节点算例(如图2所示)测试本文所提方法的有效性,其中节点1~29为PQ节点,节点31为平衡节点,剩余节点分别为发电机节点。本案例39节点中增加两回直流(虚线),在BUS-39处增加整流节点BUS-39P1,在BUS-4处增加逆变节点BUS-4P2,在BUS-36处增加整流节点BUS-36P1,在BUS-24处增加逆变节点BUS-24P2。故障设置:在BUS-6与BUS-11之间的线路靠BUS-6侧线路首端加三相金属性故障

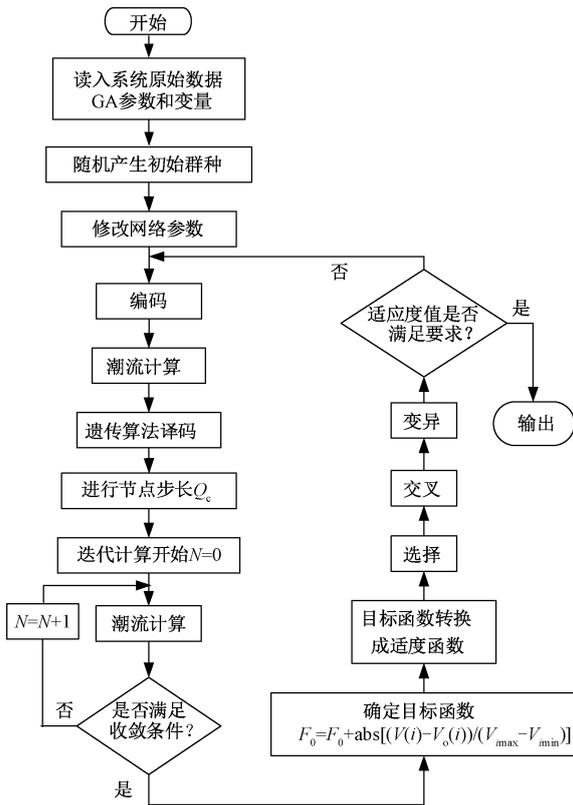


图1 基于遗传算法的无功补偿容量优化方法流程

Fig.1 Optimization process of reactive power compensation capacity based on genetic algorithm

(BUS-6 和 BUS-4 之间的 $MIFI = 0.59787$, 与逆变节点存在强耦合), 假设故障时间为 0.2 s , 故障消除时间为 0.28 s 。

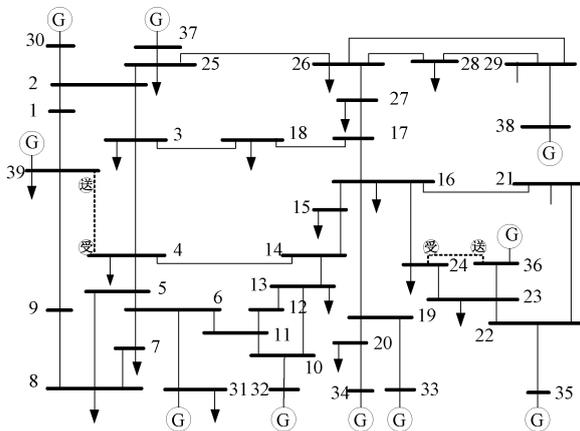


图2 改进的 IEEE39 节点算例

Fig.2 Improved IEEE39 node example

5.1 无功补偿选点

5.1.1 交流节点

(1) 负载率布点

对于上述 39 节点系统, 运用 BPA 潮流计算、

SCCPC 短路电流计算以及暂态计算程序, 给出系统各节点的无功负荷, 并计算故障扰动引起的节点暂态无功变化量 $\Delta Q_i |_{\Delta U}$, 从而可以得出系统中各负荷节点的动静综合负载率 r_i , 如表 1 所示。根据表中相关数据可以计算出 r_i 的平均值 0.0267 , 选出动静综合负载率 r_i 高于平均值的节点作为备选节点: BUS-4、BUS-7、BUS-8、BUS-15、BUS-21、BUS-24、BUS-27、BUS-39。

表 1 负载率 r_i 高于平均值的节点

Tab.1 Nodes with higher than average load rate

节点	$Q_i /$ MVar	$\Delta Q_i /$ MVar	$S_i /$ (MV·A)	动静综合 负载率 r_i
BUS-3	2.4	0.9	5 228.218	0.000 631
BUS-4	184	100	5 206.151	0.054 551
BUS-7	84	23	3 056.384	0.035 009
BUS-8	176	100	3 694.931	0.074 697
BUS-12	80	30	4 172.593	0.026 363
BUS-15	153	48	4 833.892	0.041 581
BUS-16	32.3	11.8	6 606.500	0.006 675
BUS-18	30	11	1 988.128	0.020 622
BUS-20	103	65	8 910.749	0.018 854
BUS-21	115	45	3 468.678	0.046 127
BUS-23	84.6	34	8 002.151	0.014 821
BUS-24	-92.2	32	5 618.726	0.022 105
BUS-25	47.2	20	6 506.039	0.010 329
BUS-26	17	6.9	2 753.645	0.008 679
BUS-27	75.5	26	1 695.124	0.059 878
BUS-28	27.6	11.3	2 619.210	0.014 852
BUS-29	26.9	18	5 299.775	0.008 472
BUS-39	250	165	9 745.199	0.042 585
BUS-31	4.6	2.9	10 076.231	0.000 744

(2) 暂态电压恢复时间

观察故障时所选节点的电压跌落情况以及暂态电压恢复时间的长短。对测试结果进行统计显示 BUS-4、BUS-7、BUS-8、BUS-15 的电压跌至 0.75 pu 以下, 而且在故障切除后暂态电压回复时间明显比其他节点回复时间要长, 因此将上述 4 节点作为备选补偿节点。

(3) 节点抱团

通过等值计算, 输出各节点自阻抗与互阻抗, 根据式 (7) 计算出上述备选节点之间的电气距离 $Z_{ij, \text{equ}}$, $Z_{ij, \text{equ}}$ 越大, 表明节点间电气联系小, 同时发生故障的可能性就小, 反之, 则表明发生故障的可能性就大。节点按照互阻抗数据结果见表 2。

表2 节点互阻抗数据结果

Tab.2 Mutual impedance data results of nodes

节点 j	节点 i			
	BUS-4	BUS-7	BUS-8	BUS-15
BUS-4	—	0.013 8	0.013 6	0.019
BUS-7	0.013 8	—	0.003 8	0.025 2
BUS-8	0.013 6	0.003 8	—	0.025
BUS-15	0.019	0.025 2	0.025	—

注：“—”表示不存在互阻抗。

从表2可以看出，BUS-7和BUS-8之间的电气距离较小，因此考虑BUS-7和BUS-8抱团，因此，通

表3 已选出备选节点与所有发电机间电气距离

Tab.3 Electrical distance data between alternative nodes and all generators

节点 j	节点 i									
	BUS-30	BUS-31	BUS-32	BUS-33	BUS-34	BUS-35	BUS-36	BUS-37	BUS-38	BUS-39
BUS-4	0.022 2	0.018 2	0.017 9	0.021 8	0.023 5	0.021 9	0.023 3	0.022	0.024	0.0216
BUS-7	0.026 2	0.018 8	0.020 3	0.025	0.026 3	0.025 1	0.026 3	0.025 4	0.027 2	0.026 1
BUS-8	0.025 8	0.018 6	0.020 1	0.024 6	0.025 9	0.024 7	0.025 9	0.025	0.026 8	0.020 6
BUS-15	0.027 8	0.025 2	0.024 1	0.024 6	0.027	0.024 5	0.026 5	0.027	0.028 4	0.026 4

通过对上述节点与发电机节点之间的电气距离 $Z_{ij, \text{equ}}$ 计算表明，各发电机与上述备选节点之间的电气距离相对均衡，没有明显的差别。而结合BUS-7与BUS-8之间的电气距离以及BUS-8与各发电机之间的电气距离相对较小的考虑，此处将BUS-7作为备选节点。

综合考虑交流节点的抱团因素和各节点与发电机节点的抱团因素，考虑备选节点为BUS-4、BUS-7和BUS-15。

5.1.3 高压直流布点

考虑在逆变侧交流电压下降期间逆变器对无功消耗、电压的影响，因此对逆变侧节点4与节点24进行相关参量的数据分析与计算，详见表4和表5。

表4 直流馈入母线短路比 $K_{s,i}$ Tab.4 Short circuit ratio $K_{s,i}$ of DC feed bus

节点	$S_{ac,i}$	节点	$S_{dc,i}$	$K_{s,i}$
Bus-4	5 206.151	Bus-4P2	803.308	6.481
Bus-24	5 618.726	Bus-24P2	795.756	7.061

(1) 计算稳态输送功率与短路容量的比值

通过表4可以看出，逆变站BUS-24P2相比BUS-4P2更为稳定。

(2) 计算整流换流站间的相互作用因子

此外，根据理论，当 $MIIF < 0.15$ 时，认为直流间相互作用近似为0，每条直流可以看成是单馈入直流^[23]。从上述结果可以看出BUS-4P2与BUS-

过该环节可以确定BUS-4、BUS-15以及BUS-7和BUS-8中的一个节点可作为无功补偿备选节点。

5.1.2 发电机节点对布点的影响

本案例的发电机节点有30-39号节点，其中节点31为平衡节点，节点36、39为直流送端。

根据电气距离理论，计算已选出的备选节点与所有发电机之间的电气距离，数值较小的可将其与该发电机节点抱团，可将其不再作为补偿节点的备选节点。各节点与所有发电机节点之间电气距离结果数据见表3。

24P2之间存在一定的相互作用，表明在BUS-4(BUS-4P2的交流引出节点)处增设无功补偿设备可对逆变站BUS-24P2起到一定的支撑作用。

表5 相互作用因子 $MIIF$ Tab.5 Interaction factor $MIIF$

节点 i	节点 j	Z_{ij} (pu)	Z_{ii} (pu)	比值
Bus-4P2	Bus-24P2	0.002 892	0.017 388	0.161 3
Bus-4P2	Bus-36P1	0.000 556		0.031 0
Bus-4P2	Bus-39P1	0.001 459	0.012 862	0.081 4
Bus-24P2	Bus-36P1	0.001 766		0.101 6
Bus-24P2	Bus-39P1	0.000 615		0.035 4
Bus-36P1	Bus-39P1	0.000 102		0.007 9

综上两种判断标准，通过比较逆变侧4号母线以及24号母线，确定4号母线作为补偿节点。

综合所有因素考虑，该网络补偿节点最终选择BUS-4、BUS-7、BUS-15作为备选节点。

5.2 无功补偿优化

本算例以节点电压偏差最小为目标函数，如式(7)所示，基于Matlab平台采用遗传算法对无功补偿容量进行优化。无功补偿容量优化所采用的潮流数据为 $t=0.3$ s时，即故障切除后20 ms对应的系统潮流数据。

因交流系统和交直流系统在考虑布点选择时存在差异，因此，本文考虑四种情况分别进行测算分析，其中(a)、(b)针对纯交流系统进行测算，(c)、(d)针对交直流系统进行测算。下述无功补偿容量

的优化结果基于简化系统的流数据进行优化,优化后的结果用于原系统进行补偿,并分析补偿后的效果。详细情况如下:

(a)对未补偿纯交流系统进行计算,(b)对在节点4、节点7、节点15分别单独加补偿,并对纯交流系统进行补偿优化计算,得到电压幅值、电压偏差及平衡节点功率。节点4、节点7和节点15处加的补偿范围均设置为0~300 MVar,优化计算得到的补偿量分别为203 MVar、194MVar和171 MVar。纯交流系统测试情况的电压幅值计算结果详情见附表1。交流系统加补偿与不加补偿的电压偏差及平衡节点功率结果见表6。结合附表1和表6给出分别在上述三个节点处加补偿后的结果,系统的电压偏差均有不同程度的改善,且单独在节点7处加补偿时,系统电压偏差最小。

表6 纯交流系统加补偿前后的对比

Tab.6 Comparison of pure AC system before and after compensation

补偿节点	补偿量 /MVar	电压偏差 ΔU (pu)	平衡节点功率 (pu)
不加补偿		4.156	1.728 3 + 2.595 9i
BUS-4	203	0.031	-0.007 0-1.209 5i
BUS-7	194	0.013	-0.012 4-1.344 0i
BUS-15	171	0.018	-5.294 5-0.644 8i

(c)对未补偿的交直流系统进行计算,(d)分别对节点[4,7]组和节点[4,15]组处加优化后的补偿,并对交直流系统进行计算,得到电压幅值、电压偏差及平衡节点功率。节点4的补偿范围设为0~300 MVar,节点7和节点15的补偿范围设为0~200 MVar,优化后得到两组补偿量分别为[175,117]和[145,93]。交直流系统测试情况的电压幅值计算结果详情见附表2(本文将直流节点的相关信息转换至换流站交流侧节点处)。交直流系统分别在节点[4,7]、[4,15]以及[4,7,15]处加补偿后的电压偏差及平衡节点功率见表7。表7中可以看出节点[4,7]组和[4,15]组加入优化补偿后电压偏差明显改善。

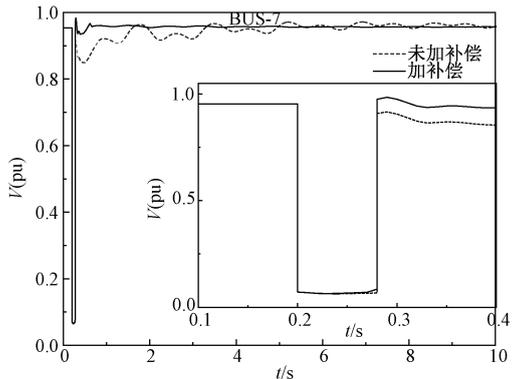
根据附表2中给出的结果可知,两组测算结果都可满足系统补偿的需求。结果表明,通过采用本文中提出的无功补偿备选节点和无功容量优化的方案可以有效地缩小并得到无功补偿节点,同时可以实现对补偿容量的优化。

表7 交直流系统加补偿与不加补偿的对比

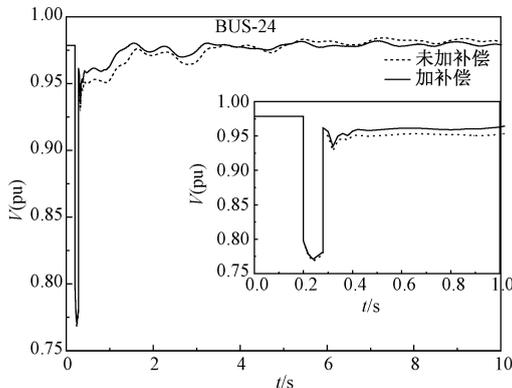
Tab.7 Comparison of AC/DC system with and without compensation

补偿节点	补偿量 /MVar	电压偏差 ΔU (pu)	平衡节点功率(pu)
不加补偿	0	3.416	0.087 1+1.142 3i
BUS-4	175	0	0.046 2+0.121 3i
BUS-7	113	0	0.068 7+0.683 0i
BUS-4	194	0	0.068 7+0.683 0i
BUS-15	129	0	0.068 7+0.683 0i
BUS-4	202	0	0.048 2+0.171 2i
BUS-7	155	0	0.048 2+0.171 2i
BUS-15	155	0	0.048 2+0.171 2i

针对该系统在BUS-6与BUS-11之间的线路靠BUS-6侧线路首端加三相金属性故障后的系统电压进行检测,对未加补偿装置与对BUS-4和BUS-7配以[124,89]MVar容量的无功补偿装置后系统节点电压的动态响应情况进行检测,并作对比,其结果如图3所示。图3(a)和图3(b)分别为BUS-7和BUS-24的电压变动情况,可以发现,对BUS-4和BUS-7加补偿时,在故障切除后,BUS-7的节点电压很快恢



(a) BUS-7的电压变化情况



(b) BUS-24的电压波动情况

图3 补偿前后系统节点暂态电压的变化情况比较

Fig.3 Comparison of changes in system node transient voltage before and after compensation

复到故障前的状态;BUS-24的电压较未加补偿时电压恢复时间要快一些,且恢复过程中的电压波动幅度变小。

6 结论

对直流受端电网进行动态无功优化配置,涉及无功补偿布点和补偿容量优化量部分内容。本文采用节点分类与网络收缩的方式实现对直流受端电网无功补偿节点筛选,同时采用遗传算法进行补偿容量的优化工作。

(1)无功补偿布点的选择,主要考虑了基于无功特性的节点分类方案、基于相互作用因子和互阻抗特性进行聚类的形式进行节点的筛选,并且通过负荷动静综合负载率 r_i 以及直流馈入母线短路比 $K_{s,i}$ 将动态因素考虑进来。

(2)通过遗传算法实现对以选择出节点的补偿容量进行优化,并通过案例验证了本文所设计的无功补偿布点和容量优化的方案。

后续可针对故障切除后的多个暂态潮流断面进行无功补偿容量优化,以更真实的反映交直流电网中受端电网扰动或故障过后系统暂态电压恢复过程中对无功特性的需求。

附录

附表1 不同补偿情况下纯交流系统电压幅值对比

App.Tab.1 Voltage amplitude comparison of pure AC system under different compensation conditions

节点	不加补偿系统电压幅值(pu)	4节点加补偿系统电压幅值(pu)	7节点加补偿系统电压幅值(pu)	15节点加补偿系统电压幅值(pu)
BUS-1	1.026 1	1.026 5	1.027 1	1.026 7
BUS-2	0.993 3	1.040 2	1.037 8	1.038
BUS-3	0.961 8	1.019 8	1.014	1.014 2
BUS-4	0.926 4	1.011	0.998 1	0.994
BUS-5	0.913 7	1.007 3	1.009 8	0.997 9
BUS-6	0.912 3	1.008 8	1.012 8	1.000 7
BUS-7	0.907 0	0.998	1.011 8	0.989 9
BUS-8	0.909 3	0.997 2	1.007 2	0.989
BUS-9	0.992 4	1.026 3	1.030 4	1.022 9
BUS-10	0.914 7	1.016 1	1.015 4	1.010 8
BUS-11	0.912 5	1.012 5	1.013 3	1.006 3
BUS-12	0.886 9	1.002 2	1.001 5	0.996 4
BUS-13	0.915 6	1.012 2	1.009 9	1.006 9
BUS-14	0.922 9	1.006 1	0.999 6	1.001
BUS-15	0.930 3	0.980 7	0.976 2	0.995 8
BUS-16	0.950 1	0.988 4	0.985 7	0.992 4

节点	不加补偿系统电压幅值(pu)	4节点加补偿系统电压幅值(pu)	7节点加补偿系统电压幅值(pu)	15节点加补偿系统电压幅值(pu)
BUS-17	0.957 2	1.002 7	0.999 3	1.003 7
BUS-18	0.957 4	1.007 6	1.003 3	1.006 1
BUS-19	0.932 8	1.033 8	1.032 8	1.035 3
BUS-20	0.981 5	0.982 3	0.981 8	0.983 1
BUS-21	0.961 9	0.983 9	0.981 9	0.986 7
BUS-22	0.994 5	1.000 5	0.999 4	1.002
BUS-23	0.997 1	0.990 4	0.989 3	0.992
BUS-24	0.960 6	0.991 3	0.988 8	0.995
BUS-25	1.001 1	1.053 1	1.051 3	1.051 8
BUS-26	0.986 2	1.039	1.037	1.038 9
BUS-27	0.966 2	1.016 8	1.014 1	1.017 2
BUS-28	0.989 2	1.043 3	1.042 2	1.043 2
BUS-29	0.991 9	1.045 1	1.044 4	1.045
BUS-30	1.047 0	1.047 0	1.047 0	1.047 0
BUS-31	0.982 0	0.982 0	0.982 0	0.982 0
BUS-32	0.983 0	0.983 0	0.983 0	0.983 0
BUS-33	0.997 0	0.997 0	0.997 0	0.997 0
BUS-34	1.012 0	1.012 0	1.012 0	1.012 0
BUS-35	1.049 0	1.049 0	1.049 0	1.049 0
BUS-36	1.003 0	1.003 0	1.003 0	1.003 0
BUS-37	1.027 0	1.027 0	1.027 0	1.027 0
BUS-38	1.026 0	1.026 0	1.026 0	1.026 0
BUS-39	1.030 0	1.0300	1.030 0	1.030 0

附表2 不同补偿情况下交直流系统电压幅值对比

App.Tab.2 Voltage amplitude comparison of AC/DC system with different compensation

节点	无优化系统电压幅值(pu)	节点[4,7]组补偿系统电压幅值(pu)	节点[4,15]组补偿系统电压幅值(pu)	节点[4,7,15]组补偿系统电压幅值(pu)
BUS-1	0.996 4	1.016 4	1.015 5	1.018 8
BUS-2	1.004 0	1.026 3	1.024 8	1.031 5
BUS-3	0.966 2	1.001 8	0.998 3	1.013 3
BUS-4	0.899 5	0.981 5	0.971 6	1.001 2
BUS-5	0.912 4	0.987 9	0.975 5	1.003 3
BUS-6	0.917 3	0.991 7	0.979 7	1.006 2
BUS-7	0.905 8	0.983 1	0.964 7	0.999 5
BUS-8	0.905 0	0.978 3	0.962 3	0.993 8
BUS-9	0.974 4	1.005 4	0.998 6	1.011 9
BUS-10	0.940 3	1.001 3	0.994 6	1.014 9
BUS-11	0.931 2	0.996 7	0.988 3	1.010 7
BUS-12	0.918 7	0.985 7	0.978 3	1.000 9

(续)

节点	无优化 系统电压 幅值 (pu)	节点 [4,7] 组补偿 系统电压 幅值 (pu)	节点 [4,15]组 补偿系统 电压幅值 (pu)	节点 [4,,7,15] 组补偿 系统电压 幅值 (pu)
BUS-13	0.933 5	0.995 7	0.989 6	1.011 4
BUS-14	0.922 6	0.985 4	0.980 8	1.006 2
BUS-15	0.922 3	0.964	0.971 8	0.997 4
BUS-16	0.979 5	0.975 5	0.977 5	0.989 2
BUS-17	0.981 3	0.989	0.989 3	1.001
BUS-18	0.974 1	0.992 2	0.991 1	1.004 1
BUS-19	1.023 9	1.029 1	1.029 8	1.034 1
BUS-20	0.972 5	0.979 7	0.980 1	0.982 5
BUS-21	0.994 1	0.980 2	0.981 6	0.989 8
BUS-22	1.023 8	1.001 4	1.002 1	1.006 5
BUS-23	1.015 9	0.992 8	0.993 6	0.998 1
BUS-24	0.974 0	0.973 3	0.975 1	0.985 9
BUS-25	1.024 7	1.045 1	1.044 2	1.049 2
BUS-26	1.018 2	1.030 8	1.030 5	1.037 1
BUS-27	0.995 6	1.006 1	1.006	1.015 1
BUS-28	1.029 1	1.039	1.038 9	1.042 3
BUS-29	1.033 2	1.042 1	1.042 1	1.044 4
BUS-30	1.047	1.047	1.047	1.047
BUS-31	0.982	0.982	0.982	0.982
BUS-32	0.983	0.983	0.983	0.983
BUS-33	0.997	0.997	0.997	0.997
BUS-34	1.012	1.012	1.012	1.012
BUS-35	1.01	1.01	1.01	1.01
BUS-36	1.003	1.003	1.003	1.003
BUS-37	1.027	1.027	1.027	1.027
BUS-38	1.026	1.026	1.026	1.026
BUS-39	1.03	1.03	1.03	1.03

参考文献 (References):

[1] 郑超, 马世英, 盛灿辉, 等 (Zheng Chao, Ma Shiyong, Sheng Canhui, et al.). 以直流逆变站为动态无功源的暂态电压稳定控制 (Transient voltage stability control based on the HVDC inverter station acting as dynamic reactive source) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2014, 34 (34): 137-145.

[2] Meng Y, Yuquan L, Wen X, et al. Voltage stability research of receiving-end network based on real-time classification load model [A]. IEEE International Conference on Mechatronics & Automation [C]. Tianjin, China, 2014. 1866-1870.

[3] 程振龙, 唐晓骏, 任惠, 等 (Cheng Zhenlong, Tang

Xiaojun, Ren Hui, et al.) 考虑电压稳定约束的无功补偿优化配置 (Optimal configuration of reactive power compensation considering voltage stability constraints) [J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EPSA), 2015, 27 (4): 86-91.

[4] 邵瑶, 汤涌, 郭小江, 等 (Shao Yao, Tang Yong, Guo Xiaojiang, et al.). 多直流馈入华东受端电网暂态电压稳定性分析 (Transient voltage stability analysis of east china receiving-end power grid with multi-infeed HVDC transmission lines) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2011, 35 (12): 50-55.

[5] 刘育权, 杜兆斌, 陈海涛, 等 (Liu Yuquan, Du Zhaobin, Chen Haitao, et al.). 多馈入直流受端电网动态无功补偿选址研究 (Study on the site selection for dynamic VAR compensation of receiving-end grid with multi-infeed HVDC transmission systems) [J]. 南方电网技术 (Southern Power System Technology), 2013, 7 (5): 32-36.

[6] Baghaee H R, Jannati M, Vahidi B, et al. Improvement of voltage stability and reduce power system losses by optimal GA-based allocation of multi-type FACTS devices [A]. International Conference on Optimization of Electrical & Electronic Equipment [C]. Brasov, Romania, 2008. 209-214.

[7] 杨欢欢, 蔡泽祥, 朱林, 等 (Yang Huanhuan, Cai Zexiang, Zhu Lin, et al.). 直流系统无功动态特性及其对受端电网暂态电压稳定的影响 (Dynamic characteristic of HVDC reactive power and its influence on transient voltage stability of receiving-end power grid) [J]. 电力自动化设备 (Electric Power Automation Equipment), 2017, 37 (10): 86-92.

[8] 袁志昌, 刘文华, 宋强 (Yuan Zhichang, Liu Wenhua, Song Qiang). 基于暂态电压稳定指标的动态无功优化配置方法 (Optimal allocation method of dynamic var compensation based on transient voltage stability index) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2009, 33 (14): 17-21.

[9] Zhang P, Teng S, Zhang K, et al. Optimal allocation method of dynamic VAR compensation based on a novel transient voltage stability index [A]. Power & Energy Engineering Conference [C]. IEEE Xi'an, China, 2016. 785-789.

[10] 周仕豪, 唐飞, 刘涤尘, 等 (Zhou Shihao, Tang Fei, Liu Dichen, et al.). 考虑降低暂态电压失稳风险的动态无功优化配置方法 (A dynamic VAR optimal configuration method for reducing the risk of transient voltage instability) [J]. 电力系统保护与控制 (Power System Protection and Control), 2018, 46 (7): 68-75.

- [11] 危雪 (Wei Xue). 大停电事故恢复中自励磁与暂态稳定快速判别方法 (Fast estimation methods of self-excitation and transient stability in blackout restoration) [D]. 宜昌: 三峡大学 (Yichang; China Three Gorges University), 2006.
- [12] 付聪, 孙闻, 李晓明 (Fu Cong, Sun Wen, Li Xiaoming). 改善电网电压延迟恢复的动态电压/无功灵敏度方法 (Dynamic voltage/reactive power sensitivity method for improving fault-induced delayed voltage recovery of power grid) [J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EPSA), 2016, 28 (10): 42-46, 54.
- [13] 于群, 曹娜, 郭剑波 (Yu Qun, Cao Na, Guo Jianbo). 负载率对电力系统自组织临界状态的影响分析 (Analysis on influence of load rate on power system self-organized criticality) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2012, 36 (1): 24-27.
- [14] 王玲, 文俊, 崔康生, 等 (Wang Ling, Wen Jun, Cui Kangsheng, et al.). 多馈入直流输电系统换相失败研究综述 (Research survey of commutation failure in MDC transmission systems) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2017, 36 (8): 56-65.
- [15] 文俊, 李佳琪, 王玲, 等 (Wen Jun, Li Jiaqi, Wang Ling, et al.). MDC 输电系统后续换相失败的抑制措施研究 (Study on suppression measures of subsequent commutation failure in MDC transmission systems) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2019, 38 (4): 82-91.
- [16] 安军, 穆钢, 郑太一, 等 (An Jun, Mu Gang, Zheng Taiyi, et al.). 改善电网电压水平的发电机励磁系统调差系数优化策略 (Optimization strategy for generator excitation system adjustment coefficient in improving voltage level of power systems) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2013, 37 (23): 97-101.
- [17] 续涛 (Xu Tao). 南方电网直流多馈入受端系统发电机无功应用的研究 (Research on generator reactive power in multi-infeed HVDC receiving-end power system in CSG) [D]. 北京: 华北电力大学. (Beijing: North China Electric Power University). 2015.
- [18] 汤涌, 仲悟之, 孙华东, 等 (Tang Yong, Zhong Wuzhi, Sun Huadong, et al.). 电力系统电压稳定机理研究 (Study on mechanism of power system voltage stability) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2010, 34 (4): 29-34.
- [19] 陈成功, 史伟伟, 李金华 (Chen Chengong, Shi Weiwei, Li Jinhua). 小型独立系统中同步发电机的数字仿真 (Digital simulation of synchronous machine in small stand-alone power system) [J]. 电机与控制应用 (Electric Machines & Control Application), 2011, 38 (5): 1-5, 40.
- [20] 张伯明, 陈寿孙, 严正 (Zhang Boming, Chen Shousun, Yan Zheng). 高等电力网络分析 (Higher power network analysis) [M]. 北京: 清华大学出版社 (Beijing: Tsinghua University Press), 2007.
- [21] Nayak R N, Sasmal R P, Sehgal Y K, et al. AC/DC interactions in multi-infeed HVDC scheme: a case study [A]. Power India Conference [C]. New Delhi, India, 2006. 662-666
- [22] 夏成军, 王真, 杜兆斌 (Xia Chengjun, Wang Zhen, Du Zhaobin). 考虑直流系统控制方式的多馈入交互作用因子实用计算方法 (Practical calculation method for multi-infeed interaction factor considering HVDC system control modes) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2017, 41 (11): 137-145.
- [23] 邵瑶, 汤涌 (Shao Yao, Tang Yong). 采用多馈入交互作用因子判断高压直流系统换相失败的方法 (A commutation failure detection method for HVDC systems based on multi-infeed interaction factors) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2012, 32 (4): 108-114.

Optimal dynamic reactive power allocation of DC receiving-end power grid based on node classification and network shrinkage

TANG Shao-pu¹, ZHANG Shu-qing¹, SHEN Zhuo-xuan¹, GUO Qi²,
JIANG Qi-rong¹, GUO Hai-ping²

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipment,
Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510670, China)

Abstract: The problem of transient voltage stability after grid disturbance / fault at receiving side has become the main threat to the safety and stability of the grid fed by HVDC into the large central load area. Its main problems lie in the dynamic imbalance of reactive power supply and reactive load. In order to improve the dynamic support capability of DC receiving power grid, the dynamic reactive power optimization is considered. In this paper, the reactive power compensation and compensation capacity optimization scheme of AC-DC hybrid system is studied in detail. The AC-DC transmission system is divided into DC and AC two parts to screen the reactive power allocation. In this process, the load rate of AC system, transient voltage recovery time, interaction between DC converter stations and the role of generator as reactive power are mainly considered. The network shrinkage model and performance index design are used to determine the distribution of reactive power compensation. In addition, genetic algorithm is used to solve the optimization problem and get the global optimization solution. Finally, the above scheme is verified in the improved AC / DC system based on IEEE39 node system.

Key words: node classification; network shrinkage; DC receiving-end power grid; transient voltage stability; optimal dynamic reactive power allocation