Vol.40 No.4 Apr. 2020

# 弱交流 / 多端柔性直流混联的群岛电网 有功 / 无功联合优化

王晓辉1,李 澍1,钟宇军2,李 程2,陆丹丹2,贾 科3,刘 栋4,石 访1

山东大学 电网智能化调度与控制教育部重点实验室,山东 济南 250061;
 国网浙江省电力有限公司舟山供电公司,浙江 舟山 316021;
 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;

4. 国网经济技术研究院有限公司,北京 102209)

摘要:传统群岛交流电网通常较为薄弱,面临着海底电缆充电功率较大、系统状态接近稳定极限、设备投切频 繁且使用寿命较短等多项挑战。多端柔性直流输电(VSC-MTDC)技术较适用于群岛供电场景,弱交流/多 端柔性直流混联逐步成为群岛供电的新模式。在群岛弱交流电网中,有功和无功功率的传输特性相互关联, 电压幅值差不只与无功传送有关,相角差也不仅与有功传送相关。提出一种有功/无功联合优化策略,借助 电压源换流器(VSC)调节有功功率和无功功率输出的能力,实现VSC-MTDC的可控输出与并列运行交流电 网中措施之间的优化协调,建立了考虑网络损耗、设备投切成本和系统稳定裕度等的多目标优化模型,并采 用遗传算法进行求解。结合群岛电网的实际运行需求,依托浙江舟山±200 kV五端柔性直流示范工程的仿 真案例,验证所提优化策略的有效性,并通过经济和稳定指标的比较,证实了有功/无功联合优化优于单一 的优化策略。

### 0 引言

受限于自然地理条件,传统的群岛交流电网通 常较为薄弱,在运行中面临着较为严峻的挑战,例 如:交流海底电缆的无功充电功率较大,电网结构和 运行方式的调整手段有限,系统状态接近极限,稳定 裕度较低:岛上负荷的峰谷特性明显,电网设备投切 频繁,系统损耗和设备损坏较为严重。多端柔性直 流输电(VSC-MTDC)作为新型直流输电技术,虽然 其目前仍存在容量较小、建设成本较高等限制因素, 但是与电网换相型(LCC)传统直流输电相比,其无 需交流提供电压支撑,适合接入较弱的交流电网;与 交流海底电缆相比,其没有无功充电功率问题。因 此,VSC-MTDC较适用于负荷相对较小、电网较薄弱 的群岛特殊应用场景,构建交流/柔性直流混联的 群岛电网已逐步成为加强群岛电网结构和供电能力 的新思路<sup>[1]</sup>(例如浙江舟山电网已建立 ±200 kV 五端 柔性直流示范工程)。同时,电压源换流器(VSC)的 可控输出特性,也为群岛电网的优化需求提供了可 行条件,借助VSC-MTDC实现弱交流 / 多端柔性直 流混联格局下群岛电网的最优运行成为可能。

收稿日期:2019-06-09;修回日期:2020-02-10

基金项目:舟山海岛电网无功优化专题研究项目(12391723) Project supported by the Research Program of Reactive Power Optimization of Zhoushan Island Power Grid(1239-1723)

在一定的约束条件下,VSC-MTDC能够调节各 换流站中VSC的有功功率和无功功率输出。一方 面,交直流混联的群岛电网有别于传统直流跨区输 电。考虑到群岛较弱的网架结构,为了尽可能提高 供电可靠性,群岛间的直流与交流线路通常是并列 运行的,通过控制VSC与交流电网的有功功率交换, 可以间接改变系统潮流。另一方面,对于交流电网 而言, VSC-MTDC各座换流站可被视为具备连续无 功补偿能力的系统节点,控制其无功输出有助于提 高交流系统电压运行的灵活度。此外,群岛电网的 交流电压等级普遍较低,在不满足电阻远小于电抗 的情况下,有功功率和无功功率的传输特性相互关 联,电压幅值差不只与无功传送有关,相角差也不仅 与有功传送相关。无论从安全性还是经济性的角 度,对于群岛电网均无法做到仅涉及有功或无功的 优化。若再考虑到群岛电网面临的特殊需求,群岛 电网的优化策略将明显有别于传统交直流混联电 网,呈现有功/无功耦合优化的特征。整体来看,弱 交流 / 多端柔性直流混联的群岛电网的最优运行, 在 VSC-MTDC 灵活输出控制的基础上,可转换为一 定约束条件下的多目标优化问题。如何联合调整 VSC-MTDC的可控有功 / 无功输出,并结合交流电 网的传统优化措施,最大限度地提高系统的运行安 全性和经济性,值得深入探讨。

针对传统交流电网的运行优化,学者们已经开 展了较为深入和广泛的研究,其中仅以经济性为目 标的最优潮流已形成了较为成熟的理论[2]。考虑其 他优化目标时,文献[3]从熵理论角度建立了有功优 化方法,文献[4-6]从输电网稳定性角度,研究了最 大功率传输极限或负荷裕度与发电机出力之间的数 学关系,进而优化有功出力方式。涉及风、光、储等 多能互补的优化问题,往往可建立涵盖源、网、荷、储 多环节的协调控制和调度模型[7]。文献[8]在考虑 可再生能源出力不确定性和水、热、电能量平衡的前 提下,建立了基于机会约束的风、光、水、气、火、储联 合优化调度模型。针对柔性直流输电(VSC-HVDC) 参与的系统优化问题,国内外学者也进行了开拓性 研究。从VSC-HVDC参与系统优化的方式来看,部 分学者利用VSC灵活可控的特点,构建了计及VSC-HVDC系统的无功优化模型[9-10];文献[11]扩展了涉 及的直流系统类型,从两端直流输电系统扩展至多 端直流网络,并对不同控制方式下的系统优化效果 进行了对比;文献[12]提出了含VSC-HVDC并网海 上风电场的交直流概率最优潮流模型;文献[13]研 究了一种自适应加权预测校正内点法,求解含VSC-HVDC的混联电力系统最优潮流;文献[14]针对换 流站间功率的最优分配和直流电压稳定问题,提出 了基于最优潮流理论的多端直流直接功率控制策 略。在优化目标的选取方面,部分学者构建了交直 流混联系统的单目标优化模型,仍以传统的发电成 本或网损为优化目标[15-16]。也另有部分学者将环 境[17]、电压偏差[11]等因素考虑在内,建立了多目标 优化模型。以往的研究中虽有部分文献涉及VSC-HVDC参与的电网优化,但是未见交直流混联场景 下基于群岛电网特有的有功 / 无功传输耦合特性开 展的优化研究。

本文围绕群岛电网面临的特殊运行问题,探讨 VSC-MTDC参与的群岛交直流混联电网的优化策略,以有功 / 无功联合控制建立多目标优化模型,在 群岛电网有功和无功功率传输特性相互关联的情况 下,考虑系统损耗、设备折旧成本以及电压 / 功角耦 合的稳定裕度,研究群岛电网的综合优化问题。

# 1 交直流混联群岛电网的有功/无功联合 优化

群岛交直流混联电网运行优化的原理示意图见 附录中图 A1。图中,节点A—E组成群岛交流电网, 节点H、I、M、N为VSC-MTDC换流站。群岛网架比 较薄弱,故一般采用交直流线路并列运行的方式,例 如图中的交流线路AB与直流线路MN。控制直流换 流站M、N分别与交流节点A、B交换的有功功率为 P<sub>deM</sub>、P<sub>deN</sub>,可间接影响系统潮流。VSC具备调节无功 功率输出的能力,以换流站M、N为例,调整注入交 流系统的无功功率Q<sub>deM</sub>、Q<sub>deN</sub>,再结合交流节点A—E 的无功补偿控制,可共同改变交流电网的无功分布。 在群岛电网的有功和无功传输特性相互关联的前提 下,电压幅值差不只与无功传输有关,相角差也不仅 与有功传输相关,有功、无功传输相互耦合,共同决 定电压分布和功角特性,进而影响系统的稳定性以 及网损和设备投切成本等经济性。以VSC-MTDC的 功率输出为控制手段,有功 / 无功联合优化可改善 群岛电网的运行。

从数学上看,基于以上运行优化原理,结合群岛 电网的优化需求,可构建包含目标函数、约束条件和 优化决策变量等在内的多目标优化模型。

#### 1.1 目标函数

本文中群岛电网的运行考虑经济性和稳定性2 个方面的优化目标,形成不同量纲的多目标函数。 岛内负荷的峰谷特性明显,电网运行方式需要频繁 调整以适应负荷变化,投切交流电网中无功补偿设 备带来的设备寿命缩短和折旧损耗不可忽略。因此,在经济性方面,除了应考虑降低网损等常规目标 以外,还宜将无功补偿设备投切操作的费用成本纳 入目标函数;在稳定性方面,由于有功 / 无功传输特 性相互耦合,目标函数应该能从机理上综合评估功 角 / 电压稳定的裕度。

本文构建的目标函数可表示为:

$$\begin{cases} \min F_1 = \alpha \tau (P_{\text{ls_ac}} + P_{\text{ls_dc}}) + h_c \Delta Q_c \\ \max F_2 = \delta_{\text{stb}} \end{cases}$$
(1)

其中, $F_1$ 为描述经济成本的目标函数; $F_2$ 为描述系 统稳定裕度的目标函数; $P_{ls_ae}$ 和 $P_{ls_de}$ 分别为交流和 直流系统的有功损耗; $\alpha$ 为单位电价; $\tau$ 为运行方式 的等效运行时间; $h_e$ 为无功补偿设备投切的等效折 旧损耗系数; $\Delta Q_e$ 为运行方式变换时成组投切的无 功补偿容量,如式(2)所示; $\delta_{sb}$ 为稳定裕度的综合评 估指标,应能涵盖功角和电压稳定。

$$\Delta Q_{c} = \sum_{i=1}^{n_{c}} \left| Q_{ci} - Q_{ci}^{0} \right|$$
 (2)

其中,*n*<sub>e</sub>为无功补偿节点数;*Q*<sub>ei</sub>、*Q*<sup>0</sup><sub>ei</sub>分别为节点*i*在 当前和前序运行方式中的无功补偿容量。

对于群岛电网关注的系统稳定裕度,本文采用 系统雅可比矩阵 J的最小奇异值 $\sigma_{min}$ 来衡量,即式 (1)中 $\delta_{stb} = \sigma_{min}$ 。奇异值分析是一种直观的小干扰 稳定性分析方法,其将系统小干扰响应分解为不同 奇异值对应的动态模式组合。给定k阶雅可比矩阵 J,可得:

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} = \mathbf{W} \mathbf{\Lambda} \mathbf{R}^{\mathrm{T}} = \sum_{i=1}^{k} \sigma_{i} \mathbf{w}_{i} \mathbf{r}_{i}^{\mathrm{T}}$$
(3)

其中, $J_{P\theta}$ 、 $J_{PV}$ 、 $J_{Q\theta}$ 、 $J_{QV}$ 均为子矩阵,由于有功/无功 传输特性无法解耦,故子矩阵块 $J_{PV}$ 和 $J_{Q\theta}$ 不为0;左 奇异矩阵W和右奇异矩阵R均为 $k \times k$ 阶正交矩阵; Λ为对角矩阵,由奇异值 $σ_i$ 组成; $w_i$ 和 $r_i$ 分别为W和 R中对应 $σ_i$ 的列向量。将式(3)代入运行点线性化 方程,可得系统小干扰响应为:

$$\begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \boldsymbol{V} \end{bmatrix} = \boldsymbol{R} \boldsymbol{\Lambda}^{-1} \boldsymbol{W}^{\mathrm{T}} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{P} \\ \Delta \boldsymbol{Q} \end{bmatrix} = \sum \boldsymbol{\sigma}_{i}^{-1} \boldsymbol{r}_{i} \boldsymbol{w}_{i}^{\mathrm{T}} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{P} \\ \Delta \boldsymbol{Q} \end{bmatrix} \quad (4)$$

其中, $\Delta\theta$ 、 $\Delta V$ 、 $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ 分别为由各个节点电压相角、 电压幅值、有功功率、无功功率扰动量组成的列 向量。

在稳定运行方式下,雅可比矩阵J非奇异,最小 奇异值 $\sigma_{min} > 0$ 。在雅可比矩阵J大多为实对称方 阵的前提下,最小奇异值 $\sigma_{min}$ 不仅与潮流可解性相 关,而且与系统的动态特性有关,在一定意义上可以 描述小干扰稳定裕度。由式(4)可以看出,若最小奇 异值 $\sigma_{min}$ 逐渐变小,意味着相同的扰动  $\Delta P$ 或  $\Delta Q$ 更 容易造成状态变量  $\Delta \theta$ 或  $\Delta V$ 的较大变化,系统稳定 性变差;当 $\sigma_{min} = 0$ 时,系统达到稳定极限,雅可比矩 阵J奇异,即雅可比矩阵J的奇异点就是稳定临界 点;当J非奇异时,最小奇异值 $\sigma_{min}$ 的数值大小可反 映J与稳定临界点的距离,并以此衡量稳定裕度,最 小奇异值 $\sigma_{min}$ 数值越大,则系统状态的稳定裕度也 越大。与常用的潮流均衡度等间接、模糊衡量稳定 裕度的指标相比,奇异值分析与小干扰稳定机理直 接相关,更能直观体现稳定的本质<sup>[18]</sup>。

#### 1.2 优化决策变量及约束条件

有功和无功传输特性无法完全解耦,仅单方面 控制有功变量或者无功变量均不能实现优化目标。 因此,VSC-MTDC每座换流站输出的有功功率P<sub>de</sub>和 无功功率Q<sub>de</sub>都是优化模型的决策变量。此外,传统 发电机节点的有功出力P<sub>c</sub>和无功输出Q<sub>c</sub>以及各交 流节点无功补偿设备的投入容量Q<sub>c</sub>仍是优化决策 变量的一部分。

优化模型还包含一些等式或不等式约束。首 先,优化结果应满足系统潮流约束:

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Idi} + P_{dei} = V_i \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{Gi} + Q_{ei} - Q_{Idi} + Q_{dei} = V_i \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases}$$
(5)

其中,n为包含换流母线(亦称公共连接点(PCC))在 内的交流节点个数; $P_{Gi}$ 、 $Q_{Gi}$ 分别为接入交流节点i的 发电机有功和无功出力; $P_{Idi}$ 、 $Q_{Idi}$ 分别为节点i的有 功和无功负荷; $P_{dei}$ 、 $Q_{dei}$ 分别为换流站注入节点i的 有功和无功功率; $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$ 分别为交流节点导纳矩阵中 第i行第j列的电导和电纳; $V_i$ 、 $V_j$ 分别为节点i、j的 电压幅值; $\theta_{ij}$ 为节点i、j之间的电压相角差。若节点 i与 VSC 换流站不直接相连,则对应的潮流约束方程 中 $P_{dei}$ 、 $Q_{dei}$ 为0。 计及直流损耗,VSC-MTDC各换流站的有功功 率输出还应满足平衡关系:

$$P_{\rm ls\_dc} + \sum_{i=1}^{n} P_{\rm dci} = 0$$
 (6)

其他不等式约束还包括无功补偿、电压波动、发电机有功和无功出力的界限范围约束,如式(7) 所示。

$$\begin{cases}
Q_{ci\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci\max} \\
V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max} \\
P_{Gi\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\max} \\
Q_{Gi\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi\max}
\end{cases}$$
(7)

其中,下标min、max分别表示相应变量容许的最小值和最大值。

#### 1.3 VSC 功率调节范围约束

虽然 VSC 输出的有功功率和无功功率可以各自 独立调节,但是其调节范围需要满足一定的约束条 件<sup>[19]</sup>。以 VSC-MTDC 系统的某座换流站 i 为例,其等 效示意图如图 1 所示。图中,PCC 为换流母线;  $\Gamma$  为 VSC 额定容量参考点;  $\Delta$  为上下桥臂电抗器的虚拟 等电位点;  $V_{PCG}$ 、 $V_{Ii}$ 、 $V_{diff}$ 和 $\theta_{PCG}$ 、 $\theta_{Ii}$ 、 $\theta_{diff}$ 分别为换流 站 i 的 PCC 处、点 $\Gamma$ 、点 $\Delta$  的交流电压幅值和相角;  $P_{dei}$ 、 $P_{Ii}$ 、 $P_{diff}$ 和 $Q_{dei}$ 、 $Q_{Ii}$ 、 $Q_{diff}$ 分别为换流站 i 的 PCC 处、点 $\Gamma$ 、点 $\Delta$ 的有功功率和无功功率;  $X_{Ii}$ 为换流变压 器的电抗;  $X_{L0i}$ 为桥臂电抗器电抗;  $V_{dei}$ 为直流电压。



#### 图1 VSC换流站等效示意图



(1)设换流器在点 $\Gamma$ 的额定视在功率为 $S_{r_{Ni}}$ ,则 换流器的输出功率需要满足:

$$P_{\Gamma i}^2 + Q_{\Gamma i}^2 \leqslant S_{\Gamma N i}^2 \tag{8}$$

(2)考虑实际运行时换流器的控制要求,输出电 压调制比m<sub>i</sub>以及换流器输出电流I<sub>ri</sub>需要满足:

$$m_i = \frac{V_{\text{diff}}}{V_{\text{dc}i}/2} \le 1 \tag{9}$$

$$I_{\Gamma i} = S_{\Gamma N i} / V_{\Gamma i} \leqslant I_{\Gamma N i} \tag{10}$$

其中,I<sub>m</sub>为交流侧基波电流的额定值。

#### 1.4 求解算法

在本文构建的优化模型中,目标函数和约束条件的表达均需基于功率、电压等潮流计算结果,而潮流计算通常无法给出这些结果的解析表达式,需要通过迭代实现数值求解。因此,整个优化模型也无法解析求解。本文采用多目标遗传算法——非支配排序遗传算法(NSGA-II)求解优化模型。结合电网运行的实际特点,在优化决策变量的编码方面,采用

整数和实数混合编码的方式,交流变电站无功补偿 设备的投入采用离散整数编码,以表示投切组数, VSC输出的有功和无功功率采用实数编码;在约束 条件的处理方面,将不等式约束作为惩罚项附加到 目标函数中,以构成扩展目标函数;在迭代效率方 面,采用随遗传进化代数的增加而逐步减小的动态 变异率,避免随机搜索的同时,提高迭代效率。

#### 2 算例分析

浙江舟山电网是典型的群岛电网,群岛北部网架较为薄弱。随着舟山±200kV五端柔性直流示范 工程在2014年正式投运,舟山电网形成了交直流混 联的供电格局。为了增强供电可靠性,新建的VSC-HVDC线路与原有的交流线路保持并列运行。舟山 群岛电网结构见附录中图A2。

本文以VSC-MTDC与交流混联的舟山电网为算例,采用MATLAB编程,建立了综合考虑系统网损、设备投切成本以及稳定裕度的多目标优化模型,并将VSC-MTDC与交流系统交换的有功和无功功率纳入优化决策变量,采用NSGA-II进行求解,以验证所提优化策略的有效性。

#### 2.1 基本参数

舟山电网包含110 kV及以上电压等级的交流 节点共106个,VSC换流站5座,各换流站的容量见 附录中表A1。交流节点允许的电压波动范围设置 为0.9~1.1 p.u.,无功调节范围参考典型交流变电站 设计,存在上下限约束。其中,500 kV交流变电站每 组变压器最多配置2组电容器(2×60 Mvar)、2组 电抗器(2×60 Mvar);220 kV交流变电站每组变压 器最多配置6组电容器(6×10 Mvar)、3组电抗器(3× 10 Mvar);110 kV交流变电站每组变压器最多配置6 组电容器(6×4.8 Mvar)。

选取峰荷到腰荷的运行方式调整过程作为优化 对象,腰荷方式的负荷量设为峰荷时的60%。

#### 2.2 结果分析

图2为利用NSGA-II 求解舟山电网算例模型时, 种群结果分布的演变过程。由图2可以看出,随着 算法经过20、50、100代遗传迭代,较劣的个体(即经 济成本相对较大或稳定裕度相对较小的运行方式) 逐渐被淘汰,较优的个体得以保留并产生子代,种群 整体向着最优前端的方向聚集,即图中的种群分布 逐渐向左上聚拢,结果逐渐趋于收敛。图3为最终 收敛的优化结果,图中形成了3个差距较小的Pareto 多目标优化前端,前端上的每个点代表一种可行的 潮流运行方式,在第一前端上的个体形成了Pareto 最优解集。表1列出了Pareto最优解集(即第一前 端)的部分结果。

由表1和图3可以看出,优化目标中经济成本与 稳定裕度(以最小奇异值表示)相互矛盾:经济成本



#### 图3 收敛的种群结果分布



#### 表1 Pareto 第一前端上的部分解

Table 1 Some solutions in Pareto optimal front

编号	总经济 成本 / 万元	最小 奇异值	编号	总经济 成本 / 万元	最小 奇异值
1	302.21	1.0511	4	886.01	1.2512
2	338.35	1.1050	5	955.03	1.2588
3	626.27	1.2036			

越大,稳定性越好;反之,经济成本越小,稳定性越 差。多目标优化形成的 Pareto 最优前端包括多个 解,由于经济成本与稳定裕度为不同量纲和意义的 量,在 Pareto多目标优化框架下,并不存在绝对意义 上的唯一最优解。仅在明确经济成本或稳定裕度要 求时,才能唯一确定一个最优解,因此决策者应根据 系统运行的实际要求和偏好,从 Pareto 最优解集中 选择运行方式。

然后进行优化效果检验。假设已知某个未经优化的腰荷典型运行方式,在图3所示第一前端和第 二前端上,分别选取与典型运行方式具有相同最小 奇异值的潮流方式,从而与未经优化的典型运行方 式,在稳定裕度相同的前提下,形成3个可相互比较 经济成本的结果。第一前端上结果的经济成本 (303.77万元)略优于第二前端上结果的经济成本 (306.57万元),且两者明显优于未经优化的典型运 行方式的经济成本(510.63万元)。与第一前端上的 结果相比,第二前端和未经优化的典型运行方式的 经济成本分别增加了0.92%、68.1%。

同理,可根据未经优化而切换至腰荷典型方式 所产生的经济成本,在第一前端和第二前端上分别 选取具有相同经济成本的切换后运行方式,从而形 成经济成本相同的3个结果(包括未经优化的典型 方式),相互间比较稳定裕度。结果显示:未经优化的 典型方式的最小奇异值为1.0614,第一前端和第二 前端上运行方式的最小奇异值分别为1.1753、1.1667, 第一前端上运行方式的稳定裕度在一定意义上优于 其他2种方式。以下通过其他方法验证上述结果。

针对这3种运行方式的结果,在同一负荷节点 分别施加5 Mvar的无功小扰动进行时域仿真。扰动 开始于0.5 s,并且不撤销,通过观察达到稳态所需的 时间来比较稳定裕度,结果如图4所示(图中,电压、 电压偏移量均为标幺值)。由于第一、第二前端的结 果较为相近,故结合响应波形的包络线计算趋于稳 态的调节时间。施加扰动后,趋于稳态的调节时间 按照达到稳态值±5%的范围计算。第一前端上运 行方式结果的调节时间(8.50 s)略小于第二前端上 运行方式结果的调节时间(8.63 s),明显小于未经优 化的典型方式的调节时间(9.55 s);第一前端电压响 应波形的波动程度比第二前端稍小,且两者明显小 于未优化的典型运行方式的波动程度,可见优化后 的运行方式的稳定性得到明显提高。



图4 扰动后电压动态响应对比

Fig.4 Comparison of dynamic voltage response after disturbance

然后采用被普遍认可的、基于一般潮流解的 电压稳定L指标<sup>[20]</sup>进行对比检验。L指标越小,表 示稳定性越好。第一前端上运行方式的L指标值为 0.1022,小于第二前端上运行方式的L指标值0.1026。 若与未经优化的典型运行方式的L指标值0.1187相 比,可见第一前端的稳定裕度明显提高。

如前所述,群岛电网中有功和无功功率的传输 特性相互关联,仅控制有功量或者无功量均无法达 到最优效果。作为对比,图5给出了仅优化VSC-MTDC与交流系统交换的有功或无功功率时,多目 标模型得到的Pareto最优前端。从图中可看出,单 一有功优化策略或者单一无功优化策略下,Pareto最 优前端均在有功/无功联合优化策略对应前端的右 下方,单一优化策略的效果均劣于有功/无功联合 优化策略。这意味着在相同的经济成本下,有功/ 无功联合优化策略对应的稳定裕度大于单一优化策 略;在相同的稳定裕度下,有功/无功联合优化策略 的经济成本小于单一优化策略的有效性。



图 5 单一优化策略与有功 / 无功联合优化策略对比 Fig.5 Comparison between single optimization strategy and active / reactive power joint optimization strategy

#### 3 结论

VSC 具备调节有功功率和无功功率输出的能力,在交直流混联电网中可影响系统潮流,并为交流系统提供无功支撑。结合 VSC-MTDC 在群岛电网的应用前景以及群岛电网面临的运行挑战,考虑到群岛网架较为薄弱,有功和无功功率的传输特性往往相互关联,本文提出了一种 VSC-MTDC 参与的群岛电网有功 / 无功联合优化策略,并得到如下结论。

(1)群岛独特的地理条件造成电网运行除了考 虑常规的系统网损以外,更关注运行方式频繁调整 带来的设备投切成本,以及网架相对薄弱、海缆充电 功率大造成的稳定裕度较低问题。

(2)将系统网损、无功补偿设备投切成本和系统 稳定裕度作为优化目标,将VSC-MTDC与交流系统 交换的有功功率和无功功率纳入决策变量,可构建 弱交流 / 多端柔性直流混联的群岛电网有功 / 无功 联合优化模型。考虑到该优化模型的特点,基于遗 传算法可得到较为满意的求解结果。

(3)依托浙江舟山 VSC-MTDC / 交流混联电网 的案例仿真,可验证所提群岛电网有功 / 无功联合 优化策略的有效性。仿真结果表明, VSC-MTDC 根 据所提优化策略参与运行,可在经济成本、稳定裕度 之间形成合理的协调和综合优化,且联合优化的结 果优于单一有功或无功优化策略。 附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- [1] 凌卫家,孙维真,张静,等. 舟山多端柔性直流输电示范工程典 型运行方式分析[J]. 电网技术,2016,40(6):1753-1760. LING Weijia, SUN Weizhen, ZHANG Jing, et al. Analysis of typical operating modes of Zhoushan multi-terminal VSC-HVDC pilot project[J]. Power System Technology, 2016, 40(6):1753-1760.
- [2] 王锡凡. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2003: 116-140.
- [3] 靳冰洁,张步涵,王珂. 基于熵理论的电力系统最优潮流均衡 度分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(12):80-86. JIN Bingjie, ZHANG Buhan, WANG Ke. Entropy theory based optimal power flow balancing analysis in power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 80-86.
- [4] SODE-YOME A, MITHULANANTHAN N, LEE K Y. A maximum loading margin method for static voltage stability in power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2):799-808.
- [5] 熊宁,程浩忠,马则良,等. 基于负荷裕度最大化的发电出力优 化(一)优化模型的提出[J]. 电力系统自动化,2009,33(19): 42-45.76 XIONG Ning, CHENG Haozhong, MA Zeliang, et al. Generation dispatch optimization for maximizing loading margin part

one presentation of the optimization model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(19): 42-45, 76. [6] 熊宁,程浩忠,马则良,等. 基于负荷裕度最大化的发电出力优

- 化(二)模型求解[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):43-46,115. XIONG Ning, CHENG Haozhong, MA Zeliang, et al. Generation dispatch optimization for maximizing loading margin part two model determination[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 43-46, 115.
- [7] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等. 兼容需求侧资源的"源-网-荷-储"协 调优化调度模型[J]. 电力自动化设备,2016,36(2):102-111. ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Optimal dispatch model based on coordination between "generationgrid-load-energy storage" and demand-side resource [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 102-111.
- [8] 李志伟,赵书强,刘金山.基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39 (8):214-223.LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system

based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 214-223. [9] 罗天,汪可友,李国杰,等. 基于拉格朗日对偶松弛的多区域柔

性直流互联电网无功优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43 (11).68-76.

LUO Tian, WANG Keyou, LI Guojie, et al. Reactive power optimization in multi-area VSC-HVDC interconnected power grids based on Lagrangian dual relaxation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11):68-76.

- [10] 柯圣舟,郑欢,林毅,等. 计及柔性直流输电系统损耗模型的交 直流电网无功优化[J]. 电网技术,2016,40(10):3052-3058. KE Shengzhou, ZHENG Huan, LIN Yi, et al. Reactive power optimization of AC-DC grid in consideration of VSC-HVDC transmission loss model[J]. Power System Technology, 2016,  $40(10) \cdot 3052 - 3058$
- [11] 李亚辉,李扬,李国庆. 基于协同多目标粒子群优化的交直流 系统最优潮流[J]. 电力系统自动化,2019,43(4):94-100,138. LI Yahui, LI Yang, LI Guoqing. Optimal power flow for AC / DC system based on cooperative multi-objective particle

swarm optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(4):94-100,138.

[12] 李逸驰,孙国强,杨义,等. 含经VSC-HVDC并网海上风电场的 交直流系统概率最优潮流[J]. 电力自动化设备,2015,35(9): 136-142.

LI Yichi, SUN Guoqiang, YANG Yi, et al. Probabilistic optimal power flow of AC / DC system with offshore wind farm connected to grid via VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(9): 136-142.

- [13] 孙国强,任宾,卫志农,等. 基于自适应加权预测-校正内点法 的含 VSC-HVDC 电力系统最优潮流[J]. 电力自动化设备, 2015,35(3):54-59,67. SUN Guoqiang, REN Bin, WEI Zhinong, et al. Optimal power flow of power system with VSC-HVDC based on AWPC-IPM [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(3): 54-59,67.
- [14] 宋平岗, 董辉, 周振邦, 等. 基于最优潮流理论的 MMC-MTDC 直接功率控制策略[J]. 电力自动化设备,2018,38(6):183-189. SONG Pinggang, DONG Hui, ZHOU Zhenbang, et al. Direct power control strategy of MMC-MTDC based on optimal power flow[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 183-189.
- [15] 卫志农,季聪,孙国强,等.含VSC-HVDC的交直流系统内点法 最优潮流计算[J]. 中国电机工程学报,2012,32(19):89-95,190. WEI Zhinong, JI Cong, SUN Guoqiang, et al. Interior-point optimal power flow of AC-DC system with VSC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(19):89-95, 190.
- [16] CAO J, DU W J, WANG H F, et al. Minimization of transmission loss in meshed AC / DC grids with VSC-MTDC networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28  $(3) \cdot 3047 - 3055.$

[17] 李扬,李亚辉,李国庆,等.考虑经济性和环境因素的含VSC-HVDC交直流系统多目标最优潮流[J]. 电网技术, 2016, 40  $(9) \cdot 2661 - 2667.$ LI Yang, LI Yahui, LI Guoqing, et al. A multi-objective opti-

mal power flow approach considering economy and environmental factors for hybrid AC / DC grids incorporating VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2016, 40(9): 2661-2667.

[18] 冯治鸿,刘取,倪以信,等. 多机电力系统电压静态稳定性分 析——奇异值分解法[J]. 中国电机工程学报,1992,12(3): 10 - 19FENG Zhihong, LIU Qu, NI Yixin, et al. Analysis of steady-

state voltage stability in multimachine power systems by singular value decomposition method[J]. Proceedings of the CSEE, 1992, 12(3):10-19.

- [19] ZHANG Z R, JIANG W, BIE X Y, et al. Operating area for modular multilevel converter based high-voltage direct current systems[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(6): 776-787.
- [20] KESSEL P, GLAVITSCH H. Estimating the voltage stability of a power system[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1986,1(3):346-354.

#### 作者简介:



王晓辉(1979-),男,山东东营人,副 教授,博士,研究方向为电力电子化电力系 统的动态分析与控制、直流配电网(E-mail: wangxiaohui@sdu.edu.cn);

石 访(1982-),男,山东禹城人,副教 授,博士,通信作者,研究方向为电力系统稳 定分析与控制(E-mail:shifang@sdu.edu.cn)。 (编辑 陆丹)

王晓辉

(下转第184页 continued on page 184)

# Identification strategy of arc extinguishing time of single-phase grounding fault based on integral ratio distribution

HE Baina, NING Jiaxing, HUANG Guichun, KONG Jie, WANG Lemiao, XIE Yadi,

JIANG Renzhuo, MAO Yazhe, ZHOU Yuyang

(College of Electrical and Electronic Engineering, Shandong University of Technology, Zibo 255049, China)

Abstract: The existing adaptive reclosure usually recloses by inherent delay after transient fault is identified, and ignores whether the arc has extinguished at the fault point. So it is necessary to identify the time of the fault arc extinguishing to further improve adaptive capability of reclosure. The characteristics of fault phase terminal voltage of EHV(Extra High Voltage) transmission lines before and after arc extinguishing are calculated and analyzed. The difference of absolute value function about fault phase terminal voltage at the stage of secondary arc and recovery voltage when transient fault occurs is compared. It is found that the integral of the absolute value function at the stage of secondary arc is always unchanged in adjacent time windows, and the integral ratio is about 1. However, the integral in adjacent time windows at the initial stage of recovery voltage is significantly different, and the integral ratio shows obvious mutation. The integral ratio of absolute value function about fault phase terminal voltage is used as a criterion for identification of extinguishing time by setting up and down threshold values. If the integral ratio exceeds the threshold value five times in a row, the arc distinguishing is judged. A large number of EMTP-ATP simulations show that the proposed criterion can identify the extinguishing time reliably, and is immune to parallel compensation degree, fault location and fault resistance, so it has strong adaptability.

**Key words**: EHV power transmission; transient fault; fault phase terminal voltage; shunt reactor; integral ratio; arc extinguishing time

(上接第137页 continued from page 137)

# Joint optimization of active / reactive power for hybrid island power grids with weak AC system and VSC-MTDC

WANG Xiaohui<sup>1</sup>, LI Shu<sup>1</sup>, ZHONG Yujun<sup>2</sup>, LI Cheng<sup>2</sup>, LU Dandan<sup>2</sup>, JIA Ke<sup>3</sup>, LIU Dong<sup>4</sup>, SHI Fang<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education,

Shandong University, Jinan 250061, China;

2. Zhoushan Power Supply Company of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Zhoushan 316021, China;

3. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

4. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: The traditional island AC grids are usually weak and faced with some inherent challenges such as the large reactive power imposed by AC submarine cables, the small stability margin, the short device service-life due to frequent switching, and so on. As VSC-MTDC (Voltage Source Converter based Multi-Terminal Direct Current) system fulfills the supply demands of islands in a better way, the AC / VSC-MTDC hybrid power grid tends to be the popular choice in island. Since the transmission characteristics of active and reactive power in the weak AC island power grids correlating with each other, the voltage amplitude difference is not only relevant to reactive power, while the phase angle difference is not only related to real power. An active / reactive power joint optimization strategy is proposed. It controls the VSC outputs to coordinate the controlled outputs from VSC-MTDC with the measures of AC networks in parallel. A multi-objective optimization model solvable by GA(Genetic Algorithm) is established, which considers the system loss, the switching costs of devices and the stability margin. In line with the concerned issues in island power grids, the proposed optimization strategy is validated by the simulation case of  $\pm 200 \text{ kV}$  five-terminal flexible DC demonstration project in Zhoushan, Zhejiang. The results confirm the advantages of the joint optimization over the sole strategy based on either active or reactive power.

Key words: island power grid; AC / DC hybrid power grid; active / reactive power joint optimization; multiobjective optimization; genetic algorithm; VSC-MTDC



图 A1 VSC-MTDC 参与群岛电网运行优化的原理示意图 Fig.A1 Schematic diagram of operation optimization based on VSC-MTDC in island grid



# 图 A2 舟山电网结构示意图

Fig.A2 Schematic diagram of grid structure in Zhoushan

Table A1 Capacity of VSC-MTDC stations in Zhoushan power grid				
换流站	视在容量/(MV·A)			
舟定	400			
舟岱	300			
舟衢	100			
舟洋	100			
舟泗	100			

#### 表 A1 舟山电网 VSC-MTDC 换流站容量 Table A1 Capacity of VSC-MTDC stations in Zhoushan power s