DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191011

考虑风电不确定性的 VSC-MTDC 互联系统两阶段交直流最优潮流

杨喆麟，汪可友，李国杰

（上海交通大学电子信息与电气工程学院，上海 200240）

摘要：考虑不确定性风电通过多端柔性直流(VSC-MTDC)并网对交流系统运行的影响，提出了计及风电不确定性的 VSC-MTDC 互联系统的两阶段交直流最优潮流模型。围绕多端柔直参与实时调度的优化展开，基于“多级协调、逐级细化”的调度思路，在日内滚动阶段根据风电短期预测数据优化发电机的运行成本。在实时调度阶段根据风电超短期预测数据不断调整优化 VSC 换流站的控制指令和缓冲机组出力，及时修正风电短期预测误差对交流系统网损与电压水平带来的影响。将所提出模型应用于 IEEE30 和 IEEE118 节点算例中，验证了所提模型的有效性和可行性。

关键词：多端柔性直流；风电并网；预测误差；两阶段优化；交直流系统；最优潮流

Two-stage AC/DC optimal power flow with VSC-MTDC considering uncertainty of wind power

YANG Zhelin, WANG Keyou, LI Guojie

(School of Electric Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: Considering the impact of uncertain wind power integrated through a multi-terminal flexible direct current (VSC-MTDC) transmission system on the operation of an AC system, a two-stage AC/DC optimal power flow model with VSC-MTDC considering wind power uncertainty is proposed. This paper focuses on the optimization of VSC-MTDC in real-time scheduling, based on the dispatching idea of “multi-level coordination and step-by-step refinement”. During intraday rolling dispatching, the model optimizes the generator’s operation cost according to the short-term forecast data of wind power. During real-time dispatching, it continuously adjusts and optimizes the control instructions of the VSC converter station and the output of the buffer unit based on the ultra-short-term forecast data of wind power, and corrects the impact of short-term forecast errors of wind power on AC system network losses and voltage levels immediately. The proposed model is applied to the IEEE 30-node and IEEE 118-node example, and the validity and feasibility of the proposed model are verified.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51877133 and No. 51477098).

Key words: VSC-MTDC; wind power integration; prediction error; two-stage optimization; AC/DC power system; optimal power flow (OPF)

0 引言

在化石燃料日益减少以及环境恶化问题的大背景下，风电这一技术成熟的可再生能源得到了迅速的发展。截至 2019 年第二季度末，我国风电累计并网装机容量达到 1.92 亿 kW[1]，已经达到“十三五”规划目标的 90%。但是由于风电出力存在不确定性，风电场并网仍是电力系统所面临的巨大挑战。虽然风电预测技术发展迅速，日前风电功率的短期预测误差仍可达到 14%~20%[2]，而时间尺度更短的风电超短期预测则可以更准确地预测实际风电数据[3]。

基于电压源型换流器的多端柔性直流输电系统(VSC-MTDC)具有有功、无功快速调节的特点，本文利用这一特点修正风电预测误差带来的影响。相较于交流线路和传统 HVDC，柔性直流技术非常适

基金项目：国家自然科学面上基金项目资助(51877133，51477098)

合应用于大规模风电并网[4-7]。其中，作为研究电力系统优化运行的基础与依据，VSC-MTDC 互联系统的交直流最优潮流计算具有重要的理论价值与实际意义[8-16]。目前，国内外针对柔性直流互联系统最优潮流的研究成果如下：文献[12]提出了基于牛顿-拉夫逊法含 VSC-HVDC 的最优潮流算法，但牛顿法普遍采用实验迭代法，编程求解困难。文献[13]讨论了适用于原对偶内点法和预测内点法的 VSC-HVDC 最优潮流模型。文献[14]提出了一种基于差分进化和原对偶内点法的混合迭代的 VSC-HVDC 最优潮流算法。文献[15]提出了考虑换流器精确损耗与电压下垂控制的交直流最优潮流模型，但是并未考虑可再生能源的不确定性。文献[16]提出了基于二阶锥松弛的交直流最优潮流模型。当前有关计及风电不确定性接入 VSC-MTDC 互联系统的交直流最优潮流的文章较少，已有的研究主要是针对 VSC 换流站模型的改进以及最优潮流求解算法的提升，考虑风电短期预测误差下围绕多端柔直参与实时调度优化的策略还较少。

针对风电短期预测误差给含 VSC-MTDC 的交直流系统带来的影响，本文建立了与实际调度相结合的两阶段交直流最优潮流模型，提出了多端柔直参与实时调度优化的交直流系统级优化策略。在实时调度阶段，根据更为准确的风电超短期预测数据，优化缓冲机组出力与直流换流站功率指令值。

本文基于“多级协调、逐级细化”的调度思想，在日内滚动阶段采用误差较大的风电短期预测数据，以发电费用为目标计算得到常规机组出力计划；实时调度阶段采用风电超短期预测数据，以系统网损和系统电压偏差作为优化目标，依靠缓冲机出力和 VSC 换流站功率控制指令的相互配合，修正风电短期预测误差带来的影响。本文中的 VSC 换流站控制指令指的是有功功率控制的参考值 P^{ref} 和无功功率控制的参考值 Q^{ref}。模型采用原-对偶内点法求解，最后通过 IEEE30 和 IEEE118 节点算例验证了所提方法的有效性。

1　应对风电接入的两阶段有功调度

传统的调度方式主要采用日前调度计划和自动发电控制(AGC)，但是这一调度模式已经不再适应于风电并网。所以本文在交直流最优潮流的基础上引入了一种多级协调并逐级细化的模型，利用交直流最优潮流的计算结果指导电网调度。如图 1 所示，该模型由两个阶段组成。

日内滚动调度阶段：日内滚动调度以风电场出力的短期预测为基础，这一阶段的启动周期为 60 min，

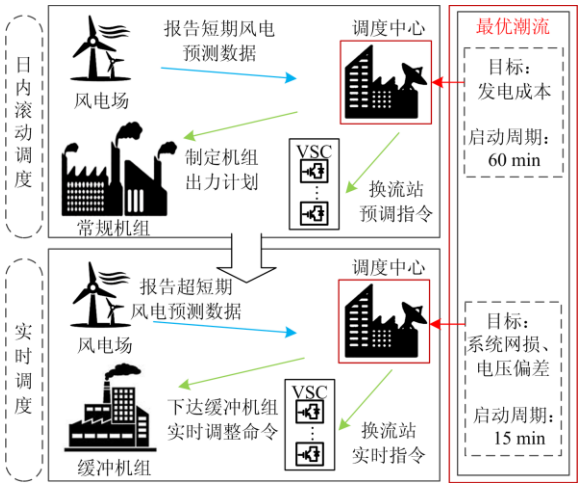


图 1　应对风电接入的两阶段有功调度模型

Fig. 1 Two-stage active power dispatching model for wind power integration

调度中心根据日前风电预测出力值，滚动更新修正调度计划，制定出各台发电机的出力以保证经济性调度[17]。由于时间尺度相较实时调度阶段长，短期风电预测误差也较大，所以依靠下一阶段的缓冲机组和 VSC 换流站来修正风电预测误差。最优潮流模型以发电成本最小为目标，计算得到常规机组出力与 VSC 换流站的预调控制指令值。日内调度阶段所得到的常规机组优化结果作为实时调度阶段的常规机组运行约束。

实时调度阶段：实时调度以风电场提前 15 min 的超短期预测数据为基础修正上一阶段的短期预测误差，启动周期为 15 min，充分利用性能良好的缓冲机组调整有功不平衡，并且降低下一阶段 AGC 机组的调节压力。由于时间尺度很短，所以这一阶段的优化目标更应该考虑系统的可靠性，最优潮流的优化目标为节点电压偏差最小与系统网损最小。该阶段主要优化响应更快的缓冲机组出力，并且实时修正 VSC 换流站的控制指令值。

本文设置日内滚动调度阶段优化启动周期为 60 min，依据日前短期风电预测数据制定未来 60 min 内的常规机组出力计划。设置实时调度阶段优化启动周期为 15 min，依据提前 15 min 的超短期风电预测数据调整未来 15 min 内的缓冲机组出力和 VSC 换流站控制指令，修正滚动调度的结果。

以上两个阶段的有功调整，一方面抑制了风电短期预测误差引起的系统有功不平衡，另一方面为 AGC 机组预留调整空间，降低 AGC 机组的调节压力。再下一阶段调度的时间尺度更短，通常由 AGC 机组调整系统功率的波动[18]，并不在本文中讨论。

根据国家电网公司 2016 年发布的《风电功率预测功能规范》[19]，风电短期预测和超短期预测的时间尺度分别为次日零时起 3 天和未来 15 min~4 h，所以风电预测数据可以满足该两阶段最优潮流模型的需求。目前我国风电场并网时都能保证足够的无功支撑，所以本文采用恒功率因数的风电场稳态模型[20]，将风电场作为一个普通的负荷节点加入系统。

2　交直流输电系统稳态模型和风电模型

2.1 VSC 换流站的功率注入模型

稳态情况下，柔性直流输电系统如图 2 所示，稳态模型由换流站和直流电网两个部分组成[21-22]。图中，i 表示接入直流电网的第 i 个 VSC 换流站，交流网络通过公共连接点(PCC)与换流站相连，$U_{si}\angle\delta_{si}$ 为 PCC 点的电压，滤波器的节点电压为 $U_{fi}\angle\delta_{fi}$。VSC 换流站模型交流侧等效为受控电压源 $U_{ci}\angle\delta_{ci}$，直流侧等效为受控电流源 I_{cdci}，直流侧电压为 U_{dci}。Z_{tfi} 为换流变压器阻抗；B_{fi} 为滤波器电纳；Z_{ci} 为电抗器阻抗。

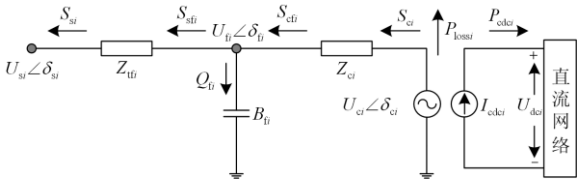


图 2 VSC-HVDC 功率注入模型

Fig. 2 Power injection model of VSC-HVDC

交流网络注入 PCC 点的功率为 $S_{si}=P_{si}+\mathrm{j}Q_{si}$；由滤波器节点流向 PCC 点的功率为 $S_{sfi}=P_{sfi}+\mathrm{j}Q_{sfi}$；忽略滤波器的有功损耗，滤波器吸收的无功功率为 Q_{fi}；由换流站流向滤波器节点的功率为 $S_{cfi}=P_{cfi}+\mathrm{j}Q_{cfi}$；由换流站流向交流侧的功率为 $S_{ci}=P_{ci}+\mathrm{j}Q_{ci}$。

换流站的内部的有功功率平衡方程为

$$P_{ci}+P_{cdci}+P_{lossi}=0 \tag{1}$$

式中：P_{ci} 和 P_{cdci} 分别为换流站注入交流侧和直流侧的有功功率；P_{lossi} 为换流站的有功损耗。为了计及换流器内部的精确损耗，本文采用电磁暂态仿真结果进行曲线拟合，具体的损耗模型为换流站交流侧电流的二次函数[23-24]，如式(2)所示。

$$\begin{cases} P_{lossi}=a_i+b_iI_{ci}+c_iI_{ci}^2 \\ I_{ci}=\dfrac{\sqrt{P_{ci}^2+Q_{ci}^2}}{U_{ci}} \end{cases} \tag{2}$$

式中：a_i、b_i 和 c_i 为换流器的损耗参数；I_{ci} 为换流站交流侧电流标幺值。

假设直流电网中有 n_{dc} 个直流节点，其中 G_{dcij} 为节点 i 和 j 之间的直流线路电导，U_{dcj} 为第 j 个直流节点电压，则第 i 个直流节点的直流电网注入功率模型如式(3)所示。

$$P_{cdci}=U_{dci}I_{cdci}=U_{dci}\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n_{dc}}G_{dcij}(U_{dci}-U_{dcj}) \tag{3}$$

2.2 VSC-MTDC 输电系统的控制策略

VSC 换流站不同的控制策略下直流电网的潮流模型也不同，本文的 VSC 换流站采用以下两种有功控制方式。

1) 定有功功率控制。换流站向 PCC 节点注入的恒定有功功率 P_{si} 为潮流计算已知量，此时该直流节点可类比为交流系统中的 PQ 节点。

2) 定直流电压控制。类比交流系统中的平衡节点，直流系统的潮流计算中，需要确定一个定电压运行的换流站节点作为平衡节点，且直流节点电压 U_{dci} 为已知量。

3　两阶段 VSC-MTDC 交直流最优潮流模型

3.1 日内滚动阶段优化

第一阶段优化为日内滚动调度阶段，时间尺度定为 60 min，这一阶段优化的主要目的是制定常规发电机组未来 1 h 的出力计划。

1) 目标函数

第一阶段以发电成本最小为目标函数。

$$\min f_1(x)=f_{cost}=\sum_{i=1}^{n_g}(a_{2i}P_{gi}^2+a_{1i}P_{gi}+a_{0i}) \tag{4}$$

式中：f_{cost} 为发电成本目标；n_g 为发电机的数量；P_{gi} 为第 i 台发电机的有功出力；a_{2i}、a_{1i} 和 a_{0i} 分别为第 i 台发电机的耗量特性曲线参数。

2) 等式约束

等式约束包括交流系统节点功率平衡方程[25]、直流系统节点功率平衡方程和 VSC 换流站内部有功功率平衡方程[26]。

若交流节点 i 与 VSC 换流站相连接，其节点功率平衡方程为

$$\begin{cases} \Delta P_i=P_{wsi}+P_{gi}-P_{li}-U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\cos\theta_{ij}+B_{ij}\sin\theta_{ij})-P_{si} \\ \Delta Q_i=Q_{gi}-Q_{li}-U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})-Q_{si} \end{cases} \tag{5}$$

式中：P_{wsi} 为风电场 i 的风电短期预测出力；ΔP_i、ΔQ_i 为交流节点 i 的功率不平衡量；Q_{gi} 为节点 i 的发电机无功功率；P_{li}、Q_{li} 为节点 i 的负荷功率；P_{si}、

Q_{si} 为 VSC 换流站注入 PCC 节点 i 的功率；U_i、U_j 为节点 i 和 j 的电压幅值；θ_{ij} 为节点 i 和 j 之间的相角差；G_{ij}、B_{ij} 分别为节点 i 和 j 之间的电导和电纳。

直流节点 i 的功率平衡方程为

$$\Delta P_{\mathrm{dc}i}=(P_{\mathrm{gdc}i}+P_{\mathrm{cdc}i}-P_{\mathrm{ldc}i})-U_{\mathrm{dc}i}\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n_{\mathrm{dc}}}G_{\mathrm{dc}ij}(U_{\mathrm{dc}i}-U_{\mathrm{dc}j}) \tag{6}$$

式中：$\Delta P_{\mathrm{dc}i}$ 为直流节点 i 的功率不平衡量；$P_{\mathrm{gdc}i}$、$P_{\mathrm{ldc}i}$ 分别为直流节点 i 的电源功率和负荷功率；$P_{\mathrm{cdc}i}$ 为 VSC 换流站注入直流侧的有功功率；$G_{\mathrm{dc}ij}$ 为直流节点 i 和 j 之间的电导。

VSC 换流站内部节点的功率平衡方程为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{cf}i}-P_{\mathrm{sf}i}=0\\ Q_{\mathrm{cf}i}-Q_{\mathrm{sf}i}-Q_{\mathrm{f}i}=0\\ P_{ci}-P_{ci}^{\mathrm{ref}}=0\\ Q_{ci}-Q_{ci}^{\mathrm{ref}}=0\end{cases} \tag{7}$$

式中：P_{ci}^{ref}、Q_{ci}^{ref} 分别为换流站交流侧有功和无功的参考值，需要根据已知的换流站 PCC 点有功无功功率参考值和直流侧电压参考值 P_{si}^{ref}、Q_{si}^{ref} 和 $U_{\mathrm{dc}i}^{\mathrm{ref}}$ 求解，不同换流站控制方式下求解方法不同。

(1) 定有功功率控制的换流站，根据式(8)和式(9)求解 P_{ci}^{ref}、Q_{ci}^{ref}。

$$\begin{cases}P_{ci}^{\mathrm{ref}}=P_{\mathrm{cf}i}+\dfrac{R_{ci}(P_{\mathrm{cf}i}^2+Q_{\mathrm{cf}i}^2)}{U_{\mathrm{f}i}^2}\\ Q_{ci}^{\mathrm{ref}}=Q_{\mathrm{cf}i}+\dfrac{X_{ci}(P_{\mathrm{cf}i}^2+Q_{\mathrm{cf}i}^2)}{U_{\mathrm{f}i}^2}\end{cases} \tag{8}$$

$$\begin{cases}P_{\mathrm{cf}i}=P_{si}^{\mathrm{ref}}+\dfrac{R_{\mathrm{tf}i}[(P_{si}^{\mathrm{ref}})^2+(Q_{si}^{\mathrm{ref}})^2]}{U_{si}^2}\\ Q_{\mathrm{cf}i}=-B_{\mathrm{f}i}U_{\mathrm{f}i}^2+Q_{\mathrm{s}i}^{\mathrm{ref}}+\dfrac{X_{\mathrm{tf}i}[(P_{si}^{\mathrm{ref}})^2+(Q_{si}^{\mathrm{ref}})^2]}{U_{si}^2}\end{cases} \tag{9}$$

式中，P_{si}^{ref}、Q_{si}^{ref} 为已知量，由定功率控制时的决策变量直接给定。

(2) 定直流电压控制的换流站，若忽略损耗，首先根据给定的控制变量 $U_{\mathrm{dc}i}^{\mathrm{ref}}$ 通过式(3)计算得到 VSC 换流站直流侧功率 $P_{\mathrm{cdc}i}$，再通过换流站内部功率平衡的式(1)去掉损耗求得 P_{ci}^{ref}，考虑损耗时的具体求解方法参考文献[27]。

3) 不等式约束

不等式约束包括发电机出力约束，交流节点电压幅值约束、线路传输电流约束，直流节点电压、线路电流约束和 VSC 换流站交流侧的节点电压、线路电流约束为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{g}i\min}\le P_{\mathrm{g}i}\le P_{\mathrm{g}i\max}\\ Q_{\mathrm{g}i\min}\le Q_{\mathrm{g}i}\le Q_{\mathrm{g}i\max}\\ U_{i\min}\le U_i\le U_{i\max}\\ -I_{ij\max}\le I_{ij}\le I_{ij\max}\\ U_{\mathrm{dc}i\min}\le U_{\mathrm{dc}i}\le U_{\mathrm{dc}i\max}\\ -I_{\mathrm{dc}ij\max}\le I_{\mathrm{dc}ij}\le I_{\mathrm{dc}ij\max}\\ U_{ci\min}\le U_{ci}\le U_{ci\max}\\ -I_{ci\max}\le I_{ci}\le I_{ci\max}\end{cases} \tag{10}$$

式中：$P_{\mathrm{g}i\max}$、$P_{\mathrm{g}i\min}$ 和 $Q_{\mathrm{g}i\max}$、$Q_{\mathrm{g}i\min}$ 分别为发电机有功出力和无功上下限；$U_{i\max}$、$U_{i\min}$ 为交流节点 i 电压上下限；$I_{ij\max}$ 为 i 和 j 之间的线路传输电流极限；$U_{\mathrm{dc}i\max}$、$U_{\mathrm{dc}i\min}$ 为直流节点的电压幅值上下限；$I_{\mathrm{dc}ij\max}$ 为 i 和 j 之间的线路最大传输电流；$U_{ci\min}$、$U_{ci\max}$ 为 VSC 换流站交流侧电压限制；$I_{ci\max}$ 为 VSC 换流站的电流容量限制。本文主要针对一个时间断面内的潮流优化，暂不考虑常规机组的爬坡能力约束。

3.2 实时调度阶段优化

第二阶段优化为实时调度阶段优化，时间尺度为 15 min。这一阶段的目的是得到缓冲机出力和换流站实时控制指令值，对短期风电预测误差引起的系统内功率不平衡量进行修正。

1) 目标函数

第二阶段以有功网损和电压偏差最小作为多目标，采用加权的方法将多目标问题转化为单目标问题。目标函数为

$$\min f_2(x)=\lambda_1 f_{\mathrm{loss}}+\lambda_2 f_{\mathrm{v}} \tag{11}$$

$$f_{\mathrm{loss}}=\sum_{i=1}^{n_{\mathrm{gb}}}P_{\mathrm{gbuf}i}+\sum_{i=1}^{n_{\mathrm{g}}-n_{\mathrm{gb}}}P_{\mathrm{g}i}-\sum_{i=1}^{n}P_{\mathrm{l}i} \tag{12}$$

$$f_{\mathrm{v}}=\sum_{i=1}^{n_{\mathrm{ac}}}\left(\frac{U_i-U_{\mathrm{N}}}{U_i^{\max}-U_i^{\min}}\right)^2 \tag{13}$$

式中：λ_1、λ_2 为加权系数；f_{loss} 为系统的有功网损；f_{v} 为交流节点的电压偏差；n_{gb} 为缓冲机的数量；$P_{\mathrm{gbuf}i}$ 为缓冲机的有功出力；n_{ac} 为系统交流节点数量；n 为系统负荷数量；U_{N} 为交流节点电压额定值。

2) 约束条件

实时调度阶段优化仍需满足上一阶段的等式约束式(5)—式(7)。常规机组有功出力 $P_{\mathrm{g}i}$ 根据第一阶段常规机组优化结果设为定值，缓冲机节点 i 则加

上缓冲机出力变量 $P_{\mathrm{gbuf}\,i}$，风电场节点 i 则加上风电从短期预测出力 P_{wui}。

不等式约束在第一阶段优化式(10)基础上，替换常规机组为缓冲机组，包括缓冲机出力限制和缓冲机有功出力快速调节的范围约束，分别如式(14)、(15)所示。

$$P_{\mathrm{gbuf}\,i\min} \le P_{\mathrm{gbuf}\,i} \le P_{\mathrm{gbuf}\,i\max} \tag{14}$$

$$\Delta P_{\mathrm{gbuf}\,i\min} \le P^{t}_{\mathrm{gbuf}\,i} - P^{t+1}_{\mathrm{gbuf}\,i} \le \Delta P_{\mathrm{gbuf}\,i\max} \tag{15}$$

式中：$P_{\mathrm{gbuf}\,i\max}$、$P_{\mathrm{gbuf}\,i\min}$ 表示缓冲机有功出力的上下限；需要注意的是，式(15)表示上一时刻的风电场景下缓冲机出力与下一时刻的风电场景下缓冲机出力之差，满足有功快速出力的调节范围上下限。其中下限 $\Delta P_{\mathrm{gbuf}\,i\min} = \max[P_{\mathrm{gbuf}\,i\min} - P^{t}_{\mathrm{gbuf}\,i}, R^{\mathrm{dn}}_{\mathrm{gbuf}\,i}]$，$R^{\mathrm{dn}}_{\mathrm{gbuf}\,i}$ 为缓冲机的最大爬坡下调量(由机组爬坡能力决定)；上限 $\Delta P_{\mathrm{gbuf}\,i\max} = \min[P_{\mathrm{gbuf}\,i\max} - P^{t}_{\mathrm{gbuf}\,i}, R^{\mathrm{up}}_{\mathrm{gbuf}\,i}]$，$R^{\mathrm{up}}_{\mathrm{gbuf}\,i}$ 为缓冲机的最大爬坡上调量(由机组爬坡能力决定)。本文假设缓冲机组的最大爬坡下调和上调量为其额定发电功率的±50%。

3.3 模型求解流程

本文建立的考虑风电不确定性的两阶段最优潮流模型求解流程如图 3 所示，第一阶段优化时，模型以 1 h 为时间尺度，根据日前风电短期预测提前 1 h 开始优化；第二阶段优化时，模型以 15 min 为一个时间尺度，根据风电超短期预测提前 15 min 开始优化，将 1 h 分为四个时间段，即第二阶段的优化时刻设置为 $T_i = \{1,2,3,4\}$。

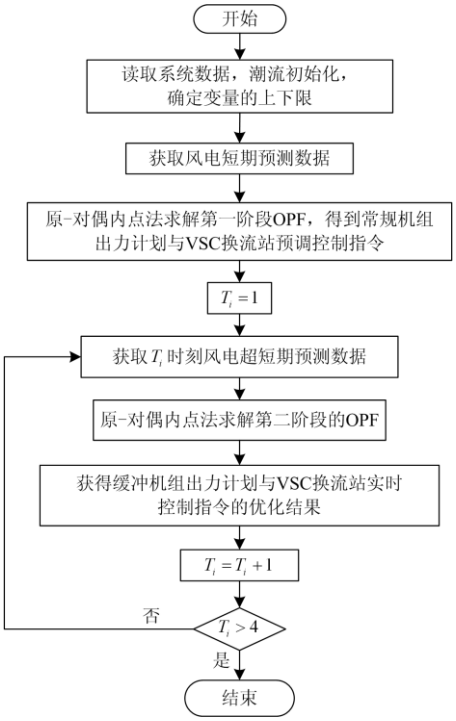


图 3 模型求解流程图

Fig. 3 Model solving flow chart

本文的模型与传统最优潮流类似，是一个带约束条件的非线性规划问题，采用收敛性好且鲁棒性强的原-对偶内点法求解。设置内点法的中心参量为 0.1，收敛精度为 10^{-6}。

4 算例分析

4.1 IEEE30 节点算例描述

本文在 IEEE30 节点标准系统上进行修改，具体如图 4 所示，交流系统中增加了一个三端链式 VSC-MTDC 和一个三端环网 VSC-MTDC。其中三端链式 VSC-MTDC 连接于 2、5、6 节点，相对应 1、2、3 直流节点。而三端环网 VSC-MTDC 连接于 1、15、30 节点，相对应 4、5、6 直流节点。风电场并网点设置在直流节点 6 处。直流节点 5、6 为直流平衡节点，所属 VSC 换流站 3、6 采用定直流电压控制，其余的换流站均采用定有功功率控制。

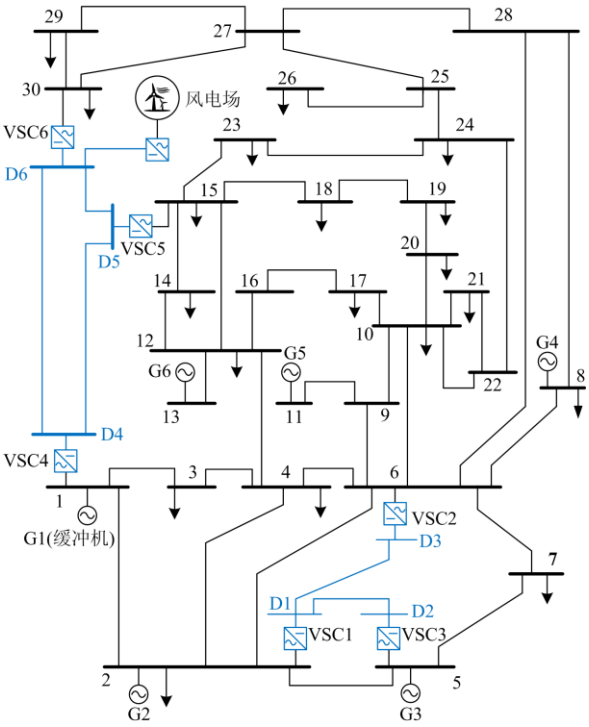


图 4 含 VSC-MTDC 的 IEEE30 节点系统拓扑图

Fig. 4 Topology of IEEE 30-bus system with VSC-MTDC

IEEE30 节点标准系统和 VSC 换流站基准容量均为 100 MVA，直流线路的电压等级为 200 kV，发电机的运行参数如附录 A1 所示，换流站的具体参数以及损耗参数如附录 A2、A3 所示。由于发电机机组 G1 的输出功率上限最大，且该发电机组的发

电成本也较优，所以算例中选择 G1 作为调节系统有功平衡的缓冲机组。

为了验证所提出的两阶段最优潮流模型的可行性和有效性，本文采用我国某地风电场的历史预测数据作为预测值，风电场的额定功率为 100 MW。选取某日 15:00 的日前风电短期预测数据和 15:00—16:00 时间段的 4 组超短期预测数据进行算例分析，通过更为准确的风电超短期预测修正日前风电短期预测。鉴于本文重点考虑利用 VSC-MTDC 来协调风电的不确定性，且目前负荷预测的准确性远高于风电预测，所以本文暂不考虑负荷的不确定性，直接以标准算例给定的负荷数据作为负荷预测值。模型中式(12)中部分变量上下限如附录 A4 所示。执行算例分析的计算机硬件环境为 Intel Core i5-6300 CPU，2.40 GHz 主频，8 GB 内存，开发环境为 Matlab R2018a。

4.2 日内滚动阶段优化

在日内滚动调度阶段中，根据日前风电预测得到 15:00 风电短期预测出力为 45.321 MW，计算得到第一阶段的优化结果如表 1 所示。

表 1 日内滚动阶段优化结果

Table 1 Optimization results of intraday rolling stage

发电机编号	有功出力/MW	VSC 换流站编号	预调指令 P_s^{ref} /MW	预调指令 Q_s^{ref} /Mvar
G1(缓冲机)	128.772	VSC1	−28.513	−3.348
G2	40.814	VSC2	−61.455	0.101
G3	17.012	VSC3	—	13.359
G4	33.818	VSC4	6.859	11.314
G5	21.650	VSC5	49.753	10.326
G6	0	VSC6	—	−2.341

优化结果为日内滚动阶段发电机有功出力和 VSC 换流站预调控制指令，根据结果可知，发电计划主要由成本较低的缓冲机组 G1 承担，常规机组中除了 G6 不提供有功出力，其余常规机组均参与未来 1 h 的发电计划，并且作为下一阶段优化的发电出力定值。优化得到的发电成本为$761.8。

VSC 换流站预调控制指令值只用作计算第一阶段发电成本，将在下一阶段优化进行实时修正得到实际的实时控制指令值。

4.3 实时调度阶段优化

在实时调度阶段中，提前 15 min 得到未来 15 min 内的风电超短期预测数据 P_{wu}，即在时段 15:00—16:00 中得到 4 个时刻的 P_{wu}。4 个时刻的风电超短期预测出力如表 2 所示。

从表 2 中可以看出，接下来 1 h 内风电场有功出力呈先上升后下降的趋势。并且在 15:30 达到最大值。

表 2 15:00—16:00 时段风电超短期预测数据

Table 2 Ultra-short-term wind power forecast data from 15:00 to 16:00

时刻	15:00	15:15	15:30	15:45
P_{wu}/MW	37.261	66.586	84.713	57.143

实时调度阶段优化以系统有功网损和电压偏差最小为目标，优化缓冲机组出力和 VSC 换流站功率指令值。为了验证模型的优化效果，将实时调度阶段优化设置为如下两种方案进行对比验证。

方案 1：第二阶段仅优化缓冲机出力，VSC 换流站控制指令采用第一阶段的预调指令值；

方案 2：第二阶段优化缓冲机出力与 VSC 换流站实时控制指令值。

1) 设置优化目标权重系数设为 $\lambda_1=1$，$\lambda_2=0$，此时仅优化系统网损。15:00—16:00 中四个时段内方案 1 和方案 2 的系统网损优化对比结果如图 5 所示。可以很直观地看出，换流站控制指令采用预调指令值的系统网损均大于采用实时指令值的系统网损。并且当风电出力占比较大时，系统网损也较大，这种影响在换流站不进行实时优化控制时更加明显。经计算，最大的网损下降约 38%，优化效果十分明显。

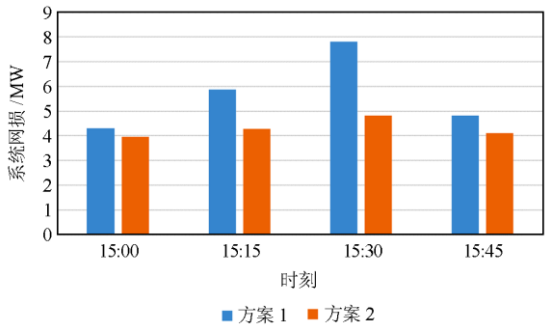


图 5 15:00—16:00 时段方案 1 和方案 2 系统网损对比

Fig. 5 Comparison of system power-loss of scheme 1 and scheme 2 from 15:00 to 16:00

2) 设置优化目标权重系数设为 $\lambda_1=0$，$\lambda_2=1$，此时仅优化电压偏差。风电比例最高的 15:30—15:45 时段方案 1 和方案 2 电压偏差优化结果如图 6 所示。从图 6 中可以看出：方案 2 中各节点的电压幅值水平更加接近理想电压值，即额定电压 1.0(标幺值)；而方案 1 的电压水平偏离基准值较大。

3) 验证不同风电短期预测误差下本文所提出的优化策略的优化效果。设 15:00 的 4 组风电短期预测误差分别为 5%、10%、15%和 20%，优化目标的权重系数设为 λ_1=0.5，λ_2=0.5。优化结果如表 3 所示。

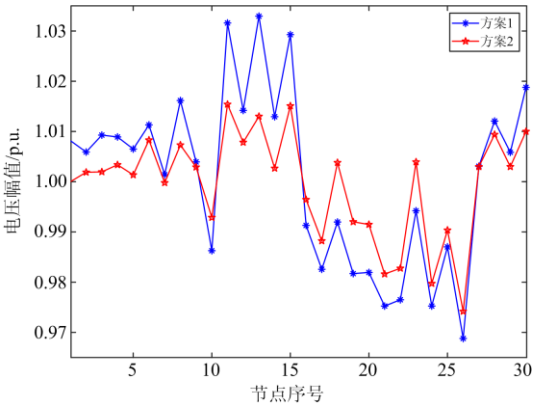


图 6　15:30—15:45 时段方案 1 和方案 2 各节点电压对比

Fig. 6 Comparison of node voltage amplitude of scheme 1 and scheme 2 from 15:30 to 15:45

表 3　方案 1 和方案 2 优化结果

Table 3 Optimization results of scheme 1 and scheme 2

短期预测	系统网损 f_{loss}/MW		电压偏差 f_v/p.u.	
误差水平	方案 1	方案 2	方案 1	方案 2
5%	14.271	9.062	3.157	1.646 7
10%	15.245	10.087	3.328	1.646 7
15%	16.331	10.405	3.367	1.647 5
20%	18.378	11.933	3.437	1.649 6

从表 3 中可以看出，风电短期预测误差较大时，VSC-MTDC 参与第二阶段优化的方案 2 优化效果更明显，且电压偏差的优化效果更加显著。

表 4 给出了误差水平为 10%时，优化得到的 VSC 换流站实时控制指令值。对比表 1 和表 4 可以看出，第二阶段优化对第一阶段的换流站预调控制指令值进行了修正，得到了换流站实时控制指令值。

表 4　各 VSC 换流站实时控制指令

Table 4 Real-time control instructions of each VSC converter station

实时指令	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4	VSC5	VSC6
P_s^{ref}/MW	27.255	−70.711	—	21.656	−10.405	—
Q_s^{ref}/Mvar	−59.232	−0.381	8.334	67.313	61.965	−0.243

上述分析结果表明，当风电短期预测存在误差时，本文提出的 VSC 换流站和缓冲机相配合的潮流实时调度优化能够及时修正风电短期预测误差带来的影响，且在维持电压水平方面作用更加突出，保证了系统经济性运行，优化了系统潮流分布。

4.4 IEEE118 节点系统算例

为了进一步验证本文模型对更大系统的优化效果，本节在 IEEE118 节点系统中增加了柔性直流，具体修改如下：在 19、21、35 节点处增加一个三端链式 VSC-MTDC，对应 1、2、3 直流节点；在 65、99、106 节点处增加一个三端环网 VSC-MTDC，对应 4、5、6 直流节点。直流节点 1 分别与直流节点 2、3 相连，直流节点 4、5、6 则依次成环连接，直流线路参数与换流站参数以及换流站控制方式与 4.1 节中相同。设置节点 25、80 所连接的发电机 G11、G37 为缓冲机组。

对上述交直流系统作潮流优化对比研究，采用 MatACDC[28]软件计算得到的交直流潮流结果作为优化前的算例结果，优化后的算例结果则通过本文优化模型计算得到，算例的交流部分数据取自 MATPOWER[29]软件。

直流节点 2 和直流节点 6 分别接入额定容量为 100 MW 的两个风电场 W_1 和 W_2。其中风电场 W_1 的风电功率数据与 4.2 节相同，风电场 W_2 的风电功率数据取 2016 年我国某地 3 月 31 日的数据，日前风电预测得到 15:00 的风电短期预测出力为 66.256 MW，15:00—16:00 时段内的 4 组超短期风电数据如表 5 所示。

表 5　风电场 W_2 的超短期预测数据

Table 5 Ultra-short-term wind power forecast data of wind farm W_2

时刻	15:00	15:15	15:30	15:45
P_{wu2}/MW	57.621	34.577	65.713	83.913

经过第一阶段日内滚动阶段优化后得到缓冲机组 G11 和 G37 的出力分别为 211.406 MW 和 460.502 MW，优化得到的发电总成本为$128 918.2。

在实时调度优化阶段，调整缓冲机组和 VSC 换流站的控制指令进行优化。其中 PF 为交直流潮流计算结果，OPF 为本文模型潮流优化结果。优化前各换流站控制指令值与原系统支路功率相等，根据原系统的交直流潮流计算得到。

1) 设置第二阶段优化目标权重系数为 $\lambda_1=1$，$\lambda_2=0$，图 7 给出了 15:00—16:00 时段 4 组超短期风电出力下第二阶段优化前后的系统网损对比。从图 7 中可以直观地看出，相较于采用交直流潮流计算，采用本文优化算法后系统网损降低十分明显。

2) 设置第二阶段优化目标权重系数为 $\lambda_1=0$，$\lambda_2=1$，图 8 给出了 15:00—15:15 时段优化前后的节点电压偏差对比。可以看出，优化前交直流潮流计算得到的节点电压幅值偏差明显偏高，某些节点的电压幅值甚至超出了本文设置的电压幅值上下限 0.95~1.05 p.u.。优化后各节点的电压幅值偏差水平明显变小，并且更接近于电压额定值，分布更为集中。以上结果均表明，本文优化模型同样适用于较大的交直流系统。

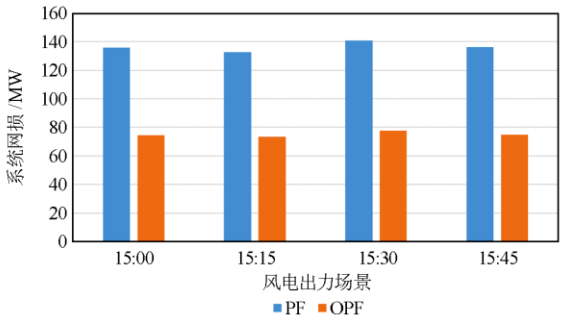


图 7 15:00—16:00 时段 IEEE118 系统优化前后系统网损对比

Fig. 7 Comparison of system power-loss for IEEE118 before and after optimization from 15:00 to 16:00

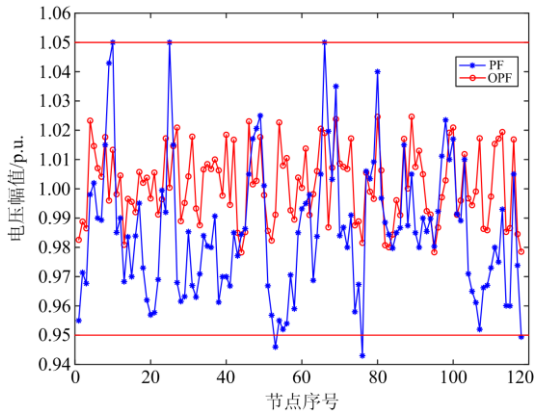


图 8 15:00—15:15 时段 IEEE118 系统优化前后电压幅值对比

Fig. 8 Comparison of node voltage amplitude for IEEE118 before and after optimization from 15:00 to 15:15

5　结论

本文针对风电短期预测的误差，建立了一种与实际两阶段调度相结合的含 VSC-MTDC 的交直流最优潮流模型。文章围绕多端柔直参与实时调度的优化展开，提出了新的修正风电短期预测误差的系统级优化方法。所提出的优化方法具有“多级协调、逐级细化”的调度思想，通过协调 VSC 换流站功率指令和缓冲机组出力，及时修正风电短期预测误差所带来的影响，保证系统经济性运行的同时优化系统潮流分布，并且当风电短期预测误差较大时，优化效果更好。最后通过算例验证了模型的可行性与有效性。

本文主要针对一个时间断面内的优化，对于交直流动态最优潮流的研究将作为后续工作的重点；另外本文的 VSC-MTDC 输电系统仅考虑了主从控制的控制策略，在后续交直流最优潮流研究中也将计及更为复杂的直流系统控制策略。

附录 A

表 A1　发电机组的运行参数

Table A1 Generator operating parameters

发电机编号	有功上限/MW	有功下限/MW	无功上限/Mvar	无功下限/Mvar	发电成本函数/($/h)
1	360.2	0.0	10.0	−20.0	$75P_g^2+200P_g$
2	140.0	0.0	50.0	−40.0	$250P_g^2+200P_g$
3	100.0	0.0	40.0	−40.0	$625P_g^2+200P_g$
4	100.0	0.0	40.0	−10.0	$83P_g^2+350P_g$
5	100.0	0.0	24.0	−6.0	$250P_g^2+300P_g$
6	100.0	0.0	24.0	−6.0	$400P_g^2+500P_g$

表 A2　VSC 换流站参数

Table A2 VSC converter station parameters

R_{tf}/p.u.	X_{tf}/p.u.	R_c/p.u.	X_c/p.u.	B_f/p.u.
0.001 5	0.112 1	0.000 1	0.164 3	0.088 7

表 A3 VSC 换流站内部损耗系数

Table A3 VSC converter station internal loss factors

运行工况	a	b	c
整流	0.001 03	0.001 5	0.000 8
逆变	0.001 03	0.001 5	0.001 8

表 A4　部分变量上下限

Table A4 Upper and lower limits of some variables

变量类属	变量	上限/p.u.	下限/p.u.
交流系统	U_i	1.05	0.95
	I_{ij}	1.1	0
直流系统	U_{dci}	1.05	0.95
	I_{dcij}	1.1	0
	U_{ci}	1.1	0.9
	I_{ci}	1.052 6	0

参考文献

[1] 国家能源局. 国家能源局发布 1-6 月份全国电力工业统计数据[EB/OL]. [2019-07-29]. http://www.nea.gov.cn/2019-07/19/c_138240963.htm.
National Energy Administration. National Energy Administration releases statistics on national power industry from January to June[EB/OL]. [2019-07-29]. http://www.nea.gov.cn/2019-07/19/c_138240963.htm.

[2] ZHANG Y, WANG J, WANG X, et al. Review on probabilistic forecasting of wind power generation[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2014: 255-270.

[3] 彭小圣, 熊磊, 文劲宇, 等. 风电集群短期及超短期功率预测精度改进方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(23): 6315-6326.
PENG Xiaosheng, XIONG Lei, WEN Jinyu, et al. A summary of the sate of the art for short-term and ultra-

short-term wind power prediction of regions[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(23): 6315-6326.

[4] 汤广福, 罗湘, 魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17.
TANG Guangfu, LUO Xiang, WEI Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17.

[5] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758-3770.
CHI Yongning, LIANG Wei, ZHANG Zhankui, et al. An overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3758-3770.

[6] 徐进, 金逸, 胡从川, 等. 适用于海上风电并网的多端柔性直流系统自适应下垂控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 78-85.
XU Jin, JIN Yi, HU Congchuan, et al. DC voltage adaptive droop control of multi-terminal VSC-HVDC system for offshore wind farms integration[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 78-85.

[7] 焦瑞浩, 丁剑, 任建文, 等. 适应大规模清洁能源并网和传输的未来新型直流电网研究[J]. 智慧电力, 2019, 47(6): 9-18.
JIAO Ruihao, DING Jian, REN Jianwen, et al. Future new DC power grids for large-scale clean energy integration and transmission[J]. Smart Power, 2019, 47(6): 9-18.

[8] 任明辉, 霍超, 李武龙, 等. 含多端 VSC-HVDC 的交直流混合网络潮流计算方法研究[J]. 智慧电力, 2019, 47(4): 59-65.
REN Minghui, HUO Chao, LI Wulong, et al. Power flow calculation method of AC/DC hybrid network with multi-terminal VSC-HVDC[J]. Smart Power, 2019, 47(4): 59-65.

[9] 沈阳武, 梁利清, 柳永妍, 等. 基于内陆分散式风电场有功无功协调调度的最优潮流模型研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(6): 19-26.
SHEN Yangwu, LIANG Liqing, LIU Yongyan, et al. Study on optimal power flow model based on distributed wind farms coordinated dispatch of active power and reactive power[J]. Smart Power, 2018, 46(6): 19-26.

[10] 杨智豪, 牟龙华, 刘仲. 含 VSC-HVDC 并网风电场的电力系统最优潮流计算[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 36-41.
YANG Zhihao, MU Longhua, LIU Zhong. Optimal power flow of wind farm grid-connected system based on VSC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 36-41.

[11] 李国庆, 王浩翔, 王振浩, 等. 含直流潮流控制器的交直流混合系统多目标最优潮流研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 124-132.
LI Guoqing, WANG Haoxiang, WANG Zhenhao, et al. Study of multi-objective optimal power flow of AC-DC hybrid system with DC power flow controller[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 124-132.

[12] PIZANO-MARTINEZ A, FUERTE-ESQUIVEL C R, AMBRIZ-PÉREZ H, et al. Modeling of VSC-based HVDC systems for a Newton-Raphson OPF algorithm[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1794-1803.

[13] 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.
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.

[14] 卫志农, 季聪, 郑玉平, 等. 计及 VSC-HVDC 的交直流系统最优潮流统一混合算法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 635-643.
WEI Zhinong, JI Cong, ZHENG Yuping, et al. Optimal power flow of AC-DC systems with VSC-HVDC based on a novel unified hybrid algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 635-643.

[15] 和敬涵, 李智诚, 王小君, 等. 计及换流器损耗与电压下垂控制的交直流系统最优潮流算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(22): 54-61.
HE Jinghan, LI Zhicheng, WANG Xiaojun, et al. Optimal power flow algorithm for hybrid AC/DC power systems considering power loss of converter and voltage-droop control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(22): 54-61.

[16] BARADAR M, HESAMZADEH M R, GHANDHARI M. Second-order cone programming for optimal power flow in VSC-type AC-DC grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4282-4291.

[17] 张伯明, 吴文传, 郑太一, 等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(1): 1-6.
ZHANG Boming, WU Wenchuan, ZHENG Taiyi, et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(1): 1-6.

[18] 张俊武, 王德林, 陈斌, 等. 基于 PSO-GSA 算法的含

DFIG 互联系统 AGC 优化控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 48-54.
ZHANG Junwu, WANG Delin, CHEN Bin, et al. Research on PSO-GSA algorithm optimization for interconnected AGC system including DFIG wind turbines[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 48-54.

[19] 国家电网公司. 风电功率预测功能规范: Q/GDW 10588—2015[S]. 北京: 国家电网公司, 2016.
State Grid Corporation of China. Wind power prediction function specification: Q/GDW 10588—2015[S]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2016.

[20] 葛江北, 周明, 李庚银. 大型风电场建模综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(17): 146-153.
GE Jiangbei, ZHOU Ming, LI Gengyin. Review on large-scale scale wind farm modeling[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(17): 146-153.

[21] VAN HERTEM D, GOMIS-BELLMUNT O, LIANG J. HVDC grids[M]. John Wiley & Sons, Inc, 2016.

[22] BEERTEN J, COLE S, BELMANS R. Generalized steady-state VSC MTDC model for sequential AC/DC power flow algorithms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 821-829.

[23] DAELEMANS G. VSC HVDC in meshed networks[D]. Leuven, Belgium: Katholieke Universiteit Leuven, 2008.

[24] 李程昊, 谢竹君, 林卫星, 等. 中高频模块化多电平换流器阀损耗的精确计算方法与分析平台[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(17): 4361-4370.
LI Chenghao, XIE Zhujun, LIN Weixing, et al. Accurate valve loss calculation method and analyzing platform for medium and high-frequency MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4361-4370.

[25] 王锡凡, 方万良, 杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2003.

[26] CAO J, DU W, 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): 3047-3055.

[27] 李智诚. 交直流柔性互联电网最优潮流与自愈重构研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2017.
LI Zhicheng. Optimal power flow and self-healing reconfiguration for AC/DC power systems with VSC-based MTDC[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2017.

[28] BEERTEN J, BELMANS R. MATACDC - an open source software tool for steady-state analysis and operation of HVDC grids[C] // IET International Conference on AC and DC Power Transmission (IET ACDC 2015), February 10-12, 2015, Birmingham, UK: 1-9.

[29] ZIMMERMAN R D, MURILLO-SÁNCHEZ C E, THOMAS R J. MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education[J]. IEEE Transactions on power systems, 2010, 26(1): 12-19.

收稿日期：2019-08-22； 修回日期：2019-12-07

作者简介：

杨喆麟(1995—)，男，硕士研究生，研究方向为交直流电力系统运行优化；E-mail: zlyoung@sjtu.edu.cn

汪可友(1979—)，男，博士，教授，研究方向新能源及交直流混联电网分析与控制; E-mail: wangkeyou@sjtu.edu.cn

李国杰(1965—)，男，博士，教授，研究方向新能源控制与接入，微电网分析与控制，柔性直流。E-mail: liguojie@sjtu.edu.cn

(编辑 周金梅)