

考虑暂态电压稳定的含高渗透率风光的 电网动态无功规划方法

徐艳春¹, 蒋伟俊¹, 汪平¹, MI Lu²

(1. 三峡大学 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002;

2. 德克萨斯农工大学 电气与计算机工程学院, 美国 卡城 77840)

摘要:随着电网中风电、光伏渗透率的逐渐提高,电网暂态电压稳定问题愈加严重,提出一种考虑暂态电压稳定的含高渗透率风光的电网动态无功规划方法。构造基于电压二元表的区域暂态电压安全裕度指标和无功规划基准场景;基于所提指标给出动态无功补偿装置的布点方法,建立差异化动态无功补偿优化模型,利用多目标灰狼优化算法求解配置容量,并采用改进的熵权逼近理想解距离法筛选出动态无功补偿装置的待配置方案;利用摄动法确定最终配置方案,确保所得规划方案适用于所有场景。改进的IEEE 39节点系统和实际电网的仿真结果验证了所提规划方法的普适性和合理性。

关键词:高渗透率风光;暂态电压安全裕度指标;基准场景;差异化动态无功补偿;改进的熵权TOPSIS法

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202207007

0 引言

在“十四五”规划和碳达峰、碳中和的战略背景下,加快清洁能源快速发展以及推动能源行业绿色转型刻不容缓。其中,构建以新能源为主体的新型电力系统是我国电力系统转型升级的重要方向以及实现“双碳”目标的关键途径^[1-2]。风电、光伏作为新能源发电的主体,在电网中的渗透率正逐年增加,这致使电网暂态电压稳定问题日益突出^[3-4]。无功规划是解决电网电压稳定性问题的主要途径,但目前的研究主要是面向电网的静态电压稳定性问题,旨在降低系统网损和电压偏差^[5-7],而较少聚焦电网的暂态电压稳定性问题。文献[8]针对电网的暂态电压稳定性问题,采用同步调相机、静止无功补偿器SVC(Static Var Compensator)来实施优化,但仅考虑传统电网,而没有考虑新能源的加入。文献[9]基于交直流混联电网,同时考虑静暂态电压稳定性,给出一种综合无功规划方法,但没有计及分布式电源DG(Distributed Generation)及其不确定性。基于此,文献[10]在对风电并网系统进行无功规划时,考虑风电的不确定性,但规划的动态无功补偿装置类型单一,经济性较差。

动态无功规划的核心环节包括动态无功补偿装置布点和定容,现有用于评估系统电压稳定裕度以及指导补偿装置布点的指标大多只关注了电压跌落导致的电压失稳问题,而忽视了暂态过电压情形的

存在,因此基于该指标的规划方案能否确保电网在各工况下均安全稳定运行还有待进一步考证。构造一种兼容性强、应用范围广的暂态电压评估指标是规划的首要前提。针对动态无功补偿装置定容问题:文献[11]探究调相机在大规模新能源直流外送系统中的配置方案,但没有对各调相机的装设容量与接入数量进行具体优化,经济性欠佳;文献[12]基于分解的多目标优化算法对动态无功补偿装置的配置容量进行定量优化,以降低多馈入直流电网的换相失败风险;文献[13]为降低因电压跌落而导致的系统电压失稳风险,量化动态无功补偿装置的配置容量,但没有考虑所配置的容量会受暂态过电压风险的影响,且没有对装置的类型进行优化,未能实现更优的经济性。

综上所述,本文针对含高渗透率风光的电网,考虑风光的不确定性,构造基于电压二元表的区域暂态电压安全裕度指标以及无功规划基准场景来指导规划,并且给出相应的布点方法。对于不同的候选母线,本文进行差异化补偿,利用多目标灰狼优化MOGWO(Multi-Objective Grey Wolf Optimizer)算法求解动态无功补偿装置的最优安装容量,采用改进的熵权逼近理想解距离TOPSIS(Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution)法对求解的Pareto最优解集进行评价,筛选出无功补偿的待配置方案,继而确定出适用于所有场景的最终配置方案。通过对多个算例的大量仿真分析,验证了所提方法的有效性。

1 描述高渗透率风光不确定性的典型场景

风电、光伏出力的随机性和间歇性会影响规划

收稿日期:2022-02-09;修回日期:2022-05-25

在线出版日期:2022-07-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51707102)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51707102)

结果,当风电、光伏的渗透率较低时,其对规划结果的影响较小,可基于传统电网规划思路来实施规划,由于该思路未考虑新能源出力的不确定性,若将其应用于含高渗透率风光的电网规划,则所得结果会过于理想。为表征高渗透率风光的不确定性,本文基于场景概率理论分别构造风电典型场景和光伏典型场景。

1.1 风电典型场景

风电输出功率取决于所处环境的风速,而风速的概率密度函数可用式(1)进行描述。

$$f_w(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (1)$$

式中: $f_w(\cdot)$ 为风速的概率密度函数; v 为风速; k 为风速分布的形状参数; c 为尺度参数。

风速 v 与风电输出功率 P_w 的相关性一般可近似用式(2)表示。

$$P_w = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{ci}, v \geq v_{co} \\ k_1 v + k_2 & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_{wr} & v_r \leq v < v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

式中: v_{ci} 、 v_r 、 v_{co} 分别为风电机组的切入风速、额定风速、切出风速; P_{wr} 为风电额定输出功率; $k_1 = \frac{P_{wr}}{v_r - v_{ci}}$; $k_2 = \frac{-P_{wr} v_{ci}}{v_r - v_{ci}}$ 。

基于式(2),可将风电出力场景划分为风电典型场景 WT.1—WT.3^[14],风电运行于各场景下的概率可分别由式(3)—(5)表示。

$$P_{WT.1} = 1 - \int_{v_{ci}}^{v_r} f_w(v) dv - \int_{v_r}^{v_{co}} f_w(v) dv \quad (3)$$

$$P_{WT.2} = \int_{v_{ci}}^{v_r} f_w(v) dv \quad (4)$$

$$P_{WT.3} = \int_{v_r}^{v_{co}} f_w(v) dv \quad (5)$$

式中: $P_{WT.l}$ ($l=1, 2, 3$) 为系统在风电典型场景 WT. l 下运行的概率。

各场景下的风电输出功率为相应场景下功率的数学期望。以典型风电场景 WT.2 为例,式(6)给出了风电输出功率的计算方法,其他场景下的风电输出功率计算方法与之类似,这里不再赘述。

$$P_w^{P_{WT.2}} = \int_0^{P_{wr}} P_w \frac{k}{k_1 c} \left(\frac{P_w - k_2}{k_1 c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{P_w - k_2}{k_1 c} \right)^k} dP_w \quad (6)$$

式中: $P_w^{P_{WT.2}}$ 为风电运行于风电典型场景 WT.2 下的输出功率。

1.2 光伏典型场景

光伏出力依赖于太阳辐照度,通常太阳辐照度近似服从对数正态分布,其概率密度函数^[15]为:

$$f_p(G) = \frac{1}{G \psi \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln G - \gamma)^2}{2\psi^2}} \quad (7)$$

式中: $f_p(\cdot)$ 为太阳辐照度的概率密度函数; G 为太阳辐照度; ψ 为标准差, γ 为平均值,表达式分别如式(8)、(9)所示。

$$\psi = \sqrt{\ln \frac{E}{H^2 + 1}} \quad (8)$$

$$\gamma = \ln \frac{H^2}{\sqrt{H^2 + E}} \quad (9)$$

式中: E 为对数随机变量的方差; H 为对数随机变量的平均值。

光伏输出功率 P_p 与太阳辐照度 G 间的函数关系为:

$$P_p = \begin{cases} \frac{G^2}{G_s R_c} P_{pr} & 0 < G < R_c \\ \frac{G}{G_s} P_{pr} & R_c \leq G < G_s \\ P_{pr} & G \geq G_s \end{cases} \quad (10)$$

式中: G_s 为标准环境下的太阳辐照度; R_c 为某一特定的太阳辐照度; P_{pr} 为光伏的额定输出功率。

基于 1.1 节的思路,光伏运行于光伏典型场景 PV.1—PV.3 下的概率及输出功率为:

$$P_{PV.1} = \int_0^{R_c} f_p(G) dG \quad (11)$$

$$P_p^{P_{PV.1}} = \int_0^{R_c} \frac{1}{2\psi \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\left(\ln \sqrt{\frac{P_p G_s R_c}{P_{pr}}} - \gamma \right)^2}{2\psi^2}} dP_p \quad (12)$$

$$P_{PV.2} = \int_{R_c}^{G_s} f_p(G) dG \quad (13)$$

$$P_p^{P_{PV.2}} = \int_{\frac{R_c P_{pr}}{G_s}}^{\frac{P_{pr}}{G_s}} \frac{1}{\psi \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\left(\ln \frac{P_p G_s}{P_{pr}} - \gamma \right)^2}{2\psi^2}} dP_p \quad (14)$$

$$P_{PV.3} = 1 - \int_0^{R_c} f_p(G) dG - \int_{R_c}^{G_s} f_p(G) dG \quad (15)$$

$$P_p^{P_{PV.3}} = P_{pr} \quad (16)$$

式中: $P_{PV.h}$ ($h=1, 2, 3$) 为系统在光伏典型场景 PV. h 下运行的概率; $P_p^{P_{PV.h}}$ ($h=1, 2, 3$) 为光伏运行于光伏典型场景 PV. h 下的输出功率。

需指出的是,实际工程中若要精准反映高渗透率风光对规划结果的影响,可进一步将风电典型场景、光伏典型场景划分为更多个小场景,相应的场景概率和场景功率计算方法参照式(1)—(16)。考虑到规划的计算量,本文只选取 6 个具有代表性的典型运行场景,即风电、光伏分别运行于拟停机场景、欠额输出场景和额定输出场景。

2 基于电压二元表的区域暂态电压安全裕度指标及无功规划基准场景

2.1 母线暂态电压安全裕度指标

在评估母线暂态电压稳定裕度的指标中,基于改进多二元表的母线暂态电压安全裕度指标具有显著优势,其不仅能在不同电压阈值区间内更广范围、更精准地量化母线电压的跌落/上升程度,还可对呈现多波动或振荡特性的母线电压进行有效评估^[16]。本文借助该指标来衡量母线的暂态电压稳定性,指标定义如式(17)所示。

$$\eta_i = \eta_{i,d,n} \left[\frac{1}{2} \sigma(1 - \eta_{i,d,n}) + \sigma(\eta_{i,d,n} - 1) \right] + \eta_{i,x,m} \left[\frac{1}{2} \sigma(1 - \eta_{i,x,m}) + \sigma(\eta_{i,x,m} - 1) \right] \quad (17)$$

式中: η_i 为母线*i*的暂态电压安全裕度指标; $\eta_{i,d,n}$ 为*n*个低电压多二元表约束下母线*i*的电压跌落安全裕度指标; $\eta_{i,x,m}$ 为*m*个过电压多二元表约束下母线*i*的过电压安全裕度指标; σ 为阶跃因子。各指标的详细计算方法参考文献[16]。

对于任意母线*i*:当 $0 \leq \eta_i < 1$ 时,母线*i*暂态电压稳定,且 η_i 越小,母线*i*暂态电压稳定程度越高;当 $\eta_i = 1$ 时,母线*i*暂态电压临界稳定;当 $\eta_i > 1$ 时,母线*i*暂态电压失稳。

2.2 区域暂态电压安全裕度指标

母线暂态电压安全裕度指标虽可准确反映各母线的暂态电压稳定裕度,但难以体现整个电网的暂态电压水平,而动态无功规划通常聚焦全网或大电网的部分区域,而不是仅局限于系统的部分节点,因此本文提出一套基于电压二元表的区域暂态电压安全裕度指标。

基于多分区的互联电网,本文定义式(18)所示的区域电压合格率指标和式(19)所示的区域电压稳定裕度指标来衡量区域或系统的暂态电压稳定性。

$$P_{R_e} = \frac{1}{N_{R_e}} \sum_{d=1}^M \delta_d \sum_{b=1}^N P_{\delta_{db}} N_{R_e}^{b,d} \times 100 \% \quad (18)$$

$$\eta_{R_e} = \sum_{d=1}^M \delta_d \sum_{b=1}^N P_{\delta_{db}} B_{R_e} \sum_{i=1}^{N_{R_e}} \eta_{i,d,b} \quad (19)$$

式中: P_{R_e} 为考虑*M*个预选故障和整个系统*N*条母线后区域*R_e*的电压合格率指标,*e*为区域的编号; N_{R_e} 为区域*R_e*中的母线数; δ_d 为故障*d*的权重系数,其值等于故障发生的概率,由于各典型故障相互独立,因此有 $\sum_{d=1}^M \delta_d = 1$; $P_{\delta_{db}}$ 为母线*b*发生故障*d*的概率; $N_{R_e}^{b,d}$ 为母线*b*处发生故障*d*时区域*R_e*中电压合格母线的数量,当母线*i*的 $\eta_i < 1$ 时,可认为母线*i*为电压合格母线; η_{R_e} 为区域*R_e*的电压稳定裕度指标; B_{R_e} 为区域*R_e*的

权值,如式(20)所示; $\eta_{i,d,b}$ 为母线*b*发生故障*d*后区域*R_e*中母线*i*的暂态电压安全裕度指标。

$$B_{R_e} = \frac{S_{R_e} \sum_{f=1}^{L-1} \frac{1}{|Z'_{R_e-R_f}|}}{\sum_{e=1}^L S_{R_e} \sum_{f=1}^{L-1} \frac{1}{|Z'_{R_e-R_f}|}} \quad (20)$$

式中: S_{R_e} 为区域*R_e*中总的视在功率,其值越大,表示区域*R_e*消耗的功率以及系统向该区域传输的功率越多,该区域在系统中越重要;*L*为系统中区域的总数,*L*-1表示系统中除区域*R_e*外的剩余区域总数;*f*为区域的编号, $f \neq e$; $|Z'_{R_e-R_f}|$ 为区域*R_e*和区域*R_f*之间的等效阻抗模值,等效阻抗的计算原理图与计算方法分别如图1和式(21)所示。图中: U_{R_e} 和 U_{R_f} 分别为区域*R_e*、区域*R_f*的对地电压,计算时,将区域中的节点簇归并^[17],并将区域视为节点; $U_{R_e-R_f}$ 为区域*R_e*和区域*R_f*之间的电压差; I_{R_e} 、 I_{R_f} 分别为注入区域*R_e*、区域*R_f*的电流; $Z_{R_e-R_e}$ 为区域*R_e*的自阻抗; $Z_{R_f-R_f}$ 为区域*R_f*的自阻抗; $Z_{R_e-R_f}$ 为区域*R_e*和区域*R_f*之间的互阻抗。

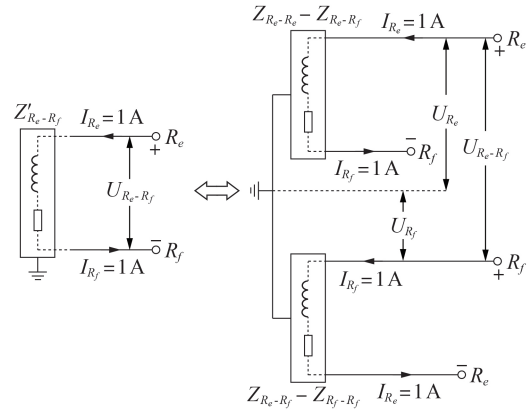


图1 等效阻抗计算原理图

Fig.1 Principal diagram of equivalent impedance calculation

$$Z'_{R_e-R_f} = Z_{R_e-R_e} + Z_{R_f-R_f} - 2Z_{R_e-R_f} \quad (21)$$

$|Z'_{R_e-R_f}|$ 以电气距离反映区域*R_e*和区域*R_f*连接的紧密程度,其值越小,表示区域*R_e*距离区域*R_f*越近,区域*R_e*中发生故障时,区域*R_f*受到的影响越大。

2.3 无功规划基准场景

基于各风电和光伏的典型场景,并结合区域电压稳定裕度指标来确定无功规划基准场景,如式(22)、(23)所示。

$$B_{l,h} = \sum_{u=1}^S P_u P_{WT,l} P_{PV,h} \sum_{d=1}^M \delta_{u,l,h,d} \sum_{b=1}^N P_{\delta_{ub,d}} \sum_{e=1}^L B_{R_e} \sum_{i=1}^{N_{R_e}} \eta_{i,u,l,h,d} \quad (22)$$

$$J = \left\{ l, h \mid \max_{\{B_{l,h}\}} \mid l \in \{1, 2, \dots, T\}, h \in \{1, 2, \dots, F\} \right\} \quad (23)$$

式中: $B_{l,h}$ 为在风电典型场景 WT.l 和光伏典型场景 PV.h 下的系统电压稳定裕度指标; S 为系统运行方式的总数; P_u 为系统以运行方式 u 运行的概率; $\delta_{u,l,h,d}$ 为系统运行于运行方式 u 、风电典型场景 WT.l 及光伏典型场景 PV.h 下发生故障 d 的权重系数; $P_{\delta_{u,l,h,d}}$ 为在系统运行于运行方式 u 、风电典型场景 WT.l 及光伏典型场景 PV.h 下, 母线 b 发生故障 d 的概率; $\eta_{i,u,l,h,d,b}$ 为在系统运行于运行方式 u 、风电典型场景 WT.l 和光伏典型场景 PV.h 下, 母线 b 发生故障 d 后系统中母线 i 的暂态电压安全裕度指标; J 为确定出的无功规划基准场景; T 为典型风电场景的总数; F 为典型光伏场景的总数; $l,h \Big|_{\max\{B_{l,h}\}}$ 表示 $B_{l,h}$ 取最大值时对应的风电典型场景和光伏典型场景。

3 差异化动态无功补偿

3.1 关键母线集合

动态无功规划首先要保障暂态过程期间电网中枢母线及重要负荷母线的安全稳定运行, 本文基于式(24)所示母线的中枢值 B_i^{zs} 构造出系统的关键母线集合。

$$B_i^{zs} = \lambda_i \eta_i^{\text{risk}} \quad (24)$$

式中: λ_i 为母线 i 的权重系数, 如式(25)所示; η_i^{risk} 为母线 i 的电压失稳风险因子, 如式(26)所示, η_i^{risk} 反映了母线 i 发生故障后对周围母线的影晌程度, 其值越大, 表示影响越大。

$$\lambda_i = \frac{\chi_1 D_i + \chi_2 \frac{S_i}{S_{\text{base}}}}{\sum_{i=1}^N \left(\chi_1 D_i + \chi_2 \frac{S_i}{S_{\text{base}}} \right)} \quad (25)$$

$$\eta_i^{\text{risk}} = \sum_{u=1}^S P_u \sum_{l=1}^T P_{\text{WT},l} \sum_{h=1}^F P_{\text{PV},h} \sum_{d=1}^M \delta_{u,l,h,d} P_{\delta_{u,l,h,d}} N_{u,l,h,d,i} \quad (26)$$

式中: D_i 为母线 i 的度, 反映与母线 i 相关联的边的条数; χ_1, χ_2 为权重系数, 满足 $\chi_1 + \chi_2 = 1$, 本文中 $\chi_1 = \chi_2 = 0.5$; S_i 为注入母线 i 的视在功率; S_{base} 为功率基准值, 本文取为 $100 \text{ MV} \cdot \text{A}$; S_i/S_{base} 表示母线 i 在系统中传输或分配功率的大小, 其值越大, 表示该母线在系统中传输和分配的功率越多, 对系统越重要; $N_{u,l,h,d,i}$ 为在系统运行于运行方式 u 、风电典型场景 WT.l 和光伏典型场景 PV.h 下, 母线 i 发生故障 d 后动态分区^[18]中电压失稳母线的总数。

通过计算各母线的中枢值, 由式(27)确定系统的关键母线集合 C_{bus} 。

$$C_{\text{bus}} = \left\{ i \mid \text{sort} \{ B_i^{zs} \}, i \in \{1, 2, \dots, N\} \right\} \quad (27)$$

式中: $\text{sort} \{ B_i^{zs} \}$ 表示将各母线按照 B_i^{zs} 值的大小进行降序排列组成的集合。

3.2 最严重故障

在布点前, 应基于无功规划基准场景, 选取威胁电网安全稳定运行的最严重故障, 选取依据为:

$$D_{d,b} = \delta_d P_{\delta_{d,b}} \sum_{e=1}^L B_{R_e} \sum_{i=1}^{N_{R_e}} \lambda_i \eta_{i,d,b} \quad (28)$$

$$\xi = \left\{ d, b \mid \max_{\{D_{d,b}\}} \mid d \in \{1, 2, \dots, M\}, b \in \{1, 2, \dots, N\} \right\} \quad (29)$$

式中: $D_{d,b}$ 为母线 b 发生故障 d 时系统的电压失稳风险指标; ξ 为基于无功规划基准场景的最严重故障;

$d, b \Big|_{\max\{D_{d,b}\}}$ 表示 $D_{d,b}$ 取最大值时对应的故障。

3.3 待补偿的候选母线集合

在定容前, 需先筛选出最利于进行无功补偿的候选母线, 构造出待补偿的候选母线集合。本文提出一种基于母线暂态电压安全裕度的灵敏度指标来指导动态无功补偿装置的布点, 如式(30)所示。

$$S_i^i = \sum_{e=1}^L \sum_{g=1}^{N_{R_e} - N_{R_e}^d} \frac{\eta_{g0,d} - \eta_{g,d}}{\Delta Q_{c,i}} \quad (30)$$

式中: S_i^i 为母线 i 基于母线暂态电压安全裕度的灵敏度指标; $\eta_{g0,d}$ 为在母线 i 安装动态无功补偿装置前系统发生故障 d 时, 失稳母线 g 的暂态电压安全裕度指标; $\eta_{g,d}$ 为在母线 i 安装动态无功补偿装置后系统发生故障 d 时, 失稳母线 g 的暂态电压安全裕度指标; $\Delta Q_{c,i}$ 为在母线 i 安装的补偿装置的容量。

式(30)所示的灵敏度指标反映了故障 d 下补偿装置对电压失稳母线的补偿效果, 其值越大, 补偿效果越好。通常动态无功补偿装置增发无功越快对系统的暂态电压稳定性越有利, 若仅以具有低时间阈值的电压二元表来约束, 则该灵敏度指标既能反映动态无功源短期对系统母线电压的改善情况, 又能表征无功响应速率的快慢。

基于式(30), 构造出待补偿的候选母线集合为:

$$C_{\text{bus}}^{S_i} = \left\{ i \mid \text{sort} \{ S_i^i \}, i \in \{1, 2, \dots, N\} \right\} \quad (31)$$

式中: $C_{\text{bus}}^{S_i}$ 为待补偿的候选母线集合; $\text{sort} \{ S_i^i \}$ 表示将各母线按照 S_i^i 值的大小进行降序排列组成的集合。

3.4 差异化动态无功补偿的优化模型

差异化补偿主要体现为2点: 对于不同的候选节点, 安装的动态无功补偿装置不尽相同; 优化不同类型的补偿装置时, 采取不同的优化策略。本文规划选用工程上最常用的2类动态无功补偿装置, 即静止同步补偿器 STATCOM (STATic synchronous COMPensator) 和 SVC。鉴于 STATCOM 在无功补偿效果和无功响应速度上均优于 SVC, 本文优先对 $C_{\text{bus}}^{S_i}$ 中排序靠前的母线安装 STATCOM, 使其在暂态过程前期快速增发无功功率来支撑全网母线电压。由于 SVC 经济优势显著, 因此, 将 SVC 装设于 $C_{\text{bus}}^{S_i}$ 中排序靠后的母线, 旨在提高母线暂态电压稳定性的同时,

最大限度地节省经济成本。

3.4.1 目标函数

本文设置如下目标函数:

$$\zeta_1(\alpha) = \sum_{e=1}^L \left[(1 - P_{R_e}) + \eta_{R_e} \right] \quad (32)$$

$$\zeta_2(\alpha) = \frac{1}{T_{\varphi_i}} \sum_{i \in C_{\text{bus}}^{\varphi_i}} (C_{\varphi_i} Q_i + F_{\varphi_i}) \quad (33)$$

$$\min \zeta = \{ \omega_1 \zeta_1(\alpha), \omega_2 \zeta_2(\alpha) \} \quad (34)$$

式中: $\zeta_1(\alpha)$ 、 $\zeta_2(\alpha)$ 为待优化的 2 个子目标函数, 分别表征无功补偿效果和无功补偿的经济成本; $1 - P_{R_e}$ 为区域 R_e 的电压失稳率指标; ω_1 、 ω_2 为子目标函数的优化权重, 满足 $\omega_1 + \omega_2 = 1$; φ_i 为逻辑变量, 取值 0、1、2, 各取值表示的含义如式(35)所示; T_{φ_i} 为动态无功补偿装置的运行年限, 当 φ_i 取值 1、2 时, T_{φ_i} 分别表示 STATCOM、SVC 的运行年限; C_{φ_i} 为动态无功补偿装置的无功补偿单价, 当 φ_i 取值 1、2 时, C_{φ_i} 分别表示 STATCOM、SVC 的无功补偿单价; Q_i 为母线 i 处相应补偿装置的无功补偿容量; F_{φ_i} 为动态无功补偿装置的安装费用, 当 φ_i 取值 1、2 时, F_{φ_i} 分别表示 STATCOM、SVC 的安装费用。需注意的是, 当 $\varphi_i = 0$ 时, $T_{\varphi_i} = 1$ a, $C_{\varphi_i} = Q_i = F_{\varphi_i} = 0$ 。

$$\varphi_i = \begin{cases} 0 & \text{在母线 } i \text{ 处不装设动态无功补偿装置} \\ 1 & \text{在母线 } i \text{ 处装设 STATCOM} \\ 2 & \text{在母线 } i \text{ 处装设 SVC} \end{cases} \quad (35)$$

3.4.2 约束条件

1) 功率平衡约束, 即:

$$\begin{cases} P_{G,i} - P_{L,i} = U_i \sum_{j=1}^N U_j \left[G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right] \\ Q_{G,i} - Q_{L,i} = U_i \sum_{j=1}^N U_j \left[G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \end{cases} \quad (36)$$

式中: $P_{G,i}$ 、 $Q_{G,i}$ 、 $P_{L,i}$ 、 $Q_{L,i}$ 分别为发电机节点 i 的注入有功功率、注入无功功率、有功负荷、无功负荷; U_i 、 U_j 、 θ_i 、 θ_j 分别为节点 i 的电压幅值、节点 j 的电压幅值、节点 i 的电压相角、节点 j 的电压相角; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为线路 i - j 的电导、电纳。

2) 变量约束, 即:

$$\begin{cases} P_{G,i}^{\min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_G \\ Q_{G,i}^{\min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_G \\ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} & i = 1, 2, \dots, N \\ Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} & i = 1, 2, \dots, N \end{cases} \quad (37)$$

式中: $P_{G,i}^{\min}$ 、 $P_{G,i}^{\max}$ 分别为发电机节点 i 的有功功率下限、上限; $Q_{G,i}^{\min}$ 、 $Q_{G,i}^{\max}$ 分别为发电机节点 i 的无功功率下限、上限; $U_i^{\min}$ 、 $U_i^{\max}$ 分别为节点 i 电压幅值的下限、上限; $Q_i^{\min}$ 、 $Q_i^{\max}$ 分别为接入节点 i 的动态无功补偿装置容量的下限、上限; N_G 为系统中发电机节点的

总数。

3.4.3 求解算法

与快速非支配排序的多目标遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorted Genetic Algorithm-II)、基于分解的多目标进化算法 MOEA/D (MultiObjective Evolutionary Algorithm based on Decomposition) 等主流的多目标优化算法相比, MOGWO 算法在寻优精度上具有一定的优势^[19], 因此本文借助 MOGWO 算法来完成动态无功补偿装置的定容, 主要步骤为:

1) 设置对应于补偿装置容量的灰狼种群数量 N_p 、最大迭代次数 I 、维数 D 、补偿装置容量的上限 U_b 和下限 L_b 、外部种群 Archive 的数量 N_{Ar} 以及有关控制参数;

2) 随机生成满足条件的灰狼个体, 计算各个体的目标函数值, 确定当前最优个体, 更新 Archive;

3) 基于轮盘赌法在 Archive 中挑选出 α 、 β 、 δ 这 3 条头狼, 由头狼位置依次对剩余灰狼位置进行更新, 并计算对应的目标函数值;

4) 根据各灰狼的目标函数值, 找出新的非支配个体, 并更新 Archive;

5) 重复步骤 3) 和步骤 4) 直至达到最大迭代次数 I 时为止, 若在该过程中外部种群数量达到上限, 则依据 Archive 中各个体目标函数的分组结果, 随机从拥挤组中淘汰部分个体, 直至外部种群 Archive 的数量等于 N_{Ar} 时为止;

6) 输出 Archive 中的灰狼位置, 该位置即表示求解的 Pareto 最优解集。

3.4.4 方案评价

本文利用改进的熵权 TOPSIS 法从 Pareto 最优解集中筛选出动态无功补偿装置的待配置方案。相较于传统的熵权 TOPSIS 法^[20], 该方法通过熵权法和变异系数法对指标进行组合赋权, 避免了单一赋权方法带来的不确定性。此外, 引入虚拟最劣方案, 以防产生距离最优方案和最劣方案均较近的解。假设利用 w 个评估指标对 s 个评估方案进行评价, 主要特征如下。

1) 利用熵权法和变异系数法对各指标赋权, 即:

$$\mathbf{R} = (W_y a'_{xy})_{s \times w} = (r_{xy})_{s \times w} \quad (38)$$

式中: $\mathbf{R}$ 为指标的加权矩阵; x 为当前评估方案; y 为当前评估指标; a'_{xy} 为在评估指标 y 下评估方案 x 经标准化后的指标值; W_y 为评估指标 y 的最终权重, 其计算方法如式(39)所示。

$$W_y = \frac{1}{2} (W_{1y} + W_{2y}) \quad (39)$$

式中: W_{1y} 为评估指标 y 基于变异系数的权重; W_{2y} 为评估指标 y 基于信息熵的权重。

2) 引入虚拟最劣方案, 计算各评估方案与最劣

理想方案的贴近度 F_x , 即:

$$F_x = \frac{2D_x^- - D_x^+}{D_x^+ + D_x^-} \quad (40)$$

式中: F_x 为评估方案 x 与最劣理想方案的贴近度; D_x^+ 、 D_x^- 分别为评估方案 x 与最优方案、最劣方案之间的欧氏距离。

选取贴近度最大的方案作为动态无功补偿装置的待输出方案。

3.4.5 动态无功补偿装置的配置步骤

动态无功补偿装置的配置步骤如下。

1) 计算高渗透率风光在各自典型场景下的运行概率及其出力。

2) 通过 PSD-BPA 对算例进行潮流计算, 采集系统的潮流信息, 计算各区域的权值和各母线的权重系数。

3) 对系统进行 $N-1$ 故障扫描, 计算预选故障作用下各母线的电压失稳风险因子, 确定无功规划基准场景及最严重故障。

4) 计算各母线的中枢值, 构造关键母线集合。

5) 基于无功规划基准场景的最严重故障, 依次在系统各母线处接入相同类型、相同容量的动态无功补偿装置, 对其进行时域仿真分析。

6) 计算各母线的 S_i^* 值, 构造出基于 S_i^* 的候选母线集合。

7) 对候选母线集合中排序靠前的母线安装 STATCOM, 其余母线按照排序的先后, 依次安装 SVC。

8) 利用 MOGWO 算法求解 Pareto 最优解集。

9) 利用改进的熵权 TOPSIS 法对各方案进行评价, 筛选出基准场景下动态无功补偿装置的待配置方案。

10) 基于待配置方案, 重新对各场景进行故障扫描。

11) 若所有场景经预选故障作用后, 系统各母线电压均不失稳, 则将待配置方案输出为最终的配置方案; 否则, 针对引起母线电压失稳的故障和该故障对应的场景, 在待配置方案的基础上, 增设动态无功补偿装置的补偿容量, 增设位置和增设容量由摄动法搜索。当能维持各母线暂态电压稳定时, 更新原始的待配置方案, 返回步骤 10)。

4 算例分析

本文基于 PSD-BPA 和 MATLAB, 分别以改进的 IEEE 39 节点系统和我国河北省某区域电网来验证所提方法的可行性和有效性。附录 A 表 A1 给出了 2 个算例的仿真参数。

4.1 改进的 IEEE 39 节点系统

附录 A 图 A1 所示的改进的 IEEE 39 节点系统中, 所有负荷均按照 50% 的恒阻抗负荷+50% 的感

应电动机负荷的比例进行配置, 母线 33—35 接有双馈风电场, 光伏电站经母线 30、39 并网。由于该系统规模不大, 分析时将整个系统视为 1 个区域, 根据式(41)计算出风光在区域中的渗透率为 50%, 满足高渗透率的要求。

$$P_{DG} = \frac{\sum_{r=1}^q P_{DG,nom}^r}{P_{L,sum}} \times 100\% \quad (41)$$

式中: P_{DG} 为电网中 DG 的渗透率; $P_{DG,nom}^r$ 为电网中第 r 台 DG 的装机容量; q 为电网中 DG 的总数; $P_{L,sum}$ 为电网中负荷的总有功功率。

风电场中的双馈风电机组和光伏电站中的光伏电池均采用统一型号。单台风机的额定电压为 690 V, 额定容量为 1.5 MW, 风机的威布尔模型参数为 $c=8.5$ 、 $k=2$ 、 $v_{ci}=3.5$ m/s、 $v_r=11.5$ m/s、 $v_{co}=25$ m/s。单个光伏阵列的额定电压为 400 V, 额定输出功率为 1.05 MW, 环境参数^[15]为 $\psi=0.6$ 、 $\gamma=6$ 、 $G_s=800$ W/m²、 $R_c=120$ W/m²。根据式(1)—(16)计算出的高渗透率风电、光伏运行于各典型场景下的概率及其出力分别如附录 A 表 A2 和表 A3 所示。

以三相短路故障和单相接地故障构成的预选故障集 0.1 s 作用于系统, 在故障发生 5 个周期后切除故障线路。此时, 各场景下的系统电压稳定裕度指标如附录 A 表 A4 所示, 可确定场景 2 为无功规划基准场景。结合系统拓扑和潮流分布, 计算出各母线的中枢值, 如附录 B 表 B1 所示。基于 $N-1$ 故障扫描, 确定出最严重故障为线路 16-17 首端的三相短路故障, 附录 B 图 B1 给出了在该故障下全网母线的电压波形。

4.1.1 改进的 IEEE 39 节点系统中动态无功补偿装置的布点

本文布点采用 400 Mvar 的 STATCOM, 将其依次接于各母线, 探究其对母线电压的补偿情况。因母线 30—39 是发电机母线, 其电压幅值恒定, 因此布点时可不考虑这些母线^[21]。为显示本文布点方法的优越性, 将式(30)基于母线暂态电压安全裕度的灵敏度指标与文献[22-23]的灵敏度指标进行对比, 基于各灵敏度指标的候选母线集合如附录 B 表 B2 所示。由表可知, 经本文灵敏度指标筛选出的候选母线依次为母线 15、24、16、22、23、21 等, 补偿装置接于候选母线对系统部分关键母线和故障母线电压的改善情况分别如表 1 和附录 B 图 B2 所示。表中, $\Delta\eta_g = \eta_{g0,d} - \eta_{g,d}$ 为在候选母线安装无功补偿装置前后, 母线 g 的暂态电压安全裕度指标之差。

表 1 和图 B2 表明, 与文献[22-23]灵敏度指标相比, 本文灵敏度指标更有利于改善系统关键母线和故障母线的暂态电压稳定性, 由此说明了本文布点

表1 补偿装置接于不同候选母线对系统部分
关键母线电压的改善情况

Table 1 Voltage improvement condition of partial
key buses in system by connecting compensation
device to different candidate buses

补偿位置	$\Delta\eta_{39}$	$\Delta\eta_{16}$	$\Delta\eta_6$	$\Delta\eta_{29}$
母线15	29.389	30.896	29.485	7.657
母线24	29.386	30.889	29.471	2.299
母线16	29.381	30.878	29.469	2.041
母线22	29.377	30.834	29.464	1.695
母线23	29.375	30.813	29.461	1.674
母线21	29.370	30.792	29.459	0.487

方法具有一定优势。

4.1.2 改进的 IEEE 39 节点系统中动态无功补偿装置的定容

根据表2所示的动态无功补偿装置的经济参数和投资费用^[24],对 C_{bus}^{Si} 实施差异化补偿。对于STATCOM,要求其保障系统能在暂态过程前期获得最佳的补偿效果,令子目标函数的优化权重 $\omega_1:\omega_2=2:1$ ^[25],即 $\omega_1\approx 0.67, \omega_2\approx 0.33$;而对于SVC,则侧重经济成本,令 $\omega_1:\omega_2=1:2$,即 $\omega_1\approx 0.33, \omega_2\approx 0.67$ 。考虑到所用算例的计算量和代表性,本文仅考虑候选母线集合中的前6条候选母线,本文研究方法适用于所有候选母线,这里不再赘述。

表2 动态无功补偿装置的经济参数和投资费用

Table 2 Economic parameters and investment cost of
dynamic reactive power compensation devices

设备类型	运行年限 / a	安装费用 / \$	补偿单价 / [\$\cdot\$Mvar ⁻¹]
SVC	10	1.3×10^7	3×10^4
STATCOM	10	2.6×10^7	9×10^4

利用MOGWO算法求解安装于前6条候选母线的动态无功补偿装置的最优容量。附录B表B3给出了基准场景下求解的Pareto最优解集。图2对比了不同优化算法下各最优方案的无功补偿效果。各最优方案经改进的熵权TOPSIS法评价后的评价结果如表3所示。

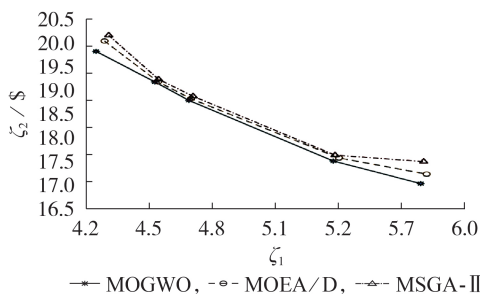


图2 各最优方案的无功补偿效果

Fig.2 Reactive power compensation effect of
each optimal scheme

表3 改进的 IEEE 39 节点系统中各最优方案的评价结果

Table 3 Evaluation results of each optimal scheme in
improved IEEE 39-bus system

方案	ζ_1	$\zeta_2 / \$$	贴近度
1	4.250	1.991×10^7	0.476
2	5.789	1.748×10^7	0.524
3	4.690	1.901×10^7	0.599
4	5.375	1.789×10^7	0.632
5	4.529	1.935×10^7	0.535

由图2可见,MOGWO算法求解出的各最优方案基本支配其余算法解得的Pareto最优解集,这体现了MOGWO算法的精度优势,同时也说明该算法能在保证补偿效果的同时,在一定程度上节省经济成本。由于计算时间不是电网规划的主要关注点^[22],因此本文仅在精度上对算法进行了对比。

根据表3的评价结果,选取贴近度最大的方案4作为动态无功补偿装置的待配置方案。基于该方案,重新对各场景进行故障扫描,结果如表4所示。

表4 改进的 IEEE 39 节点系统中待配置方案的补偿效果

Table 4 Compensation effect of scheme to be
configured in IEEE 39-bus system

场景	风电典型场景	光伏典型场景	$\sum_{e=1}^L (1 - P_{R_e})$	$\sum_{e=1}^L \eta_{R_e}$
1	WT.1	PV.1	0	3.989
2	WT.1	PV.2	0	5.375
3	WT.1	PV.3	0	5.413
4	WT.2	PV.1	0	9.551
5	WT.2	PV.2	0	9.786
6	WT.2	PV.3	0	9.845
7	WT.3	PV.1	0	12.321
8	WT.3	PV.2	0	11.849
9	WT.3	PV.3	0	11.629

由表4可知,将待配置方案应用于各场景后,各区域的电压失稳率均为0,此时将该方案输出为动态无功补偿装置的最终配置方案。

4.2 河北省某区域电网

附录C图C1给出了我国河北省某区域电网的地理接线图,该电网是一个含高渗透率风光的受端电网。根据国网河北省电力有限公司发策部对该区域电网的分区结果,将该电网划分为区域1和区域2,所有区域的总有功负荷为4545 MW,总装机容量为700、600 MW的双馈风电场均经节点70接入系统;总装机容量为400、200、400 MW的光伏电站分别从节点27、19、23并网。高渗透率风电、光伏的各典型场景参数分别如附录C表C1和表C2所示。附录C表C3给出了各场景下的系统电压稳定裕度指标。

由表C3可确定场景8为无功规划基准场景。此外,系统N-1故障扫描的结果显示,线路70-69首端的三相短路故障为基准场景下的最严重故障。附

录C图C2给出了该故障下全网母线的电压波形,此时全网母线电压失稳。

4.2.1 区域电网中动态无功补偿装置的布点

将400 Mvar的STATCOM依次补偿于各节点,计算各节点的灵敏度,可构造出由母线50、55、48、52、51、49等组成的候选母线集合。在该装置补偿下的各区域电压合格率指标和电压稳定裕度指标如附录D表D1所示。由表可知,在利用本文布点方法筛选出的候选母线进行补偿,有助于保障各区域的暂态电压稳定性,可见本文布点方法除了能改善系统关键母线、故障母线的暂态电压稳定性外,还能兼顾对各区域的补偿效果,这进一步显示了其优越性。

4.2.2 区域电网中动态无功补偿装置的定容

利用MOGWO算法求解最优补偿容量,附录D表D2给出了基准场景下求解的Pareto最优解集,其中各最优方案的评价结果如附录D表D3所示。

在表D3所示的各最优方案评价结果中,方案5的无功补偿效果最好,但投资的经济成本也最高,方案1虽然实现了经济性最优,但其无功补偿的效果却不及其余方案。经权衡,选取贴程度最大的方案4作为动态无功补偿装置的待配置方案,附录D图D1给出了在该方案下的全网母线电压波形。

由图D1可知,在方案4的补偿下,全网各母线电压在暂态过程期间均能保持稳定。为进一步显示本文差异化补偿的优势,将其与仅采用SVC或STATCOM的无功补偿方案进行对比,表5给出了在不同类型动态无功补偿装置补偿下各最优方案的评价结果。

表5 不同最优补偿方案的评价结果

Table 5 Evaluation results of different optimal compensation schemes

排序	设备类型	ζ_1	$\zeta_2 / \$$	贴程度
1	STATCOM+SVC	7.633	1.558×10^7	0.905
2	STATCOM+SVC	7.914	1.544×10^7	0.897
3	STATCOM+SVC	10.203	1.376×10^7	0.872
4	STATCOM+SVC	9.730	1.446×10^7	0.845
5	SVC	11.978	1.237×10^7	0.831
6	STATCOM+SVC	6.285	1.719×10^7	0.789
7	SVC	14.134	1.230×10^7	0.679
8	SVC	14.911	1.224×10^7	0.635
9	SVC	16.829	1.210×10^7	0.540
10	SVC	17.261	1.207×10^7	0.521
11	STATCOM	1.170	2.274×10^7	0.479
12	STATCOM	1.836	2.236×10^7	0.474
13	STATCOM	2.277	2.208×10^7	0.473
14	STATCOM	2.593	2.193×10^7	0.468
15	STATCOM	3.159	2.157×10^7	0.466

由表5可知,相较于在单一类型补偿装置补偿下的各最优方案,本文所提差异化补偿的各最优方案的贴程度普遍更大,这些方案在保证补偿效果的

同时,兼顾了经济成本,是综合性更优的补偿方案。

基于表D3中的方案4,重新对算例进行故障扫描,扫描结果显示,该待配置方案虽然可保障在基准场景下经预选故障作用后系统的暂态电压稳定性,但在某些场景中,系统中的母线电压仍存在失稳的情形。表6给出了由摄动法确定的动态无功补偿装置的最终配置方案,将最终配置方案应用于所有场景后的系统暂态电压安全裕度指标如表7所示。

表6 动态无功补偿装置在区域电网中的最终配置方案

Table 6 Final configuration scheme of dynamic reactive power compensation devices in regional power grid

补偿位置	设备类型	设备容量 / Mvar
母线50	STATCOM	235
母线55	STATCOM	200
母线48	SVC	211
母线52	SVC	193
母线51	SVC	205
母线49	SVC	155

表7 区域电网中最终配置方案的补偿效果

Table 7 Compensation effect of final configuration scheme in regional power grid

场景	风电典型场景	光伏典型场景	$\sum_{e=1}^L (1 - P_{R_e})$	$\sum_{e=1}^L \eta_{R_e}$
1	WT.1	PV.1	0	20.374
2	WT.1	PV.2	0	19.783
3	WT.1	PV.3	0	24.761
4	WT.2	PV.1	0	1.637
5	WT.2	PV.2	0	1.519
6	WT.2	PV.3	0	1.961
7	WT.3	PV.1	0	6.731
8	WT.3	PV.2	0	3.787
9	WT.3	PV.3	0	4.305

由表7可知,将最终配置方案应用于各场景后,系统均能保持暂态电压稳定性,这验证了本文定容策略的普适性。

5 结论

针对含高渗透率风光的电网,本文提出一种考虑暂态电压稳定的动态无功规划方法,结论如下:

1) 本文提出的基于电压二元表的区域暂态电压安全裕度指标可有效衡量各区域的暂态电压稳定程度,指导电网动态无功规划;

2) 规划时考虑高渗透率风光的不确定性,所得规划方案适用于所有工况;

3) 差异化动态无功补偿在保证补偿效果的同时,在很大程度上节省了经济成本,算例分析结果验证了本文规划方法的可行性和有效性。

在无功规划时,如何兼顾系统的静暂态电压稳定性是笔者下一步的研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 彭光博,向月,陈文淑乐,等. “双碳”目标下电力系统风电装机与投资发展动力学推演及分析[J/OL]. 电力自动化设备. [2022-05-22]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202205013>.
- [2] 舒印彪,陈国平,贺静波,等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69.
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.
- [3] 汪宁渤,马明,强同波,等. 高比例新能源电力系统的发展机遇、挑战及对策[J]. 中国电力, 2018, 51(1): 29-35, 50.
WANG Ningbo, MA Ming, QIANG Tongbo, et al. High-penetration new energy power system development: challenges, opportunities and countermeasures[J]. Electric Power, 2018, 51(1): 29-35, 50.
- [4] NIU S B, ZHANG Z, KE X B, et al. Impact of renewable energy penetration rate on power system transient voltage stability[J]. Energy Reports, 2022, 8: 487-492.
- [5] 赵静波,卫志农,朱梓荣,等. 计及设备动作次数约束与UPFC的无功优化算法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 179-187.
ZHAO Jingbo, WEI Zhinong, ZHU Zirong, et al. Reactive power optimization algorithm considering device action times and UPFC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12): 179-187.
- [6] 陈建华,阎帅,张瑶,等. 基于IPM-intPSO的两阶段动态无功优化算法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 174-180.
CHEN Jianhua, YAN Shuai, ZHANG Yao, et al. Two-stage dynamic reactive power optimization algorithm based on IPM-intPSO[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 174-180.
- [7] 王贤,刘文颖,夏鹏,等. 光伏电站参与电网主动调压的无功优化控制方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 76-83.
WANG Xian, LIU Wenying, XIA Peng, et al. Reactive power optimization control method for PV station participating in active voltage regulation of power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 76-83.
- [8] YANG D, HONG S, CHENG H, et al. A novel dynamic reactive power planning methodology to enhance transient voltage stability[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2017, 27(10): 1-17.
- [9] 杨堤,程浩忠,马则良,等. 考虑静态和暂态电压稳定的交直流混联系统综合无功规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3078-3086.
YANG Di, CHENG Haozhong, MA Zeliang, et al. Integrated reactive power planning methodology considering static and transient voltage stability for AC-DC hybrid system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3078-3086.
- [10] 赵晶晶,朱仁杰,黄阮明,等. 考虑静态电压稳定性的风电并网系统无功规划[J]. 可再生能源, 2019, 37(11): 1650-1655.
ZHAO Jingjing, ZHU Renjie, HUANG Ruanming, et al. Reactive power planning of wind power integrated system considering both static and transient voltage stability[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(11): 1650-1655.
- [11] 索之闻,刘建琴,蒋维勇,等. 大规模新能源直流外送系统调相机配置研究[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(9): 124-129.
SUO Zhiwen, LIU Jianqin, JIANG Weiyong, et al. Research on synchronous condenser configuration of large-scale renewable energy DC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(9): 124-129.
- [12] 周仕豪,唐飞,刘涤尘,等. 考虑降低多馈入直流换相失败风险的动态无功补偿配置方法[J]. 高电压技术, 2018, 44(10): 3258-3265.
ZHOU Shihao, TANG Fei, LIU Dichen, et al. Dynamic reactive power compensation configuration method for reducing the risk of commutation failure in multi-infeed DC system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(10): 3258-3265.
- [13] 周仕豪,唐飞,刘涤尘,等. 考虑降低暂态电压失稳风险的动态无功优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(7): 68-75.
ZHOU Shihao, TANG Fei, LIU Dichen, et al. A dynamic VAR optimal configuration method for reducing the risk of transient voltage instability[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(7): 68-75.
- [14] 陈继明,祁丽志,孙名好,等. 多场景下含风电机组的配电网无功优化的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 129-134.
CHEN Jiming, QI Lizhi, SUN Mingyu, et al. Reactive power optimization for distribution network with multi-scenario wind power generator[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 129-134.
- [15] BISWAS P P, SUGANTHAN P N, AMARATUNGA G A J. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 148: 1194-1207.
- [16] 徐艳春,蒋伟俊,孙思涵,等. 含高渗透率风电的配电网暂态电压量化评估[J/OL]. 中国电力. [2022-04-02]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20220223.1840.002.html>.
- [17] 宋越,程浩忠,张健,等. 基于多目标模块度的多层次电压控制分区方法[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(1): 153-158, 164.
SONG Yue, CHENG Haozhong, ZHANG Jian, et al. Multi-level voltage control partitioning based on multi-objective modularity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(1): 153-158, 164.
- [18] 林银鸿,王彬,葛怀畅,等. 电网在线暂态电压安全分析的降维方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 109-118.
LIN Yinong, WANG Bin, GE Huaichang, et al. Dimension reduction method for online transient voltage security analysis of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 109-118.
- [19] MIRJALILI S, SAREMI S, MIRJALILI S M, et al. Multi-objective grey wolf optimizer: a novel algorithm for multi-criterion optimization[J]. Expert Systems With Applications, 2016, 47: 106-119.
- [20] WU X, ZHANG C, YANG L J. Evaluation and selection of transportation service provider by TOPSIS method with entropy weight[J]. Thermal Science, 2021, 25(2): 1483-1488.
- [21] 黄小庆,阮驰骋,邹佳芯,等. 考虑电网特性的动态无功优化配置方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 127-133.
HUANG Xiaoqing, RUAN Chicheng, ZOU Jiaxin, et al. Optimal dynamic var configuration considering grid characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 127-133.
- [22] LIU J W, XU Y, DONG Z Y, et al. Retirement-driven dynamic VAR planning for voltage stability enhancement of power systems with high-level wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2282-2291.
- [23] YANG D, CHENG H Z, MA Z L, et al. Dynamic VAR planning methodology to enhance transient voltage stability for failure recovery[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(4): 712-721.

- [24] TAHBOUB A M, EL MOURSI M S, WOON W L, et al. Multiobjective dynamic VAR planning strategy with different shunt compensation technologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2429-2439.
- [25] 张一凡, 唐飞, 向农, 等. 考虑抑制MIDC后续换相失败风险的节点差异化动态无功补偿方法研究[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 541-553.
- ZHANG Yifan, TANG Fei, XIANG Nong, et al. Node differential dynamic reactive power compensation considering risk restraints of subsequent commutation failure of MIDC [J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 541-553.

作者简介:



徐艳春

徐艳春(1973—),女,副教授,博士,主要研究方向为分布式电源接入配电网时的扰动信号检测、电力系统谐波检测以及电力系统电压稳定性与无功优化(E-mail: xyc7309@163.com);

蒋伟俊(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统暂态电压稳定性(E-mail: 980094945@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Dynamic reactive power planning method for power grid with high permeability wind power and photovoltaic considering transient voltage stability

XU Yanchun¹, JIANG Weijun¹, WANG Ping¹, MI Lu²

(1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Department of Electrical and Computer Engineering, Texas A&M University, College Station 77840, USA)

Abstract: Along with the gradual increase of permeability of wind power and photovoltaic in power grid, the transient voltage stability problem of power grid becomes increasingly serious. A dynamic reactive power planning method for power grid with high permeability wind power and photovoltaic is proposed considering transient voltage stability. A regional transient voltage safety margin index based on voltage two-element notation and a benchmark scenario for reactive power planning are constructed. A layout method of dynamic reactive power compensation device is given based on the proposed index, an optimization model of differentiated dynamic reactive power compensation is established, the multi-objective grey wolf algorithm is used to solve the allocation capacity, and a technique for order preference by similarity to ideal solution method with improved entropy weight is adopted to screen out the scheme to be configured for dynamic reactive power compensation device. The perturbation method is used to determine the final configuration scheme, which ensures that the obtained planning scheme suitable to all scenarios. The simulative results of a modified IEEE 39-bus system and an actual power grid verify the universality and rationality of the proposed planning method.

Key words: high permeability wind power and photovoltaic; transient voltage safety margin index; benchmark scenario; differentiated dynamic reactive power compensation; TOPSIS method with improved entropy weight

附录 A

表 A1 仿真参数

Table A1 Simulative parameters

仿真参数	数值
预设的电压二元表	$[0.80 \text{ p.u.}, 10 \text{ s}]$, $[0.75 \text{ p.u.}, 1 \text{ s}]$, $[0.70 \text{ p.u.}, 0.2 \text{ s}]$, $[0.65 \text{ p.u.}, 0.1 \text{ s}]$, $[1.1 \text{ p.u.}, 1.2 \text{ s}]$, $[1.15 \text{ p.u.}, 0.1 \text{ s}]$, $n = 4$, $m = 2$
39 节点系统的区域信息及权值	$N = 39$, $N_{R_1} = 39$, $B_{R_1} = 1$
区域电网的区域信息及权值	$N = 81$, $N_{R_1} = 48$, $B_{R_1} = 0.66$, $N_{R_2} = 33$, $B_{R_2} = 0.34$
故障概率	$\delta_1 = \delta_{u,j,h,1} = 0.07$ (三相短路故障) , $\delta_2 = \delta_{u,j,h,2} = 0.93$ (单相接地故障) , $P_{\delta_{d,b}} = P_{\delta_{u,j,h,d,b}} = \frac{1}{39}$ (39 节点系统) , $P_{\delta_{d,b}} = P_{\delta_{u,j,h,d,b}} = \frac{1}{81}$ (区域电网)
运行方式	$S = 1$, $T = 3$, $F = 3$, $P_u = 1$, $P_{WT,1} = 0.1561$, $P_{WT,2} = 0.6837$, $P_{WT,3} = 0.1602$, $P_{PV,1} = 0.0216$, $P_{PV,2} = 0.8514$, $P_{PV,3} = 0.1270$
MOGWO 算法参数	$N_p = 100$, $I = 50$, $D = 6$, $U_b = 400$, $L_b = 0$, $N_{Ar} = 20$
摄动位置	2
摄动容量	10 Mvar

注: N_{R_1} 、 N_{R_2} 分别为区域 R_1 、 R_2 的母线总数; B_{R_1} 、 B_{R_2} 分别为区域 R_1 、 R_2 的权值。

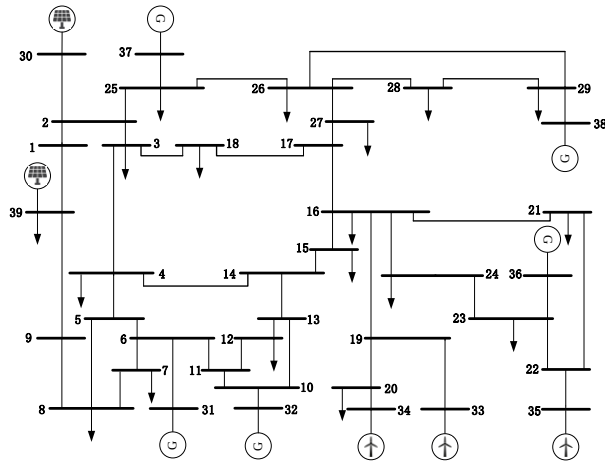


图 A1 改进的 IEEE 39 节点系统

Fig.A1 Improved IEEE 39-bus system

表 A2 改进的 IEEE 39 节点系统中风电典型场景参数

Table A2 Typical scenario parameters of wind power in improved IEEE 39- bus system

场景	概率	有功出力/MW
WT.1	0.156 1	0
WT.2	0.683 7	564
WT.3	0.160 2	1 790

表 A3 改进的 IEEE 39 节点系统中光伏典型场景参数

Table A3 Typical scenario parameters of PV in improved IEEE 39- bus system

场景	概率	有功出力/MW
PV.1	0.021 6	3
PV.2	0.851 4	529
PV.3	0.127 0	1250

表 A4 改进的 IEEE 39 节点系统中各场景的系统电压稳定裕度指标

Table A4 Voltage stability margin index of each scenario in improved IEEE 39- bus system

场景	风电典型场景	光伏典型场景	B_{lh}
1	WT.1	PV.1	2.049
2	WT.1	PV.2	102.815
3	WT.1	PV.3	18.482
4	WT.2	PV.1	1.191
5	WT.2	PV.2	57.309
6	WT.2	PV.3	30.178
7	WT.3	PV.1	0.168
8	WT.3	PV.2	7.518
9	WT.3	PV.3	1.544

附录 B

表 B1 各母线的中枢值

Table B1 Central value of each bus

排序	母线	B_i^{zs}	排序	母线	B_i^{zs}
1	39	0.047	14	24	0.017
2	16	0.043	15	28, 17	0.016
3	6	0.042	16	27	0.015
4	29	0.037	17	23, 33	0.014
5	10, 22	0.030	18	32	0.013
6	2, 35	0.028	19	18	0.012
7	4, 25	0.027	20	34, 31	0.006
8	8, 5, 19, 26	0.026	21	1, 37	0.005
9	21	0.022	22	9	0.004
10	3, 11	0.021	23	38	0.003
11	7	0.020	24	30	0.002
12	19	0.019	25	36, 20, 12	0.001
13	14, 15	0.018			

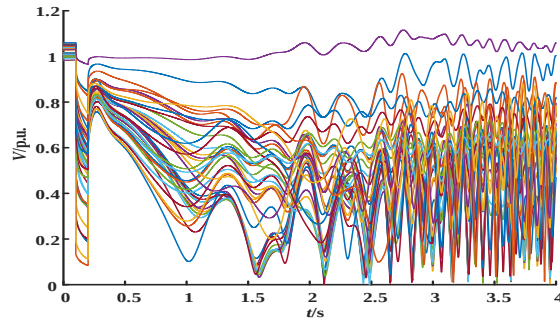


图 B1 改进的 IEEE 39 节点系统中最严重故障下的全网母线电压波形

Fig.B1 Bus voltage waveforms of whole grid under most serious fault in improved IEEE 39- bus system

表 B2 各灵敏度指标下的候选母线集合

Table B2 Candidate bus set under each sensitivity index

排序	候选母线编号			排序	候选母线编号		
	S_i^i	文献[22]	文献[23]		S_i^i	文献[22]	文献[23]
1	15	24	15	16	4	7	8
2	24	21	23	17	8	8	14
3	16	16	22	18	7	4	4
4	22	22	24	19	3	18	28
5	23	23	16	20	25	3	29
6	21	20	21	21	9	17	2
7	20	19	20	22	18	27	18
8	19	15	19	23	2	2	17
9	12	12	10	24	26	26	27
10	11	10	11	25	27	25	26
11	10	11	7	26	17	28	3
12	14	13	13	27	29	29	25
13	13	14	5	28	28	9	9
14	5	6	6	29	1	1	1
15	6	5	12				

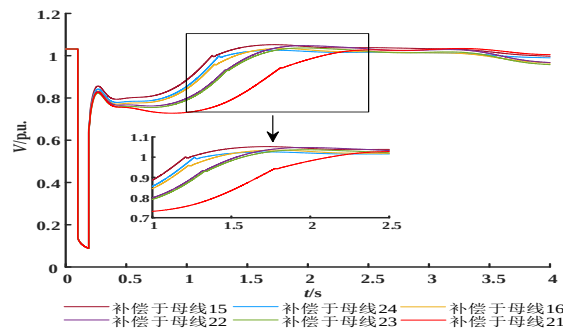


图 B2 补偿装置接于不同候选母线对故障母线电压的改善情况

Fig.B2 Voltage improvement condition of fault bus by connecting compensation device to different candidate buses

表 B3 改进的 IEEE 39 节点系统中动态无功补偿装置的最优配置方案

Table B3 Optimal configuration scheme of dynamic reactive power compensation device in improved IEEE 39-bus system

补偿位置	方案 1		方案 2		方案 3		方案 4		方案 5	
	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar
母线 15	STATCOM	389	STATCOM	365	STATCOM	375	STATCOM	217	STATCOM	283
母线 24	STATCOM	382	STATCOM	211	STATCOM	339	STATCOM	165	STATCOM	235
母线 16	SVC	291	SVC	213	SVC	295	STATCOM	182	STATCOM	221
母线 22	SVC	188	SVC	186	SVC	171	SVC	162	SVC	137
母线 23	SVC	217	SVC	128	SVC	154	SVC	108	SVC	114
母线 21	SVC	163	SVC	105	SVC	109	SVC	103	SVC	83

附录 C

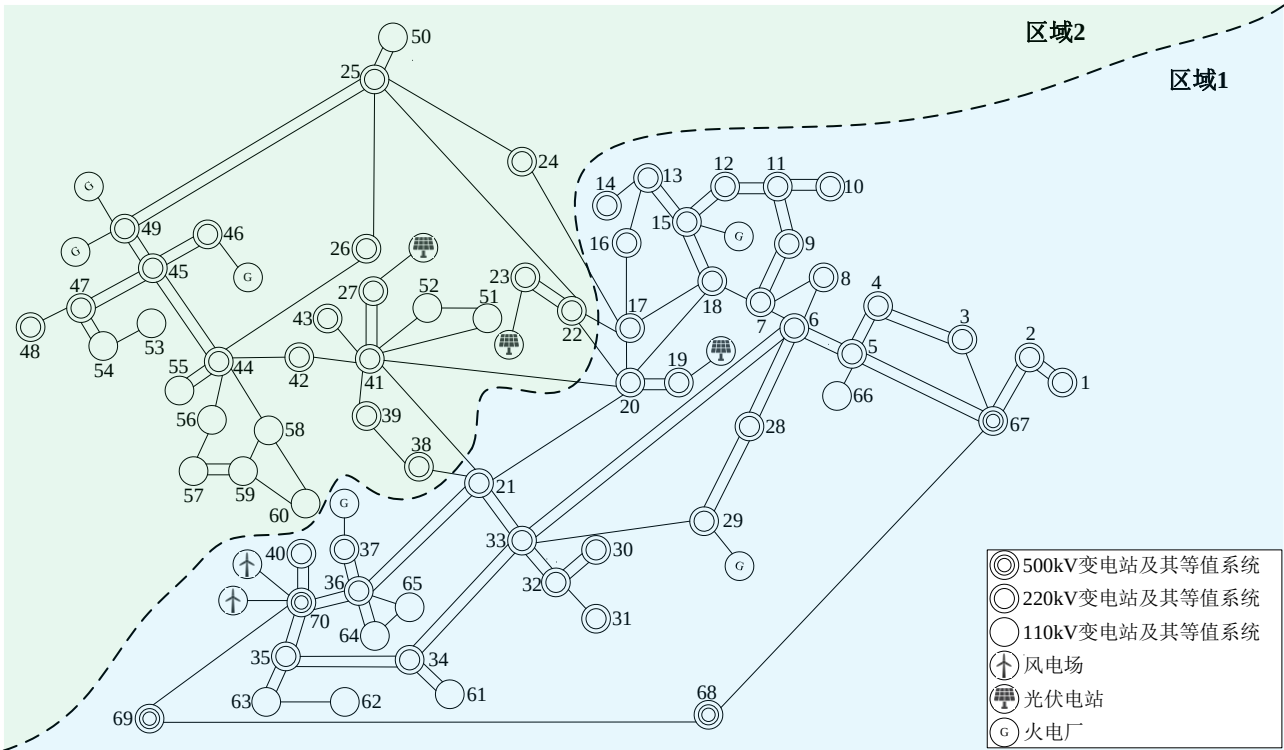


图 C1 河北省某区域电网地理接线图

Fig.C1 Geographical wiring diagram of a regional power grid in Hebei Province

表 C1 区域电网中风电典型场景参数

Table C1 Typical scenario parameters of wind power in regional power grid

场景	概率	有功出力/MW
WT.1	0.156 1	0
WT.2	0.683 7	409
WT.3	0.160 2	1 300

表 C2 区域电网中光伏典型场景参数

Table C2 Typical scenario parameters of PV in regional power grid

场景	概率	有功出力/MW
PV.1	0.021 6	2
PV.2	0.851 4	423
PV.3	0.127 0	1 000

表 C3 区域电网中各场景的系统电压稳定裕度指标

Table C3 Voltage stability margin index of each scenario in regional power grid

场景	风电典型场景	光伏典型场景	B_{Lb}
1	WT.1	PV.1	15.239
2	WT.1	PV.2	589.293
3	WT.1	PV.3	100.448
4	WT.2	PV.1	0.212
5	WT.2	PV.2	5.393
6	WT.2	PV.3	1.006
7	WT.3	PV.1	16.255
8	WT.3	PV.2	658.118
9	WT.3	PV.3	110.081

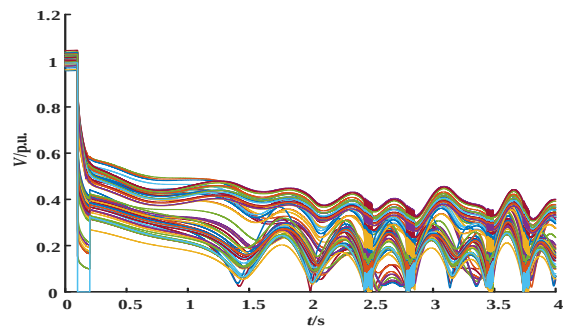


图 C2 区域电网中最严重故障下全网母线的电压波形

Fig.C2 Bus voltage waveforms of whole grid under most serious fault in regional power grid

附录 D

表 D1 补偿于部分候选母线时的区域暂态电压安全裕度指标

Table D1 Regional transient voltage safety margin index compensating at part of candidate bus

补偿位置	$P_{R_i} / \%$		η_{R_i}	
	区域 1	区域 2	区域 1	区域 2
母线 50	100	100	7.294	0.506
母线 55	100	100	8.944	0.580
母线 48	89.6	100	12.311	0.817
母线 52	87.5	100	12.745	1.114
母线 51	87.5	100	12.912	1.169
母线 49	41.7	93.9	24.437	1.528

表 D2 区域电网中动态无功补偿装置的最优配置方案

Table D2 Optimal configuration scheme of dynamic reactive power compensation device in regional power grid

补偿位置	方案 1		方案 2		方案 3		方案 4		方案 5	
	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar	类型	容量/ Mvar
母线 50	STATCOM	226	STATCOM	247	STATCOM	179	STATCOM	185	STATCOM	156
母线 55	SVC	195	SVC	239	STATCOM	175	STATCOM	160	STATCOM	148
母线 48	SVC	190	SVC	218	SVC	171	SVC	191	STATCOM	164
母线 52	SVC	177	SVC	215	SVC	166	SVC	173	SVC	158
母线 51	SVC	164	SVC	201	SVC	138	SVC	175	SVC	142
母线 49	SVC	152	SVC	174	SVC	146	SVC	155	SVC	128

表 D3 区域电网中各最优方案的评价结果

Table D3 Evaluation results of each optimal scheme in regional power grid

方案	ζ_1	$\zeta_2 / \$$	贴近度
1	10.203	1.376×10^7	0.479
2	9.730	1.446×10^7	0.396
3	7.914	1.544×10^7	0.643
4	7.633	1.558×10^7	0.689
5	6.285	1.719×10^7	0.521

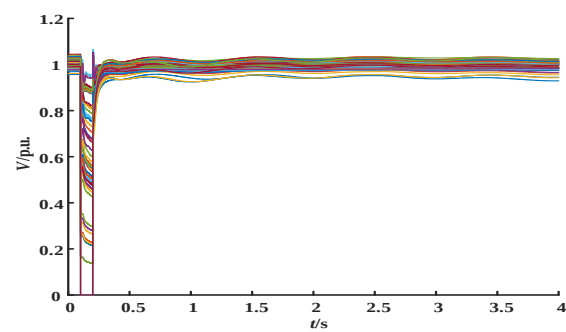


图 D1 待配置方案下的全网母线电压波形

Fig.D1 Bus voltage waveforms of whole grid in scheme to be configured