



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 112310959 A

(43) 申请公布日 2021. 02. 02

(21) 申请号 202011092716.0

(22) 申请日 2020.10.13

(71) 申请人 国网湖北省电力有限公司宜昌供电公司

地址 443000 湖北省宜昌市沿江大道117号

(72) 发明人 姚俊伟 代璐 杨星磊 邓玲 田立勃

(74) 专利代理机构 宜昌市三峡专利事务所 42103

代理人 吴思高

(51) Int. Cl.

H02J 3/00 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/46 (2006.01)

H02J 3/18 (2006.01)

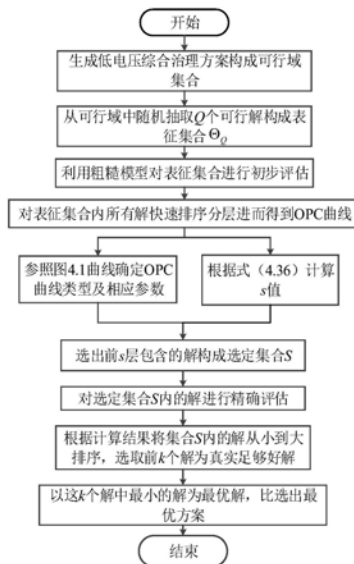
权利要求书6页 说明书14页 附图4页

(54) 发明名称

考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法

(57) 摘要

考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法,以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为决策变量,构建基于全寿命周期成本的低电压综合治理模型;考虑负荷波动和风电出力的不确定性及其相关性,构建基于信息间隙决策理论IGDT的低电压综合治理鲁棒规划模型;对负荷和风电出力的不确定性建模;通过IGDT方法,建立鲁棒模型,同时将具有相关性的随机样本基于Cholesky分解方法转换为相互独立的随机样本,并以此为基础确定最坏场景;利用序优化算法,对模型进行求解。本发明方法得出的决策方案鲁棒性更好,降低了系统全寿命周期成本,可以抵抗较大的负荷波动和风电出力波动,提高低电压综合治理的经济性和规划的精细化水平。



1. 考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法,其特征在于包括以下步骤:

步骤1:以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为决策变量,构建基于全寿命周期成本的低电压综合治理模型;

步骤2:考虑负荷波动和风电出力的不确定性及其相关性,构建基于信息间隙决策理论IGDT的低电压综合治理鲁棒规划模型;

步骤3:对负荷和风电出力的不确定性建模;

步骤4:通过IGDT方法,建立鲁棒模型,同时将具有相关性的随机样本基于Cholesky分解方法转换为相互独立的随机样本,并以此为基础确定最坏场景;

步骤5:利用序优化算法,对通过IGDT建立的鲁棒模型进行求解。

2. 根据权利要求1所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法,其特征在于:所述步骤1中,低电压综合治理模型构建过程如下:

1): 构建如式(1)所示目标函数:

$$C^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) = \min \left[ C_I^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_O^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + \right. \\ \left. C_M^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_F^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_D^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) \right] \quad (1)$$

式中:  $x$ 为线路改造决策变量,当 $x=1$ 时表示更换线路,当 $x=0$ 时表示不更换线路;

$y$ 为单组无功补偿电容器的容量决策变量; $z$ 为变压器调压档位决策变量; $w$ 为新建变电站数量决策变量; $\tilde{P}_{L,t}$ 为第 $t$ 年的负荷预测值, $\tilde{P}_{W,t}$ 为第 $t$ 年的风电出力预测值;

$C^c$ 为确定性环境下目标电网的全寿命周期成本; $C_I^c$ 为确定性环境下目标电网的初始投资成本; $C_O^c$ 为确定性环境下目标电网的运行成本; $C_M^c$ 为确定性环境下目标电网的检修维护成本; $C_F^c$ 为确定性环境下目标电网的故障处置成本; $C_D^c$ 为确定性环境下目标电网的退役处置成本;

将按年度计算的运行阶段、维护阶段、故障处置阶段以及退役阶段废弃处置的费用折算成现值费用,成本 $C^c$ 的模型可改为如式(2)所示:

$$C^c = C_I^c + \sum_{t=1}^T (C_{O_t}^c + C_{M_t}^c + C_{F_t}^c) \times \frac{1}{PV_{sum}} + C_D^c \times \frac{1}{PV_{sum}} \quad (2)$$

其中:

$$PV_{sum} = \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} \quad (3)$$

式中: $C_{O_t}^c$ 为确定性环境下运行成本第 $t$ 年的现值; $C_{M_t}^c$ 为确定性环境下检修维护成本第 $t$ 年的现值; $C_{F_t}^c$ 为确定性环境下故障处置成本第 $t$ 年的现值; $C_{D_t}^c$ 为确定性环境下退役处置成本第 $t$ 年的现值; $PV_{sum}$ 为按年度投资成本现值和; $T$ 为规划年限; $r$ 为折现率;

①、初始投资成本 $C_I^c$ ;

初始投资成本主要为规划年限内线路改造费用、安装无功补偿装置费用、调整变压器分接头费用及新建变电站费用总和,其公式如下:

$$C_l^c = \sum_{q \in D_a} A_q x_q + \sum_{h \in D_b} A_h y_h + \sum_{k \in D_c} A_k z_k + \sum_{g \in D_d} A_g w_g \quad (4)$$

其中:

$$A_q = p_q L_q \quad (5)$$

式中:  $D_a$ 为待改造线路的集合;  $D_b$ 为待安装无功补偿装置的集合;  $D_c$ 为待调压档位的集合;  $D_d$ 为待新建变电站位置集合;  $A_q$ 为待改造线路的初始投资成本;  $A_h$ 为待安装无功补偿装置的单位容量投资成本;  $A_k$ 为调整变压器分接头的单位调档费用;  $A_g$ 为待新建变电站的单位初始投资成本;  $p_q$ 为待改造单位长度初始投资成本;  $L_q$ 为待改造线路的长度;

②、运行成本  $C_o^c$ ;

运行成本包括系统网络损耗产生的费用,其公式如下:

$$C_o^c = \sum_{t=1}^T C_{Ot}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \left( \sum_{t=1}^T \frac{P_{LBt} T_{max} \varepsilon}{(1+r)^t} \right) \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (6)$$

式中:  $P_{LBt}$ 为规划方案实施后系统第 $t$ 年的网损值;  $T_{max}$ 为最大负荷利用小时数;  $\varepsilon$ 为购电价;

③、检修维护成本  $C_M^c$ ;

检修维护成本包括来源于设备故障产生的维修费用与维护费用,其公式如下:

$$C_M^c = \sum_{t=1}^T C_{Mt}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \left[ \sum_{t=1}^T \frac{a_t \cdot C_l^c}{(1+r)^t} \right] \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (7)$$

式中:  $a_t$ 为第 $t$ 年的检修维护系数;

④、故障处置成本  $C_F^c$ ;

故障处置成本包括因设备故障和非计划停电造成的损失,其值等于售电价乘以电量不足期望值,其公式如下:

$$C_F^c = \sum_{t=1}^T C_{Ft}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \sum_{t=1}^T \frac{EENS_t \cdot \chi}{(1+r)^t} \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (8)$$

式中:  $EENS_t$ 为第 $t$ 年的缺供电量期望值,  $\chi$ 为售电价;

⑤、退役处置成本  $C_D^c$ ;

退役处置成本包括设备退役的处置成本和设备的残值收入,其公式如下:

$$C_D^c = C_{Dt}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \frac{(c-b) \cdot C_l^c}{(1+r)^T} \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (9)$$

式中:  $b$ 为报废资产管理费用占比系数;  $c$ 为残值率;

2): 低电压综合治理模型中的约束条件如下:

(1) 节点电压约束:

$$V_{i,\min} \leq V_{i,t}^c \leq V_{i,\max} \quad (10)$$

式中:  $V_{i,t}^c$ 为确定性环境下节点 $i$ 在第 $t$ 年的电压幅值;  $V_{i,\max}$ 和 $V_{i,\min}$ 分别为节点 $i$ 的电压上限和下限值; 其中,  $V_{i,t}^c$ 由公式(11)求解得出;

$$\begin{cases} P_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \cos \varphi_{ij} + B_{ij} \sin \varphi_{ij}) \\ Q_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \sin \varphi_{ij} - B_{ij} \cos \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (11)$$

式中： $P_{is}^c$ 为确定性环境下节点i注入的有功功率、 $Q_{is}^c$ 为确定性环境下节点i注入的无功功率； $V_i^c$ 、 $V_j^c$ 分别为确定性环境下节点i和节点j的电压幅值； $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$ 分别为导纳矩阵的实部和虚部； $\varphi_{ij}$ 为节点i和节点j的相角差；

(2) 风电机组出力限制：

$$P_{W,t}^{\min} \leq P_{W,t} \leq P_{W,t}^{\max} \quad (12)$$

式中： $P_{W,t}$ 为风电机组实际出力， $P_{W,t}^{\max}$ 和 $P_{W,t}^{\min}$ 分别为风电机组出力上下限；

(3) 支路电流约束：

$$|I_m^c| \leq |I_{m,\max}| \quad (13)$$

式中： $I_m^c$ 为确定性环境下流过支路m的电流； $I_{m,\max}$ 为允许流过支路m的电流上限值；

(4) 无功补偿电容器投切容量约束：

$$y_h^c \leq y_{h,\max} \quad (14)$$

式中： $y_h^c$ 为确定性环境下节点h单组无功补偿容量； $y_{h,\max}$ 为节点h单组无功补偿的最大容量；

(5) 有载调压变压器分接头约束：

$$z_{k,\min} \leq z_k^c \leq z_{k,\max} \quad (15)$$

式中： $z_k^c$ 为确定性环境下有载调压变压器分接头的档位； $z_{k,\max}$ 和 $z_{k,\min}$ 分别为有载调压变压器分接头上、下限；

(6) 新建变电站约束：

$$w_g^c \leq w_{g,\max} \quad (16)$$

式中： $w_g^c$ 为确定性环境下新建变电站的数量； $w_{g,\max}$ 为新建变电站数量上限。

3. 根据权利要求1所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，其特征在于：所述步骤2中，构建的低电压综合治理鲁棒规划模型表述为如下形式：

$$\begin{cases} \min F = C^u(X, \xi) \\ \text{s.t. } H(X, \xi) = 0 \\ G(X, \xi) \leq 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中： $F$ 为目标函数； $C^u$ 为不确定性环境下目标电网的全寿命周期成本目标值； $X$ 为决策变量， $X \in \{x, y, z, w\}$ ； $\xi$ 为不确定参数； $H$ 和 $G$ 分别表示等式约束和不等式约束。

4. 根据权利要求3所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，其特征在于：所述步骤3中，配电网中实际的负荷和风电出力根据预测量上下波动，其出力实际值用信息间隙模型表示：

$$\begin{cases} P_{L,t} \in \Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t}) \\ \Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t}) = \left\{ P_{L,t} : \left| \frac{P_{L,t} - \tilde{P}_{L,t}}{\tilde{P}_{L,t}} \right| \leq \alpha, \alpha \geq 0 \right\} \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} P_{W,t} \in \Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t}) \\ \Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t}) = \left\{ P_{W,t} : \left| \frac{P_{W,t} - \tilde{P}_{W,t}}{\tilde{P}_{W,t}} \right| \leq \beta, \beta \geq 0 \right\} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $\alpha$ 、 $\beta$ 分别表示负荷和风电出力的波动幅度； $P_{L,t}$ 为第 $t$ 年负荷的实际值； $\Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t})$ 为 $P_{L,t}$ 取值的集合； $P_{W,t}$ 为第 $t$ 年风电出力的实际值； $\Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t})$ 为 $P_{W,t}$ 取值的集合；

根据式(18)和式(19)，负荷实际值 $P_{L,t}$ 和风电实际出力 $P_{W,t}$ 分别表示为：

$$(1-\alpha)\tilde{P}_{L,t} \leq P_{L,t} \leq (1+\alpha)\tilde{P}_{L,t} \quad (20)$$

$$(1-\beta)\tilde{P}_{W,t} \leq P_{W,t} \leq (1+\beta)\tilde{P}_{W,t} \quad (21)$$

当不考虑不确定性，即 $\alpha=0$ ， $\beta=0$ 时，公式(17)为确定型低电压综合治理模型，可得出此时的全寿命周期成本，记为 $C_0$ 。

5. 根据权利要求1所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，其特征在于：所述步骤4中，基于IGDT建立鲁棒模型如式(22)所示：

$$\begin{cases} \max \gamma = \alpha + \beta \\ \text{s.t.} \max C^u \leq C_c \\ C_c = (1+\delta)C_0 \\ (1-\alpha)\tilde{P}_{L,t} \leq P_{L,t} \leq (1+\alpha)\tilde{P}_{L,t} \\ (1-\beta)\tilde{P}_{W,t} \leq P_{W,t} \leq (1+\beta)\tilde{P}_{W,t} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $C_c$ 为预期目标值； $\delta$ 为偏差系数，即预期目标和确定性模型最优解之间的偏差程度，为保证决策方案的鲁棒性，预期成本目标值 $C_c$ 高于 $C_0$ ，因此 $\delta>0$ ，本模型中设置为0.01；

鲁棒模型将确定性优化模型转化为目标值不低于 $(1+\delta)C_0$ 的前提下，将不确定参数的波动程度最大化，即求得模型中的决策值 $X$ ，当负荷和风电出力在其范围内任意波动时，保证目标值始终不超过 $C_c$ ；

最坏场景的求解步骤如下：

1) 分别构建风电和负荷的基于非参数核密度估计的概率密度函数；

2) 利用拉丁超立方抽样生成随机样本；

3) 采用Cholesky分解法将具有相关性的随机样本转换为相互独立的随机样本，并以此为基础确定最坏场景。

6. 根据权利要求5所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，其特征在于：所述步骤4中，最坏场景的求解具体处理过程如下：

S4.1: 不确定因素的概率密度函数建模：

基于非参数核密度估计方法构建负荷和风电出力的概率密度函数如下式所示：

$$\phi(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi nl}} \sum_{m=1}^n \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{P_L - P_{Lm}}{l} \right)^2 \right] \quad (23)$$

$$\phi(P_W) = \frac{1}{\sqrt{2\pi nl}} \sum_{m=1}^n \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{P_W - P_{Wm}}{l} \right)^2 \right] \quad (24)$$

式中： $\phi(P_L)$ 和 $\phi(P_W)$ 分别表示为基于非参数核密度估计的负荷概率密度函数和风电出力概率密度函数； $n$ 为样本个数； $P_{Lm}$ 为负荷样本中的第 $m$ 个样本值； $P_{Wm}$ 为风电出力样本中的第 $m$ 个样本值； $l$ 为带宽；

S4.2: 拉丁超立方抽样：

采用拉丁超立方抽样对随机变量进行采样；设采样规模为 $N$ ， $Y_m = F_m(X_m)$ 表示第 $m$ 个随机变量 $X_m$ 的概率密度函数；其具体抽样过程如下：将区间 $[0, 1]$ 平均分为 $N$ 等分，选取每个子区间的中间值，通过其反函数得到采样值 $x_{m,n} = F_m^{-1}((n-0.5)/N)$ ；采样完成后，得到其样本矩阵；

S4.3: 相关系数矩阵的Cholesky分解：

利用相关系数矩阵来描述负荷与风电间的相关性，设通过拉丁超立方抽样得到的样本矩阵为 $W = [w_1, w_2, \dots, w_l]^T$ ，其相关系数矩阵为 $C_W$ ：

$$C_W = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{w12} & \dots & \rho_{wl1} \\ \rho_{w21} & 1 & \dots & \rho_{w2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{wl1} & \rho_{wl2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

其中：

$$\rho_{w_{ij}} = \rho(w_i, w_j) = \frac{Cov(w_i, w_j)}{\sigma_{w_i} \sigma_{w_j}} = \frac{Cov(w_j, w_i)}{\sigma_{w_j} \sigma_{w_i}} = \rho_{w_{ji}} \quad (26)$$

式中： $\sigma_{w_i}$ 和 $\sigma_{w_j}$ 分别为输入变量 $w_i$ 和 $w_j$ 的标准差； $Cov(w_i, w_j)$ 为输入变量 $w_i$ 和 $w_j$ 的协方差；采用Cholesky分解方法对相关系数矩阵进行处理，其公式如下：

$$C_W = GG^T \quad (27)$$

式中： $G$ 为下三角矩阵，其中元素可由式(28)求得：

$$\begin{cases} g_{kk} = \left( \rho_{w_{kk}} - \sum_{m=1}^{k-1} g_{km}^2 \right)^{1/2}, k=1, 2, \dots, l \\ g_{ik} = \frac{\rho_{w_{ik}} - \sum_{m=1}^{k-1} g_{im} g_{km}}{g_{kk}}, i=k+1, k+2, \dots, l \end{cases} \quad (28)$$

S4.4: 正交转换矩阵的推导：

为将具有相关性的输入随机变量矩阵 $W$ 转换为不相关的随机变量矩阵 $Y$ ，设存在正交矩阵 $B$ ，有：

$$Y = BW \quad (29)$$

式中： $Y = [y_1, y_2, \dots, y_n]^T$

由于不相关随机变量矩阵 $Y$ 的相关系数矩阵 $C_Y$ 为单位矩阵 $I$ ，因而有：

$$C_Y = \rho(Y, Y^T) = \rho(BW, W^T B^T) = B \rho(W, W^T) B^T = B C_W B^T = I \quad (30)$$

又由式 (27) 可得:

$$C_Y = BC_W B^T = BGG^T B^T = (BG) (BG)^T = I \quad (31)$$

进而可推导得出:

$$B = G^{-1} \quad (32)$$

将式 (32) 代入式 (29), 可得:

$$Y = G^{-1}W \quad (33)$$

在具有相关性的输入不确定量W的前提下,通过正交变换,可将其变为不相关的独立随机变量Y,消除了不确定量的相关性,进而求得最坏场景 $S_{worst}$ ,即:

$$S_{worst} = \{P_L^{worst}, P_W^{worst}\} \quad (34)$$

式中: $S_{worst}$ 为最坏场景集合; $P_L^{worst}$ 和 $P_W^{worst}$ 分别为最坏场景下的负荷实际值和风电出力实际值;

则式 (22) 可改造为:

$$\begin{cases} \max \gamma = \alpha + \beta \\ \text{s.t.} \max_{\{P_L, P_W\} \in S_{worst}} C^u \leq C_c \\ C_c = (1 + \delta)C_0 \end{cases} \quad (35)$$

7. 根据权利要求6所述考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法,其特征在于:所述步骤5中,基于序优化的模型求解具体步骤如下:

步骤5.1、在可行域内随机抽取个可行解构成表征集合 $\Theta_Q$ ;在本模型中,可行解是指同时满足所有式 (10) ~ (16) 约束条件的规划方案;

步骤5.2、构造粗糙模型:

以式 (4) 为基础构造粗糙模型,采用粗糙模型对表征集合做出评估后,对 $\Theta_Q$ 集合内所有解从小到大排序以得到OPC曲线,进而确定OPC的类型,进而确定优化问题的所属类型;

步骤5.3、确定选定集合S:根据OPC的类型,参照公式 (36) 取前s个解确定为选定集合S;

$$s(k, g) = e^{Z_0} k^p g^m + \eta \quad (36)$$

式中:s为关于k、g的函数; $Z_0$ 、p、m、 $\eta$ 为回归参数,根据OPC曲线类型确定;g为观测足够好解个数,k为g中真实足够好解的个数;

步骤5.4、精确评估:

以式 (2) 为基础构造精确模型,利用精确模型对选定集合S中的所有可行解进行精确评估,并按从小到大进行排序,选取前k个解为真实足够好解,并以这k个解中最小的解为最优解。

## 考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及电力系统规划研究技术领域,具体涉及一种考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法。

### 背景技术

[0002] 随着经济的快速发展和人民生活水平的日益提高,一方面,由于负荷快速增长,导致线路末端低电压现象频发。另一方面,由于风电出力具有较强的间歇性、波动性和随机性,大规模的风电并网也为电力系统带来了新的不确定性因素。因此,如何在不确定性环境下制定合理的低电压问题规划方案对于提升居民用电质量,提高配电网运行经济性具有重要的理论和实际意义。

[0003] 目前在研究配电网规划过程中,考虑负荷、风电出力、光伏出力或其他变量的不确定性来提升配电网规划的精确性包括信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGDT)方法,该方法能够在保证结果不差于预期目标时,求取不确定参数最大允许波动范围的决策方案,从而实现决策方案经济性和鲁棒性的统筹协调,因而较鲁棒优化方法更经济。但是现有的对不确定因素的研究都集中于研究配电网故障下失电负荷恢复、调度及输电网规划等问题,在配电网低电压综合治理问题中尚未见报道。针对该问题,其仍存在以下问题:

[0004] 1:传统的IGDT方法只考虑单一的不确定因素。而事实上,在低电压综合治理问题中,往往存在包括风电、光伏出力、负荷预测误差等多种不确定性因素,这些不确定性因素之间并不是相互独立的,还具有一定程度的概率相关性。这意味着,这些不确定性因素的最坏场景一般很难同时出现。但是,若按照传统IGDT的思路,将这些具有相关性的不确定性因素当做独立的不确定性因素来处理,针对不确定性因素的最劣场景进行简单线性叠加形成最终的最坏场景进行规划,难免会使得规划的最终结果过于保守。

[0005] 2:目前,基于IGDT规划方法大多只简单考虑规划的投资和运行成本,然而在设备的整个生命周期内,其成本不仅仅包括投资和运行成本,往往还包括故障、退役等各种成本。同时,这些成本的资金时间价值也是一个需要考虑的因素,因此,仅仅基于投资运行成本的IGDT规划方法,很难保证规划方案的经济性。

[0006] 因此,研究一种综合考虑负荷波动和风电出力不确定性因素及其相关性的低电压综合治理方法,对于电力系统配电网的规划具有重要意义。

### 发明内容

[0007] 本发明提出一种考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法,考虑了全寿命周期成本因素、以及考虑风电、光伏出力、负荷预测误差等多种不确定性因素,对配电网低电压综合治理进行建模计算。该方法得出的决策方案鲁棒性更好,降低了系统全寿命周期成本,可以抵抗较大的负荷波动和风电出力波动,提高低电压综合治理的经济性和规划的精细划水平。



[0008] 本发明采取的技术方案为：

[0009] 考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，包括以下步骤：

[0010] 步骤1：以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为决策变量，构建基于全寿命周期成本的低电压综合治理模型；

[0011] 步骤2：考虑负荷波动和风电出力的不确定性及其相关性，构建基于信息间隙决策理论 IGDT的低电压综合治理鲁棒规划模型；

[0012] 步骤3：对负荷和风电出力的不确定性建模；

[0013] 步骤4：通过IGDT方法，建立鲁棒模型，同时将具有相关性的随机样本基于Cholesky分解方法转换为相互独立的随机样本，并以此为基础确定最坏场景；

[0014] 步骤5：利用序优化算法，对通过IGDT建立的鲁棒模型进行求解。

[0015] 本发明一种考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，有益效果如下：（一）：如果仅从投资成本角度出发，以初始投资成本最低为目标对低电压综合治理进行决策，虽然可以在一定程度上降低目标电网的初始投资成本，但这是以牺牲目标电网降损效益为代价的。与之不同的是，本发明在规划过程中综合考虑全寿命周期成本因素，可以有效保证规划的精细化水平，提高低电压综合治理的经济性。

[0016] （二）：如果不考虑负荷和风电处理的相关性，直接取其极大极小值，通过简单的线性叠加求出的最坏场景产生的运行成本偏高，会影响到规划方案的经济性。而充分考虑负荷和风电出力之间的相关性，可以在决策过程中剔除不可能出现的极端场景，从而使规划在保证系统鲁棒性的同时，降低其全寿命周期成本。

[0017] （三）：与传统方法相比，考虑全寿命周期成本和相关性的低电压综合治理方法计算得出的决策方案鲁棒性更好，可以抵抗较大的负荷波动和风电出力波动。

## 附图说明

[0018] 图1 (a) 是Flat型OPC曲线图；

[0019] 图1 (b) 是U型OPC曲线图；

[0020] 图1 (c) 是Neutral型OPC曲线图；

[0021] 图1 (d) 是Bell型OPC曲线图；

[0022] 图1 (e) 是Steep型OPC曲线图。

[0023] 图2是基于序优化的求解流程图。

[0024] 图3是IEEE 33节点配电系统图。

[0025] 图4是序优化算法得到的OPC曲线图。

[0026] 图5是最优方案网络拓扑图。

## 具体实施方式

[0027] 考虑不确定性因素及其相关性的配电网低电压综合治理方法，包括以下步骤：

[0028] 步骤1：以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为决策变量，构建基于全寿命周期成本的低电压综合治理模型；

[0029] 步骤2：考虑负荷波动和风电出力的不确定性及其相关性，构建基于信息间隙决策理论 IGDT的低电压综合治理鲁棒规划模型；

[0030] 步骤3:对负荷和风电出力的不确定性建模;

[0031] 步骤4:通过IGDT方法,建立鲁棒模型,同时将具有相关性的随机样本基于Cholesky分解方法转换为相互独立的随机样本,并以此为基础确定最坏场景;

[0032] 步骤5:利用序优化算法,对通过IGDT建立的鲁棒模型进行求解。

[0033] 所述步骤1中,低电压综合治理模型构建过程如下:

[0034] 1):构建如式(1)所示目标函数:

$$C^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) = \min \left[ C_I^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_O^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + \right. \\ \left. C_M^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_F^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) + C_D^c(x, y, z, w, \tilde{P}_{L,t}, \tilde{P}_{W,t}) \right] \quad (1)$$

[0036] 式中: $x$ 为线路改造决策变量,当 $x=1$ 时表示更换线路,当 $x=0$ 时表示不更换线路;

[0037]  $y$ 为单组无功补偿电容器的容量决策变量; $z$ 为变压器调压档位决策变量; $w$ 为新建变电站数量决策变量; $\tilde{P}_{L,t}$ 为第 $t$ 年的负荷预测值, $\tilde{P}_{W,t}$ 为第 $t$ 年的风电出力预测值,其均为成本的参数之一,为确定值,需要说明的是,上述指标的参数不止包含 $\tilde{P}_{L,t}$ 和 $\tilde{P}_{W,t}$ ,但为了体现 $\tilde{P}_{L,t}$ 和 $\tilde{P}_{W,t}$ 对模型的影响,故在模型中将其单独体现出来。由于 $\tilde{P}_{L,t}$ 和 $\tilde{P}_{W,t}$ 为确定值,所以此时, $C^c$ 为确定性环境下目标电网的全寿命周期成本; $C_I^c$ 为确定性环境下目标电网的初始投资成本; $C_O^c$ 为确定性环境下目标电网的运行成本; $C_M^c$ 为确定性环境下目标电网的检修维护成本; $C_F^c$ 为确定性环境下目标电网的故障处置成本; $C_D^c$ 为确定性环境下目标电网的退役处置成本。

[0038] 将按年度计算的运行阶段、维护阶段、故障处置阶段以及退役阶段废弃处置的费用折算成现值费用,成本 $C^c$ 的模型可改为如式(2)所示:

$$C^c = C_I^c + \sum_{t=1}^T (C_{O_t}^c + C_{M_t}^c + C_{F_t}^c) \times \frac{1}{PV_{sum}} + C_D^c \times \frac{1}{PV_{sum}} \quad (2)$$

[0040] 其中:

$$PV_{sum} = \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} \quad (3)$$

[0042] 式中: $C_{O_t}^c$ 为确定性环境下运行成本第 $t$ 年的现值; $C_{M_t}^c$ 为确定性环境下检修维护成本第 $t$ 年的现值; $C_{F_t}^c$ 为确定性环境下故障处置成本第 $t$ 年的现值; $C_{D_t}^c$ 为确定性环境下退役处置成本第 $t$ 年的现值; $PV_{sum}$ 为按年度投资成本现值和; $T$ 为规划年限; $r$ 为折现率。

[0043] ①、初始投资成本 $C_I^c$ ;

[0044] 初始投资成本主要为规划年限内线路改造费用、安装无功补偿装置费用、调整变压器分接头费用及新建变电站(包括新建线路)费用总和,其公式如下:

$$C_I^c = \sum_{q \in D_a} A_q x_q + \sum_{h \in D_b} A_h y_h + \sum_{k \in D_c} A_k z_k + \sum_{g \in D_d} A_g w_g \quad (4)$$

[0046] 其中:

$$A_q = p_q L_q \quad (5)$$

[0048] 式中: $D_a$ 为待改造线路的集合; $D_b$ 为待安装无功补偿装置的集合; $D_c$ 为待调压档位

的集合； $D_d$ 为待新建变电站位置集合； $A_q$ 为待改造线路的初始投资成本； $A_h$ 为待安装无功补偿装置的单位容量投资成本； $A_k$ 为调整变压器分接头的单位调档费用； $A_g$ 为待新建变电站的单位初始投资成本（包括新建线路费用）； $p_q$ 为待改造单位长度初始投资成本； $L_q$ 为待改造线路的长度。

[0049]  $x_q$ 表示待改造线路 $q$ 的决策变量，当 $x_q=1$ 时表示更换线路，当 $x_q=0$ 时表示不更换线路； $y_h$ 表示节点 $h$ 单组无功补偿电容器的容量决策变量； $z_k$ 为单位变压器分接头的调压档位决策变量； $w_g$ 为单位新建变电站数量决策变量。

[0050]  $q$ 为待改造线路； $h$ 为单个节点； $k$ 为变压器分接头的单位调档； $g$ 为单位待新建变电站。

[0051] ②、运行成本 $C_O^c$ ；

[0052] 运行成本主要包括系统网络损耗产生的费用，其公式如下：

$$[0053] \quad C_O^c = \sum_{t=1}^T C_{Ot}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \left( \sum_{t=1}^T \frac{P_{LBt} T_{max} \varepsilon}{(1+r)^t} \right) \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (6)$$

[0054] 式中： $P_{LBt}$ 为规划方案实施后系统第 $t$ 年的网损值； $T_{max}$ 为最大负荷利用小时数； $\varepsilon$ 为购电价。 $T$ 为规划年限； $C_{Ot}^c$ 为确定性环境下运行成本第 $t$ 年的现值； $PV_{sum}$ 为按年度投资成本现值和； $r$ 为折现率； $t$ 为第 $t$ 年。

[0055] ③、检修维护成本 $C_M^c$ ；

[0056] 检修维护成本主要来源于设备故障产生的维修费用与维护费用，其公式如下：

$$[0057] \quad C_M^c = \sum_{t=1}^T C_{Mt}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \left[ \sum_{t=1}^T \frac{a_t \cdot C_t^c}{(1+r)^t} \right] \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (7)$$

[0058] 式中： $a_t$ 为第 $t$ 年的检修维护系数。 $C_{Mt}^c$ 为确定性环境下检修维护成本第 $t$ 年的现值； $C_t^c$ 为确定性环境下目标电网的初始投资成本。

[0059] ④、故障处置成本 $C_F^c$ ；

[0060] 故障处置成本包括因设备故障和非计划停电造成的损失。其值等于售电价乘以电量不足期望值，其公式如下：

$$[0061] \quad C_F^c = \sum_{t=1}^T C_{Ft}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \sum_{t=1}^T \frac{EENS_t \cdot \chi}{(1+r)^t} \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (8)$$

[0062] 式中： $EENS_t$ 为第 $t$ 年的缺供电量期望值，采用非序贯蒙特卡罗模拟方法抽样得出； $\chi$ 为售电价。 $C_{Ft}^c$ 为确定性环境下故障处置成本第 $t$ 年的现值。

[0063] ⑤、退役处置成本 $C_D^c$ ；

[0064] 退役处置成本包括设备退役的处置成本和设备的残值收入，其公式如下：

$$[0065] \quad C_D^c = C_{Dt}^c \cdot \frac{1}{PV_{sum}} = \frac{(c-b) \cdot C_t^c}{(1+r)^T} \cdot \frac{1}{PV_{sum}} \quad (9)$$

[0066] 式中： $b$ 为报废资产管理费用占比系数； $c$ 为残值率。

[0067]  $C_{Dt}^c$ 为确定性环境下退役处置成本第 $t$ 年的现值； $b$ 为报废资产管理费用占比系数。

[0068] 2):低电压综合治理模型中的约束条件如下:

[0069] (1) 节点电压约束:

$$[0070] \quad V_{i,\min} \leq V_{i,t}^c \leq V_{i,\max} \quad (10)$$

[0071] 式中:  $V_{i,t}^c$  为确定性环境下节点  $i$  在第  $t$  年的电压幅值;  $V_{i,\max}$  和  $V_{i,\min}$  分别为节点  $i$  的电压上限和下限值; 其中,  $V_{i,t}^c$  由公式 (11) 求解得出。

$$[0072] \quad \begin{cases} P_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \cos \varphi_{ij} + B_{ij} \sin \varphi_{ij}) \\ Q_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \sin \varphi_{ij} - B_{ij} \cos \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (11)$$

[0073] 式中:  $P_{is}^c$  为确定性环境下节点  $i$  注入的有功功率、 $Q_{is}^c$  为确定性环境下节点  $i$  注入的无功功率;  $V_i^c$ 、 $V_j^c$  分别为确定性环境下节点  $i$  和节点  $j$  的电压幅值;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  分别为导纳矩阵的实部和虚部;  $\varphi_{ij}$  为节点  $i$  和节点  $j$  的相角差。

[0074] (2) 风电机组出力限制:

$$[0075] \quad P_{W,t}^{\min} \leq P_{W,t} \leq P_{W,t}^{\max} \quad (12)$$

[0076] 式中:  $P_{W,t}$  为风电机组实际出力,  $P_{W,t}^{\max}$  和  $P_{W,t}^{\min}$  分别为风电机组出力上下限。

[0077] (3) 支路电流约束:

$$[0078] \quad |I_m^c| \leq |I_{m,\max}| \quad (13)$$

[0079] 式中:  $I_m^c$  为确定性环境下流过支路  $m$  的电流;  $I_{m,\max}$  为允许流过支路  $m$  的电流上限值。

[0080] (4) 无功补偿电容器投切容量约束:

$$[0081] \quad y_h^c \leq y_{h,\max} \quad (14)$$

[0082] 式中:  $y_h^c$  为确定性环境下节点  $h$  单组无功补偿容量;  $y_{h,\max}$  为节点  $h$  单组无功补偿的最大容量。

[0083] (5) 有载调压变压器分接头约束:

$$[0084] \quad z_{k,\min} \leq z_k^c \leq z_{k,\max} \quad (15)$$

[0085] 式中:  $z_k^c$  为确定性环境下有载调压变压器分接头的档位;  $z_{k,\max}$  和  $z_{k,\min}$  分别为有载调压变压器分接头上、下限。

[0086] (6) 新建变电站约束:

$$[0087] \quad w_g^c \leq w_{g,\max} \quad (16)$$

[0088] 式中:  $w_g^c$  为确定性环境下新建变电站的数量;  $w_{g,\max}$  为新建变电站数量上限。

[0089] 所述步骤 2 中, 构建的低电压综合治理鲁棒规划模型表述为如下形式:

$$[0090] \quad \begin{cases} \min F = C^u(X, \xi) \\ \text{s.t. } H(X, \xi) = 0 \\ \quad \quad G(X, \xi) \leq 0 \end{cases} \quad (17)$$

[0091] 式中:  $F$  为目标函数;  $C^u$  为不确定性环境下目标电网的全寿命周期成本目标值;  $X$  为决策变量,  $X \in \{x, y, z, w\}$ ;  $\xi$  为不确定参数;  $H$  和  $G$  分别表示等式约束和不等式约束。

[0092]  $x$ 为线路改造决策变量,当 $x=1$ 时表示更换线路,当 $x=0$ 时表示不更换线路; $y$ 为单组无功补偿电容器的容量决策变量; $z$ 为变压器调压档位决策变量; $w$ 为新建变电站数量决策变量。

[0093] 所述步骤3中,配电网中实际的负荷和风电出力根据预测量上下波动,因此,其出力实际值可用信息间隙模型表示:

$$[0094] \quad \begin{cases} P_{L,t} \in \Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t}) \\ \Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t}) = \left\{ P_{L,t} : \left| \frac{P_{L,t} - \tilde{P}_{L,t}}{\tilde{P}_{L,t}} \right| \leq \alpha, \alpha \geq 0 \right\} \end{cases} \quad (18)$$

$$[0095] \quad \begin{cases} P_{W,t} \in \Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t}) \\ \Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t}) = \left\{ P_{W,t} : \left| \frac{P_{W,t} - \tilde{P}_{W,t}}{\tilde{P}_{W,t}} \right| \leq \beta, \beta \geq 0 \right\} \end{cases} \quad (19)$$

[0096] 式中: $\alpha$ 、 $\beta$ 分别表示负荷和风电出力的波动幅度; $P_{L,t}$ 为第 $t$ 年负荷的实际值; $\Gamma(\alpha, \tilde{P}_{L,t})$ 为 $P_{L,t}$ 取值的集合; $P_{W,t}$ 为第 $t$ 年风电出力的实际值; $\Pi(\beta, \tilde{P}_{W,t})$ 为 $P_{W,t}$ 取值的集合。

[0097]  $\tilde{P}_{L,t}$ 为第 $t$ 年的负荷预测值; $\tilde{P}_{W,t}$ 为第 $t$ 年的风电出力预测值。

[0098] 根据式(18)和式(19),负荷实际值 $P_{L,t}$ 和风电实际出力 $P_{W,t}$ 分别表示为:

$$[0099] \quad (1-\alpha)\tilde{P}_{L,t} \leq P_{L,t} \leq (1+\alpha)\tilde{P}_{L,t} \quad (20)$$

$$[0100] \quad (1-\beta)\tilde{P}_{W,t} \leq P_{W,t} \leq (1+\beta)\tilde{P}_{W,t} \quad (21)$$

[0101] 当不考虑不确定性,即 $\alpha=0$ , $\beta=0$ 时,公式(17)为确定型低电压综合治理模型,可得出此时的全寿命周期成本,记为 $C_0$ 。

[0102] 所述步骤4中,IGDT方法通过建立鲁棒模型,求取综合不确定度 $\gamma$ ,表示可能的最大目标值仍处于可接受范围内的不确定性最大波动程度表示在可接受范围内, $\gamma$ 值越大,表示决策方案的鲁棒性越好,对不确定性越不敏感。因此,基于IGDT可建立鲁棒模型如式(22)所示:

$$[0103] \quad \begin{cases} \max \gamma = \alpha + \beta \\ \text{s.t.} \quad \max C^u \leq C_c \\ C_c = (1+\delta)C_0 \\ (1-\alpha)\tilde{P}_{L,t} \leq P_{L,t} \leq (1+\alpha)\tilde{P}_{L,t} \\ (1-\beta)\tilde{P}_{W,t} \leq P_{W,t} \leq (1+\beta)\tilde{P}_{W,t} \end{cases} \quad (22)$$

[0104] 式中: $C_c$ 为预期目标值; $\delta$ 为偏差系数,即预期目标和确定性模型最优解之间的偏差程度,为保证决策方案的鲁棒性,预期成本目标值 $C_c$ 高于 $C_0$ ,因此 $\delta>0$ ,本模型中设置为0.01。

[0105] 鲁棒模型将确定性优化模型转化为目标值不低于 $(1+\delta)C_0$ 的前提下,将不确定参数的波动程度最大化,即求得模型中的决策值 $X$ ,当负荷和风电出力在其范围内任意波动时,保证目标值始终不超过 $C_c$ 。需要说明的是,在计算时可以先寻求最坏场景,然后再对模型进行求解;

[0106] 最坏场景的求解如下：

[0107] 具体步骤为：

[0108] 1) 分别构建风电和负荷的基于非参数核密度估计的概率密度函数；

[0109] 2) 利用拉丁超立方抽样生成随机样本；

[0110] 3) 采用Cholesky分解法将具有相关性的随机样本转换为相互独立的随机样本，并以此为基础确定最坏场景。

[0111] 所述步骤4中，最坏场景的求解具体处理过程如下：

[0112] S4.1: 不确定因素的概率密度函数建模：

[0113] 基于非参数核密度估计方法构建负荷和风电出力的概率密度函数如下式所示：

$$[0114] \quad \phi(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi nl}} \sum_{m=1}^n \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{P_L - P_{Lm}}{l} \right)^2 \right] \quad (23)$$

$$[0115] \quad \phi(P_W) = \frac{1}{\sqrt{2\pi nl}} \sum_{m=1}^n \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{P_W - P_{Wm}}{l} \right)^2 \right] \quad (24)$$

[0116] 式中： $\phi(P_L)$  和  $\phi(P_W)$  分别表示为基于非参数核密度估计的负荷概率密度函数和风电出力概率密度函数； $n$  为样本个数； $P_{Lm}$  为负荷样本中的第  $m$  个样本值； $P_{Wm}$  为风电出力样本中的第  $m$  个样本值； $l$  为带宽。

[0117] S4.2: 拉丁超立方抽样：

[0118] 采用拉丁超立方抽样对随机变量进行采样。设采样规模为  $N$ ， $Y_m = F_m(X_m)$  表示第  $m$  个随机变量  $X_m$  的概率密度函数。其具体抽样过程如下：将区间  $[0, 1]$  平均分为  $N$  等分，选取每个子区间的中间值，通过其反函数得到采样值  $x_{m,i} = F_m^{-1}((i-0.5)/N)$ 。采样完成后，得到其样本矩阵。

[0119] S4.3: 相关系数矩阵的Cholesky分解：

[0120] 利用相关系数矩阵来描述负荷与风电间的相关性，设通过拉丁超立方抽样得到的样本矩阵为  $W = [w_1, w_2, \dots, w_1]^T$ ，其相关系数矩阵为  $C_W$ ：

$$[0121] \quad C_W = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{w12} & \cdots & \rho_{w1l} \\ \rho_{w21} & 1 & \cdots & \rho_{w2l} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{wl1} & \rho_{wl2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

[0122]  $\rho_{w_{ij}}$  表示相关系数矩阵为  $C_W$  中的第  $i$  行第  $j$  列的元素，其具体含义为输入样本变量  $w_i$  和  $w_j$  之间的相关系数，由式 (26) 计算得到。

[0123] 其中：

$$[0124] \quad \rho_{w_{ij}} = \rho(w_i, w_j) = \frac{C_{ov}(w_i, w_j)}{\sigma_{w_i} \sigma_{w_j}} = \frac{C_{ov}(w_j, w_i)}{\sigma_{w_j} \sigma_{w_i}} = \rho_{w_{ji}} \quad (26)$$

[0125] 式中： $\sigma_{w_i}$  和  $\sigma_{w_j}$  分别为输入变量  $w_i$  和  $w_j$  的标准差； $C_{ov}(w_i, w_j)$  为输入变量  $w_i$  和  $w_j$  的协方差。采用Cholesky分解方法对相关系数矩阵进行处理，其公式如下：

$$[0126] \quad C_W = GG^T \quad (27)$$

[0127] 式中： $G$  为下三角矩阵，其中元素可由式 (28) 求得：

$$[0128] \quad \begin{cases} g_{kk} = \left( \rho_{w_{kk}} - \sum_{m=1}^{k-1} g_{km}^2 \right)^{1/2}, k=1,2,\dots,l \\ g_{ik} = \frac{\rho_{w_{ik}} - \sum_{m=1}^{k-1} g_{im} g_{km}}{g_{kk}}, i=k+1, k+2, \dots, l \end{cases} \quad (28)$$

[0129]  $g_{kk}$ 为下三角矩阵G中的对角线元素(第k行第k行的元素),  $\rho_{w_{kk}}$ 为式(25)相关系数矩阵中的对角线元素;  $g_{km}$ 为下三角矩阵G中第k行中除开对角线的元素(第k行第m行的元素);  $g_{ik}$ 为下三角矩阵G中除开对角线元素的所有元素(第i行第k行的元素);  $\rho_{w_{ik}}$ 为式(25)相关系数矩阵中的对角线元素的所有元素;  $g_{im}$ 表示下三角矩阵G中第i行中除开每行最后两元素的其他元素,即从第三行开始(第i行第m行元素)。

[0130] S4.4: 正交转换矩阵的推导:

[0131] 为将具有相关性的输入随机变量矩阵W转换为不相关的随机变量矩阵Y, 设存在正交矩阵B, 有:

$$[0132] \quad Y = BW \quad (29)$$

[0133] 式中:  $Y = [y_1, y_2, \dots, y_n]^T$

[0134] 由于不相关随机变量矩阵Y的相关系数矩阵 $C_Y$ 为单位矩阵I, 因而有:

$$[0135] \quad C_Y = \rho(Y, Y^T) = \rho(BW, W^T B^T) = B \rho(W, W^T) B^T = B C_W B^T = I \quad (30)$$

[0136]  $C_Y$ 为不相关随机变量矩阵Y的相关系数矩阵;  $\rho$ 为相关系数;  $Y^T$ 为不相关随机变量矩阵Y的转置矩阵;  $C_W$ 为具有相关性的输入随机变量矩阵W的相关系数矩阵; I为单位矩阵; B为假设存在的正交矩阵;  $B^T$ 为正交矩阵B的转置矩阵。

[0137] 又由式(27)可得:

$$[0138] \quad C_Y = B C_W B^T = B G G^T B^T = (B G) (B G)^T = I \quad (31)$$

[0139] 进而可推导得出:

$$[0140] \quad B = G^{-1} \quad (32)$$

[0141] 将式(32)代入式(29), 可得:

$$[0142] \quad Y = G^{-1} W \quad (33)$$

[0143] 在具有相关性的输入不确定量W的前提下, 通过正交变换, 可将其变为不相关的独立随机变量Y, 消除了不确定量的相关性, 进而求得最坏场景 $S_{\text{worst}}$ , 即:

$$[0144] \quad S_{\text{worst}} = \{P_L^{\text{worst}}, P_W^{\text{worst}}\} \quad (34)$$

[0145] 式中:  $S_{\text{worst}}$ 为最坏场景集合;  $P_L^{\text{worst}}$ 和 $P_W^{\text{worst}}$ 分别为最坏场景下的负荷实际值和风电出力实际值。

[0146] 则式(22)可改造为:

$$[0147] \quad \begin{cases} \max \quad \gamma = \alpha + \beta \\ \text{s.t.} \quad \max_{\{P_L, P_W\} \in S_{\text{worst}}} C^u \leq C_c \\ C_c = (1 + \delta) C_0 \end{cases} \quad (35)$$

[0148] 回复:  $\gamma$ 为综合不确定度;  $\alpha$ 表示负荷的波动程度;  $\beta$ 表示风电出力的波动幅度;  $P_L$ ,  $P_W$ 分别为负荷值和风电出力值;  $C_c$ 为预期目标值;  $C^u$ 为不确定性环境下目标电网的全寿命周

期成本目标值； $\delta$ 为偏差系数，即预期目标和确定性模型最优解之间的偏差程度；当不考虑不确定性，即 $\alpha=0, \beta=0$ 时，全寿命周期成本记为 $C_0$ ； $S_{\text{worst}}$ 为最坏场景集合。

[0149] 所述步骤5中，基于序优化的模型求解具体步骤如下：

[0150] 步骤5.1、在可行域内随机抽取 $Q$ 个可行解构成表征集合 $\Theta_Q$ ，一般 $Q=1000$ 。在步骤4中的通过IGDT建立的鲁棒模型中，可行解是指同时满足所有约束条件式(10)～式(16)的规划方案。

[0151] 步骤5.2、构造粗糙模型：

[0152] 以式(4)为基础构造粗糙模型，采用粗糙模型对表征集合做出评估后，对 $\Theta_Q$ 集合内所有解从小到大排序以得到OPC (Ordered Performance Curve) 曲线，进而确定OPC的类型；参照图1(a)～图1(e)即可确定优化问题的所属类型。

[0153] 步骤5.3、确定选定集合 $S$ ：根据OPC的类型，参照公式(36)取前 $s$ 个解确定为选定集合 $S$ 。

$$[0154] \quad s(k, g) = e^{Z_0} k^p g^m + \eta \quad (36)$$

[0155] 式中： $s$ 为关于 $k, g$ 的函数； $Z_0, p, m, \eta$ 为回归参数，根据OPC曲线类型确定； $g$ 为观测足够好解个数， $k$ 为 $g$ 中真实足够好解的个数。

[0156] 步骤5.4、精确评估：

[0157] 以式(2)为基础构造精确模型。利用精确模型对选定集合 $S$ 中的所有可行解进行精确评估，并按从小到大进行排序，选取前 $k$ 个解为真实足够好解，并以这 $k$ 个解中最小的解为最优解。

[0158] 实施例：

[0159] 实施例参数设置如下：

[0160] 以图3所示修改的IEEE 33节点配电系统为例进行仿真分析。节点18、22、25、33处各安装有25组可投切并联电容器组，单位容量成本为0.013万元；单向有载调压变压器包含16个(0-15)分接头，步进量为1.25%；新建变电站的待选节点为34、35、36，在节点27加入一个装机容量为100MW的风电场。原始系统的有功网损为234kW，基准电压取12.66kV，基准功率取100MVA，节点电压标幺值上下限设置为0.93~1.07pu。规划年限为10年。

[0161] 目标电网待更换线路可选择LGJ-95/15或LGJ-150/35或LGJ-185/10三种型号导线。为满足供电可靠性，新建变电站需要和就近变电站相连构成中压配电网环网结构。变电站建设费用为50万元。新建线路可选择导线型号LGJ-95/15或LGJ-150/8，可新建线路如表1所示；待更换线路和新建线路参数统计如表2所示。

[0162] 表1可新建线路统计表



新建线路	长度/km	连接节点
L1	1.5	14-34
L2	1.9	15-34
L3	0.8	33-34
L4	2.5	16-35
L5	1.7	17-35
L6	2.3	18-35
L7	1.2	22-36
L8	1.3	25-36

[0163]

[0164] 表2待选线路参数统计表

线路型号	电阻 $R/\Omega$	电抗 $X/\Omega$	单位造价/万元
LGJ-95/15	0.3058	0.397	5.0
LGJ-150/8	0.1989	0.387	8.8
LGJ-150/35	0.1962	0.381	10.2
LGJ-185/10	0.1572	0.379	11.0

[0165]

[0166]

[0167] 目标电网的相关经济参数如表3所示。

[0168] 表3目标电网经济参数表

经济参数	$\varepsilon/\text{元}$	$\chi/\text{元}$	$r$	$T_{\max}/\text{h}$	$b$	$c$
取值	0.45	0.6	0.07	5000	0.04	0.05

[0169]

[0170] 仿真结果如下：

[0171] 1) 确定性环境下的仿真结果：

[0172] 确定性环境下,以第一年各节点的电压幅值为准。对于确定性规划模型(即 $\alpha=0, \beta=0$ )采用序优化算法计算得到的OPC曲线如图4所示,由图1(b)可知,对应的曲线类型为U型。

[0173] 参照OPC曲线的参数对照表,可知 $Z_0, p, m, \eta$ 分别为8.1200、1.0044、-1.3695、9.00,设 $k=1, g=10$ ,则根据公式(36)计算求得 $s=152$ ,在解集S中利用公式(2)对可行解进行排序,求出最优全寿命周期成本为 $C_0=780.1733$ ,当预期成本偏差系数取0.01时,预期成本 $C_c=787.9750$ 。

[0174] 2) 不确定性环境下的仿真结果：

[0175] (1) 随机变量建模：

[0176] 取某地区实际负荷和风电出力的历史数据进行非参数核密度建模,得到其概率密度函数如表4所示：

[0177] 表4各随机变量的概率密度函数表

	随机变量	概率密度函数
[0178]	负荷	$\phi(P_L)_{f=6.357}$
	风电	$\phi(P_W)_{f=4.110}$

[0179] (2) 最坏场景:

[0180] 求出经拉丁超立方抽样得到的负荷和风电出力的样本矩阵及经Cholesky分解消除相关性后的样本矩阵,进而求得最坏场景,考虑相关性和不考虑相关性的最坏场景对比结果如表5所示:

[0181] 表5最坏场景对比表

	负荷	风电
[0182] 不考虑相关性(MW)	63	97
考虑相关性(MW)	58	100

[0183] 由表5可知,最坏场景不会同时出现,需要经过相关性处理之后变成相互独立的不确定变量才能进行最坏场景值的计算。

[0184] (3) 最优方案

[0185] 根据综合考虑负荷波动和风电出力不确定性及其相关性的低电压综合治理方法计算得出的最优方案对应的全寿命周期成本 $C^u=786.0341$ 万元,可以看出 $C^u \leq C_c$ ,即能够保证负荷和风电出力在其范围内任意波动时,决策方案都能保证规划结果在预期目标内,体现了本方法的鲁棒性。最优方案对应的网络拓扑连接方式如图5所示:

[0186] 对比分析如下:

[0187] 为验证本发明的正确性和有效性,设置了以下三种方法:

[0188] 方法一:考虑负荷波动和风电出力的不确定性影响,但不考虑其相关性,只考虑投资成本的低电压综合治理方法;

[0189] 方法二:考虑负荷波动和风电出力的不确定性影响,但不考虑其相关性,同时计及其全寿命周期成本的低电压综合治理方法;

[0190] 方法三:考虑负荷波动和风电出力的不确定性及其相关性,同时计及其全寿命周期成本的低电压综合治理方法,即本发明提出的方法。

[0191] 得到的最优规划方案如表6所示:

[0192] 表6三种方法的最优规划方案

	方法	低电压综合治理措施
[0193]	方法一	调整变压器为 6 档位；3-25 线路更换 LGJ-95/15 型号导线；18 号节点无功补偿；34 号节点新建变电站（新建线路 L3，型号为 LGJ-95/15）。
	方法二	调整变压器为 6 档位；3-25 线路更换 LGJ-95/15 型号导线；18、22 号节点无功补偿；34 号节点新建变电站（新建线路 L1，型号为 LGJ-95/15）。
[0194]	方法三	调整变压器为 6 档位；3-25 线路更换 LGJ-95/15 型号导线；18、22 号节点无功补偿；36 号节点新建变电站（新建线路 L8，型号为 LGJ-150/8）。

[0195] 通过计算，上述三种方法所得全寿命周期成本具体结果如下：

[0196] (1) 考虑全寿命周期成本的有效性验证：

[0197] 为验证低电压综合治理过程中考虑全寿命周期成本的必要性，对比方法一和方法二，如下表7所示：

[0198] 表7方法一和方法二的全寿命周期成本具体结果

	项目成本（万元）	方法一	方法二
	初始投资成本 $C_i$	110.9500	117.7000
	网络损耗成本 $C_o$	648.3311	640.2053
[0199]	检修维护成本 $C_M$	7.7164	8.4409
	故障处置成本 $C_F$	21.1750	21.2177
	退役处置成本 $C_D$	-0.0818	-0.0872
	全寿命周期成本 $C$	790.0907	787.4767

[0200] 由表7分析可知，方法一仅考虑低电压综合治理的投资成本，所以其所得方案仅在 18 号节点进行无功补偿，在距离较短的L3线路采用LGJ-95/15型号的导线新建线路，从而使其初始投资成本相较于方法二减少6.75万元，由于检修维护成本和退役处置成本与初始投资成本正相关，因此方法一所得方案的检修维护成本和退役处置成本比方法二分别减少了 0.7245万元、0.0054万元。但是由于方法二是在充分考虑低电压综合治理的全寿命周期成本的基础上进行规划决策，所以其在22号节点也进行无功补偿，同时选择了L1线路采用LGJ-95/15型号的导线新建线路，从而直接降低了系统的网络损耗，进而使得网络损耗成本（运行成本）相较于方法一减少8.1258万元。方法二所得方案的故障处置成本相比于方法一减少了0.0427万元，其原因是，相比于方法一，方法二选择的低电压综合治理措施使得网络缺供电量减小，从而使故障处置成本降低。

[0201] 从全寿命周期成本来看,方法二比方法一减少了2.614万元,由此可见,如果仅从投资成本角度出发,以初始投资成本最低为目标对低电压综合治理进行决策,虽然可以在一定程度上降低目标电网的初始投资成本,但这是以牺牲目标电网降损效益为代价的。因此,只有在规划过程中综合考虑全寿命周期成本因素,才能保证规划的精细化水平。

[0202] (2) 考虑相关性的有效性验证

[0203] 为验证低电压综合治理过程中考虑相关性的必要性,对比方法二和方法三,如下表8所示:

[0204] 表8方法二和方法三的全寿命周期成本具体结果

项目成本(万元)	方法二	方法三
初始投资成本 $C_i$	117.7000	116.7000
网络损耗成本 $C_o$	640.2053	639.8158
[0205] 检修维护成本 $C_M$	8.4409	8.3726
故障处置成本 $C_F$	21.2177	21.2302
退役处置成本 $C_D$	-0.0872	-0.0845
全寿命周期成本 $C$	787.4767	786.0341

[0206] 由表8分析可知,由于方法三不仅考虑了负荷和风电出力的不确定性,同时也充分计及了负荷和风电之间的概率相关性,有效避免在低电压综合治理过程中负荷和风电不可能同时发生的极端场景,使系统最坏场景下负荷需求减小,风电出力增大,因而选择了距离较短的L8线路新建变电站即可保证系统的鲁棒性,相较于仅考虑不确定性但不考虑相关性的方法二,其初始投资成本减少1万元,从而使得方法三所得方案的检修维护成本和退役处置成本比方法二分别减少0.0683万元、0.0027万元。由于方法三选择了性能更优的LGJ-150/8型号的导线新建线路,使得系统的网络损耗减少,因此,其所得方案的网络损耗成本相较于方法二减少0.3895万元。

[0207] 就全寿命周期成本而言,相较于方法二,本发明提出的方法计算得出的最优方案使得全寿命周期成本降低了1.4426万元。其原因是,如果不考虑负荷和风电出力的相关性,直接取其极大极小值,通过简单的线性叠加求出的最坏场景产生的运行成本偏高,影响了规划方案的经济性。而充分考虑负荷和风电出力之间的相关性,可以在决策过程中提出不可能出现的极端场景,从而使规划方案在保证系统鲁棒性的同时,降低其全寿命周期成本。

[0208] (3) 三种方法的不确定度分析

[0209] 通过计算,三种方法的不确定度如表9所示:

[0210] 表9三种方法的不确定度

	方法一	方法二	方法三
[0211] 不确定度 $\gamma$	0.05005	0.18005	0.30515

[0212] 由表9分析可知,相较于方法一和方法二,本发明方法计算得出的不确定度分别提

升了83.6%和40.9%，这表明考虑全寿命周期成本和相关性的低电压综合治理方法计算得出的决策方案鲁棒性越好，可以抵抗较大的负荷波动和风电出力波动，验证了有效性。

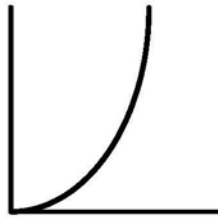


图1 (a)

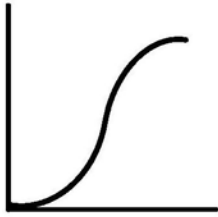


图1 (b)

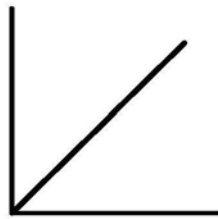


图1 (c)

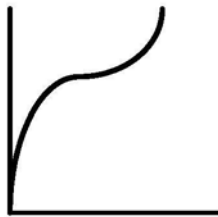


图1 (d)

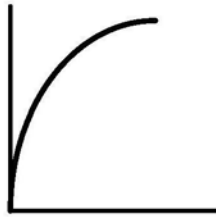


图1 (e)

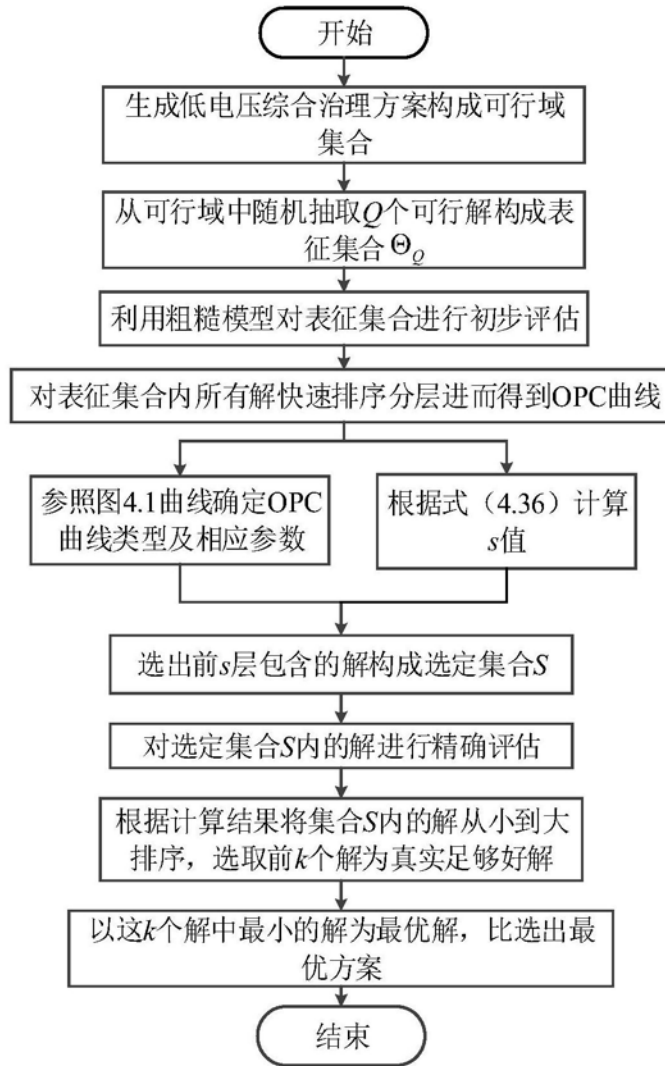


图2

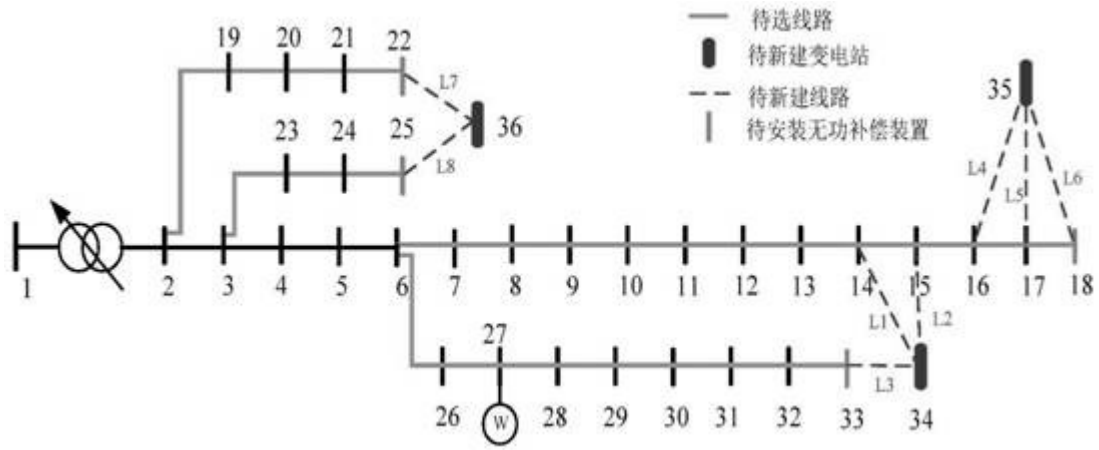


图3

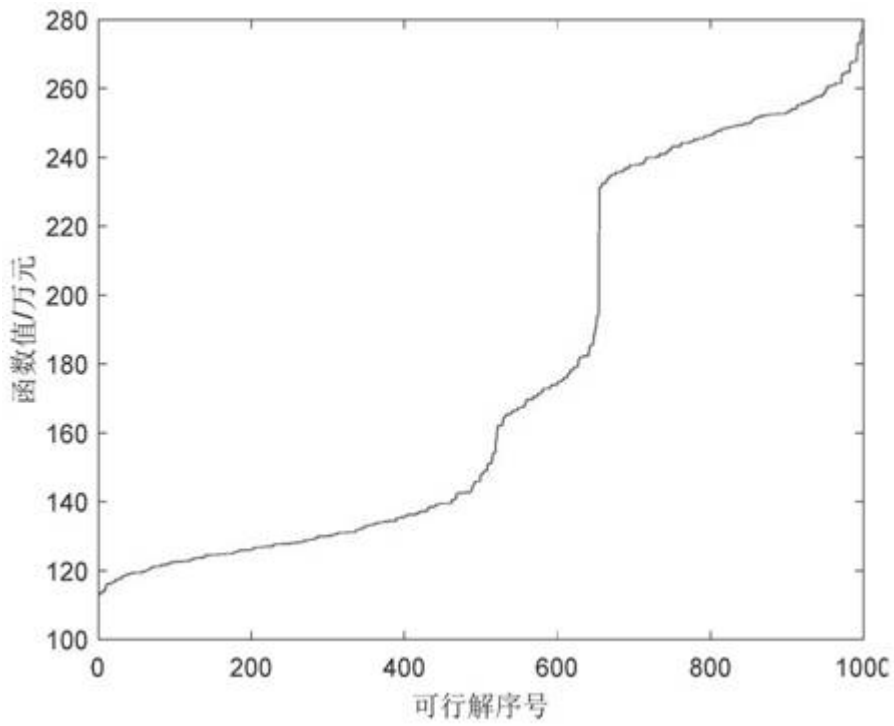


图4



