

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191541

# 考虑不确定性和安全效能成本的配电网低电压综合治理方法

谢 峥, 杨 楠, 刘 钊, 隆舰艇, 贾俊杰

(三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

**摘要:** 随着电力负荷的高速增长, 近年来我国低电压问题日益突出, 研究一种能够保证其综合效益的低电压综合治理策略具有重要的理论和实际意义。针对该问题, 提出了一种基于安全效能成本(Safety Efficiency Cost, SEC)和改进信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGDT)的配电网低电压综合治理方法。首先, 以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为治理措施, 构建了安全效能成本指标的数学表达式。然后, 考虑负荷预测误差的不确定性, 提出一种改进的信息间隙决策理论。以全寿命周期成本最小为目标, 在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 构建基于改进 IGDT 的低电压综合治理双层鲁棒模型。最后提出了一种针对该规划模型的求解算法。仿真结果验证了所提方法的正确性和有效性。

**关键词:** 低电压综合治理; 负荷预测误差; 信息间隙决策理论(IGDT); 安全效能成本(SEC); 双层鲁棒模型

## Low voltage comprehensive management method of a distribution network considering the uncertainty and safety efficiency cost

XIE Zheng, YANG Nan, LIU Zhao, LONG Jianting, JIA Junjie

(College of Electrical Engineering & New Energy, Three Gorges University, Yichang 443002, China)

**Abstract:** With the rapid growth of power load, the problem of low voltage in China has become increasingly prominent in recent years. It is of great theoretical and practical significance to study a low voltage comprehensive control strategy that can ensure its benefits. This paper proposes a low voltage comprehensive control method based on Safety Efficiency Cost (SEC) and improved Information Gap Decision Theory (IGDT). First, taking line transformation, reactive power compensation, transformer voltage regulation and a new substation as the treatment measures, a mathematical expression for a safety efficiency cost index is constructed. Then, considering the uncertainty of load forecasting error, an improved Information Gap Decision Theory (IGDT) is proposed. With the goal of minimizing the life cycle cost and satisfying the expected goal of safety index, voltage deviation index and investment budget limit, a two-layer robust model of low voltage comprehensive management based on improved IGDT is constructed. Finally, an algorithm for solving the programming model is proposed. The simulation results verify the correctness and effectiveness of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51607104).

**Key words:** low voltage comprehensive management; load forecasting error; information gap decision theory (IGDT); safety efficiency cost (SEC); two-layer robust model

## 0 引言

近年来随着经济的发展, 地区工业、农业电力负荷快速增长, 从而使配电网低电压问题愈发凸显<sup>[1]</sup>。以湖北电网为例, 截至 2016 年年底, 湖北仍有 2 万多个低电压台区, 低电压问题十分严重。因此, 面向配电网低电压问题, 研究一种能够保证其

综合效益的低电压综合治理策略具有重要的理论和实际意义。

对于中压配电网低电压治理问题, 目前已有较多研究。文献[2]利用电容器无功补偿和调整变压器分接头作为优化手段对 10 kV 中压配电网进行低电压治理, 以系统线损为目标, 并在目标函数中引入电压分段高斯罚函数约束电压。文献[3]利用分布式电源局部调压能力治理 10 kV 配电网低电压问题, 以节点电压偏离额定电压最小以及降损效果最大为

目标构造决策模型, 并采用粒子群优化算法对模型进行求解。文献[4]以线路改造、无功补偿、变压器调压为低电压治理手段, 以治理方案投资成本最低为目标构造决策模型, 并采用改进蚁群算法对其进行求解。上述文献虽然都建立了基于不同指标的低电压综合治理规划决策模型, 但仍然存在以下两个方面的不足: 第一, 上述文献仅以单一的经济性成本为目标对低电压综合治理方案进行决策。但是随着社会的发展, 除了经济性成本之外, 配电网的安全、效能<sup>[5-7]</sup>等指标也成为电力企业必须要考虑的因素, 在此背景下, 如果仅以单一的经济性成本来指导配电网规划决策将难以保证低电压治理方案的综合效益。第二, 上述文献仅通过确定性的负荷预测来确定规划方案, 采用的是确定性的规划方法。而随着电力负荷的快速增长, 负荷预测误差的不确定性对配电网规划的影响不断增强。这种基于确定性规划方法的配电网低电压治理策略因其无法对不确定因素的影响进行精确评估, 已经难以满足实际需要。

目前电力系统规划问题中处理不确定性的方法较多, 如机会约束<sup>[8-9]</sup>、鲁棒优化<sup>[10-11]</sup>等。机会约束是以精确的概率统计模型为基础, 而在现实中, 不确定因素的精确概率分布往往难以获取。针对该问题, 有研究提出鲁棒优化方法, 该方法不需要随机变量的精确概率分布函数, 而是采用“集合”的形式描述不确定性, 面向最坏场景寻优, 从而保证当不确定参数波动时优化方案的可行性。然而, 由于鲁棒优化方法主要是针对不确定变量的最恶劣场景进行决策, 其解存在一定的保守性。针对此问题, 信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGDT)<sup>[12-16]</sup>是一种较为有效的处理方法, 其能够在保证结果不差于预期目标的情况下, 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。因此, 相比于鲁棒优化方法, IGDT 方法能够保证决策方案具有更好的经济性。IGDT 虽然是处理不确定性优化问题的一种有效手段, 而且其在配电网规划领域已经得到初步应用, 但是对于本文的配电网低电压综合治理问题, 其并不能直接适用。这是由于: 一方面, 现有的 IGDT 方法主要是针对单目标优化问题, 而本文的配电网低电压综合治理模型是一个典型的多目标优化问题; 另一方面, IGDT 方法需要根据决策者的经验选择不同的偏差系数来确定预期目标, 而在本文的配电网低电压综合治理模型中, 其全寿命周期成本是很难通过经验直接确定其预期目标的。

综上所述, 本文结合配电网低电压治理问题的

特点, 提出了一种基于 SEC 和改进 IGDT 的不确定性配电网低电压综合治理方法。首先, 以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为治理措施, 构建了安全效能成本(Safety Efficiency Cost, SEC)指标的数学表达式。然后, 考虑负荷预测误差的不确定性, 研究提出一种改进的信息间隙决策理论, 以全寿命周期成本最小为目标, 在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 构建基于改进 IGDT 的低电压综合治理双层鲁棒模型。最后提出了一种针对本文规划模型的求解算法。

与现有方法相比, 本文不仅实现了安全效能成本的统筹协调, 有效提升了配电网低电压综合治理的精细化水平, 而且还充分计及了负荷预测误差的不确定性, 并在保证低电压综合治理方案鲁棒性的同时, 有效提升了其经济性。基于修改后的 IEEE33 节点配网系统的算例验证了本文方法的正确性和有效性。

## 1 配电网低电压综合治理的安全效能成本模型

### 1.1 目标函数

本文以线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站为决策变量, 构建基于安全效能成本的低电压综合治理模型, 目标函数如式(1)。

$$F = \min \left[ S^c(x, y, z, w; \tilde{P}_{i,t}), -E^c(x, y, z, w; \tilde{P}_{i,t}), C^c(x, y, z, w; \tilde{P}_{i,t}) \right] \quad (1)$$

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;  $\tilde{P}_{i,t}$  为节点  $i$  第  $t$  年的负荷预测值, 其为  $S$ 、 $E$ 、 $C$  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  $\tilde{P}_{i,t}$ , 但本文为了体现  $\tilde{P}_{i,t}$  对模型的影响, 故在模型中将其单独体现出来; 由于  $\tilde{P}_{i,t}$  为确定值, 所以此时,  $S^c$  为确定性环境下的安全指标;  $E^c$  为确定性环境下的效能指标, 负号表示优化方向相反;  $C^c$  为确定性环境下的成本指标。

#### 1) 安全指标 $S^c$

风险费用评估是一种将事故风险换算为经济层面的价值, 从而衡量风险水平的方法<sup>[17]</sup>。而风险水平的高低往往可以反映评估对象的安全性, 电力系统的风险费用可由单位停电损失费用乘以期望缺供电量得出, 其表达式为

$$\begin{cases} S^c = \sum_{t=1}^T EENS_t \cdot d_s \\ EENS_t = \sum_{\zeta \in Z^F} \lambda_{\zeta} \cdot \sum_{i=1}^n L_{i\zeta} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $d_s$  表示单位停电损失, 也称为缺电损失评价率, 其主要结合用户损失函数以及用户类型手动取值<sup>[18]</sup>;  $T$  表示规划年限;  $EENS_t$  表示第  $t$  年系统缺供电量期望值;  $\lambda_{\zeta}$  为系统故障状态  $\zeta$  发生的概率, 采用非序贯蒙特卡罗模拟<sup>[19]</sup>方法抽样得出;  $Z^F$  为系统故障事件集合;  $n$  为系统节点总数;  $L_{i\zeta}$  为目标电网状态  $\zeta$  下节点  $i$  的切负荷量, 由最优负荷削减模型<sup>[20]</sup>确定。

### 2) 效能指标 $E^c$

本文以目标电网的降损指标、电压偏差指标、线路电流指标三部分之和作为效能指标。

$$E^c = E_1^c + E_2^c + E_3^c \quad (3)$$

#### (1) 降损指标 $E_1^c$

低电压综合治理方案实施后, 配网的损耗值会发生变化, 配电网中, 常利用降损指标来衡量其效能, 降损指标的具体计算公式为

$$E_1^c = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{P_{LA_t}^c - P_{LB_t}^c}{P_{LA_t}^c} \quad (4)$$

式中:  $P_{LA_t}^c$  为确定性环境下规划方案实施前系统第  $t$  年网损值;  $P_{LB_t}^c$  为确定性环境下规划方案实施后系统第  $t$  年网损值。

#### (2) 电压偏差指标 $E_2^c$

配电网中, 电压偏差是衡量电能质量的一项基本指标。本文以电压偏差作为效能指标, 其公式为

$$\begin{cases} E_2^c = \frac{1}{nT} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left| \frac{2(V_{i,t}^c - V_{i,0})}{V_{i,\max} - V_{i,\min}} \right| \\ E_2^c = \frac{E'_{2,\max} - E'_2}{E'_{2,\max} - E'_{2,\min}} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $V_{i,t}^c$  为确定性环境下第  $t$  年节点  $i$  的电压幅值;  $V_{i,0}$  为节点  $i$  的基准电压幅值, 通常为 1.0(标么值);  $V_{i,\max}$  和  $V_{i,\min}$  分别为节点  $i$  电压上限和下限值;  $E'_2$  为电压偏差的真实值;  $E_2^c$  为确定性环境下电压偏差的标准化值;  $E'_{2,\max}$  为电压偏差理论上的最大值;  $E'_{2,\min}$  为电压偏差理论上的最小值。

#### (3) 线路电流指标 $E_3^c$

低电压综合治理方案实施后, 可能会减少部分

线路电流, 但也可能会增加线路电流。因此, 需要对配电网线路电流进行评价。一般采用线路热稳定裕度<sup>[21]</sup>进行衡量, 本文将将其作为效能指标, 其公式为

$$\begin{cases} E_3^c = \frac{1}{N_b T} \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^{N_b} \left| \frac{I_{m,t}^c}{I_{m,\max}} \right| \\ E_3^c = \frac{E'_{3,\max} - E'_3}{E'_{3,\max} - E'_{3,\min}} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $I_{m,t}^c$  为确定性环境下第  $t$  年流经支路  $m$  的电流大小;  $I_{m,\max}$  为支路  $m$  允许的最大电流;  $N_b$  为支路总数;  $E'_3$  为线路电流的真实值;  $E'_{3,\max}$  为线路电流理论上的最大值;  $E'_{3,\min}$  为线路电流理论上的最小值。

### 3) 成本指标 $C^c$

本文以全寿命周期成本(Life Cycle Costs, LCC)作为成本指标, 包括初始投资成本、运行成本、检修维护成本、故障成本和退役处置成本, 其公式为

$$C^c = C_1^c + C_0^c + C_M^c + C_F^c + C_D^c \quad (7)$$

式中:  $C^c$  为确定性环境下的全寿命周期成本;  $C_1^c$  为确定性环境下的初始投资成本;  $C_0^c$  为确定性环境下的运行成本;  $C_M^c$  为确定性环境下的检修维护成本;  $C_F^c$  为确定性环境下的故障成本;  $C_D^c$  为确定性环境下的退役处置成本。

初始投资成本是一次性成本, 考虑到资金的时间价值, 运行成本、维护成本、故障成本、退役处置成本需要进行折算处理。

#### (1) 初始投资成本 $C_1^c$

对于本文的低电压综合治理, 初始投资成本主要为线路改造费用、安装无功补偿装置费用、调整变压器分接头的费用及新建变电站(包括新建线路)费用之和, 其公式为

$$C_1^c = \sum_{q \in D_a} A_q x_q + \sum_{h \in D_b} A_h y_h + \sum_{k \in D_c} A_k z_k + \sum_{g \in D_d} A_g w_g \quad (8)$$

其中

$$A_q = p_q L_q \quad (9)$$

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);  $p_q$  为待改造线路  $q$  单位长度初始投资成本;  $L_q$  为待改造线路  $q$  的长度。

(2) 运行成本  $C_0^c$ 

运行成本主要考虑对配电网进行低电压综合治理后系统运行过程中的网络损耗成本, 其公式为

$$C_0^c = \sum_{t=1}^T C_{Ot}^c \cdot \mu = \left( \sum_{t=1}^T \frac{P_{LBt}^c T_{\max} \beta}{(1+\gamma)^t} \right) \cdot \mu \quad (10)$$

其中

$$\mu = \frac{\gamma(1+\gamma)^T}{(1+\gamma)^T - 1} \quad (11)$$

式中:  $C_{Ot}^c$  为确定性环境下运行成本第  $t$  年的现值;  $T_{\max}$  为最大负荷利用小时数;  $\beta$  为购电价;  $\mu$  为等年值系数;  $\gamma$  为折现率。

(3) 检修维护成本  $C_M^c$ 

检修维护成本与新增设备数量密切相关, 可按设备一次投资总额比例测算, 其公式为

$$C_M^c = \sum_{t=1}^T C_{Mt}^c \cdot \mu = \left[ \sum_{t=1}^T \frac{a_t \cdot C_t^c}{(1+\gamma)^t} \right] \cdot \mu \quad (12)$$

式中:  $C_{Mt}^c$  为确定性环境下检修维护成本第  $t$  年的现值;  $a_t$  为第  $t$  年的检修维护系数。

(4) 故障成本  $C_F^c$ 

配电网发生故障后, 受故障隔离情况影响, 可能带来负荷停电。本文考虑故障状态下的缺电成本为故障成本, 由运行场景下预想事故发生时的电量不足期望值求得, 其公式为

$$C_F^c = \sum_{t=1}^T C_{Ft}^c \cdot \mu = \sum_{t=1}^T \frac{EENS_t \cdot \chi}{(1+\gamma)^t} \cdot \mu \quad (13)$$

式中:  $C_{Ft}^c$  为确定性环境下故障成本第  $t$  年的现值;  $\chi$  为售电价。

(5) 退役处置成本  $C_D^c$ 

设备寿命到期报废后, 其本身仍具有残余价值。退役处置成本主要包括报废资产残值回收收入和报废处置管理费用, 其公式为

$$C_D^c = C_{Dt}^c \cdot \mu = \frac{(c-b) \cdot C_t^c}{(1+\gamma)^t} \cdot \mu \quad (14)$$

式中:  $C_{Dt}^c$  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;  $c$  为残值率。

## 1.2 约束条件

## (1) 节点电压约束

$$V_{i,\min} \leq V_{i,t}^c \leq V_{i,\max} \quad (15)$$

式中:  $V_{i,\max}$  和  $V_{i,\min}$  分别为节点  $i$  的电压上限和下限值; 其中,  $V_{i,t}^c$  由式(16)求解得出。

$$\begin{cases} P_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \cos \varphi_{ij} + B_{ij} \sin \varphi_{ij}) \\ Q_{is}^c = V_i^c \sum_{j \in i} V_j^c (G_{ij} \sin \varphi_{ij} - B_{ij} \cos \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $P_{is}^c$ 、 $Q_{is}^c$  分别为确定性环境下节点  $i$  的注入有功功率和注入无功功率;  $V_i^c$ 、 $V_j^c$  分别为确定性环境下节点  $i$ 、 $j$  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) 支路电流约束

$$|I_m^c| \leq |I_{m,\max}| \quad (17)$$

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。

## (3) 无功补偿电容器投切容量约束

$$y_h^c \leq y_{h,\max} \quad (18)$$

式中:  $y_h^c$  为确定性环境下节点  $h$  单组无功补偿电容器容量;  $y_{h,\max}$  为节点  $h$  单组无功补偿电容器容量的上限值。

## (4) 有载调压变压器分接头约束

$$z_{k,\min} \leq z_k^c \leq z_{k,\max} \quad (19)$$

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。

## (5) 新建变电站约束

$$w_g^c \leq w_{g,\max} \quad (20)$$

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。

## 2 不确定因素的处理

## 2.1 负荷预测误差不确定性模型

在配电网中, 实际负荷  $P_{i,t}$  可用式(21)表示。

$$\{P_{i,t} : P_{i,t} = \tilde{P}_{i,t} + \theta = D_{i,t} (1+\rho)^t + \theta\} \quad (21)$$

式中:  $P_{i,t}$  表示第  $t$  年节点  $i$  的实际负荷值;  $\theta$  为负荷预测误差值, 是一个随机量;  $D_{i,t}$  表示第  $t$  年节点  $i$  的负荷基准值;  $\rho$  为规划年限内年均负荷增长率。

受负荷预测误差不确定性的影响, 配电网中实际负荷是一个在预测负荷值附近波动的随机量, 本文采用信息间隙模型来表示, 定义负荷预测误差  $\theta$  为

$$U(\alpha; \tilde{P}_{i,t}) = \{\theta : -\alpha \tilde{P}_{i,t} \leq \theta \leq \alpha \tilde{P}_{i,t}\} \quad (22)$$

式中,  $U(\alpha; \tilde{P}_{i,t})$  为  $\theta$  取值的集合, 表示负荷预测误差的波动区间, 由负荷预测值及  $\alpha$  决定,  $\alpha$  为不确

定参数的波动幅度,  $\alpha \geq 0$ 。

## 2.2 面向配电网低电压综合治理的改进双层 IGDT 鲁棒模型

对于难以获取不确定因素的精确概率分布函数的问题, IGDT 方法可以从非概率的角度, 构建已知和未知之间差异的信息间隙模型, 给出具有鲁棒性的决策方案。

一个确定性优化模型可采用式(23)形式表达。

$$\begin{cases} \min F^c = f^c(x; \xi) \\ \text{s.t. } H(x; \xi) = 0 \\ G(x; \xi) \leq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $F^c$  为确定性环境下优化模型的目标函数;  $x$  为决策变量;  $\xi$  为输入参数;  $H$  和  $G$  分别表示等式约束和不等式约束。

假设输入参数  $\xi$  取预测值  $\xi^c$  时, 优化模型求得的最优解为  $f_0$ 。当参数  $\xi$  存在不确定性时, 不确定性参数会影响系统结果。为了保证优化效果, 决策者根据经验设定一个最低预期目标  $f_c$ , 如式(24)。

$$f_c = (1 + \delta) f_0 \quad (24)$$

式中,  $\delta$  为偏差因子, 即预期目标和确定性环境下模型最优解之间的偏差程度。

将原优化模型(23)的优化目标转变为在保证可接受的预设目标值的前提下, 最大化参数  $\xi$  的不利扰动, 从而将式(23)改造为

$$\begin{cases} \max \alpha \\ \text{s.t. } \max_{\xi \in U(\alpha, \xi^c)} f^u(x; \xi) \leq f_c \\ f_c = (1 + \delta) f_0 \\ H(x; \xi) = 0 \\ G(x; \xi) \leq 0 \end{cases} \quad (25)$$

式中,  $f^u$  为不确定性环境下式(25)的目标函数。

在这种模型下求得决策解  $x$ , 可以保证在参数  $\xi$  的随机波动过程中, 其目标值不差于  $f_c$ 。

由式(23)、式(24)可知, 现有的 IGDT 方法主要是针对单目标优化问题, 而本文的配电网低电压综合治理模型是一个典型的多目标优化问题; 而且, IGDT 方法需要根据决策者的经验选择不同的偏差系数来确定预期目标, 而在本文的配电网低电压综合治理模型中, 其全寿命周期成本是很难通过经验直接确定其预期目标的。

但是, 进一步研究发现, 从工程角度而言, 对于本文配电网低电压综合治理模型的另外两个优化目标, 其是有着明确的最低预期目标要求的。例如,

对于安全指标  $S$  和电压偏差指标  $E_2$ , 根据《配电网规划设计技术导则》以及文献[22], 对 10 kV 中压线路安全水平的要求为: 对于停电范围在 2~12 MW 的组负荷应在 3 h 内恢复供电; 三相供电电压允许偏差为额定电压的  $\pm 7\%$ 。这种明确的限值要求与 IGDT 的核心思想不谋而合。同时, 考虑到在低电压综合治理的过程中其核心思想是要求在保证安全、效能指标且满足投资预算限制的前提下, 尽可能地降低电网全寿命周期成本。因此, 本文提出了一种面向配电网低电压综合治理的改进双层 IGDT 鲁棒模型, 模型框架如图 1 所示。首先, 求解下层优化模型, 即可得到不确定变量的最大不确定度, 并将优化结果传递给上层优化模型; 然后, 求解以全寿命周期成本最小为目标的上层优化模型, 并得到最优的低电压综合治理方案。

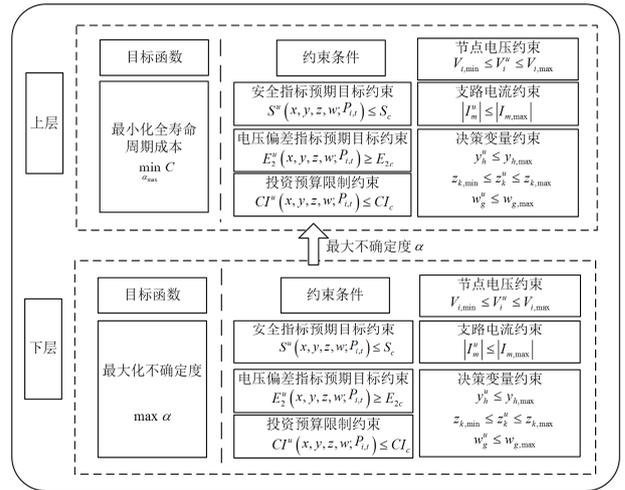


图 1 配电网低电压综合治理的双层模型框架

Fig. 1 Two-layer model framework for low voltage comprehensive control of distribution network

本文改进双层 IGDT 鲁棒模型的具体形式如下。

### (1) 下层优化模型

根据前述改进 IGDT 方法, 设定最低预期目标  $S_c$ 、 $E_{2c}$ , 投资预算为  $CI_c$ , 则将原优化模型(1)的目标函数转变为新优化模型的约束条件如式(26)所示。

$$\begin{cases} S^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq S_c \\ E_2^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \geq E_{2c} \\ CI^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq CI_c \end{cases} \quad (26)$$

式中: 由于  $P_{i,t}$  是一个随机参数, 所以此时  $S^u$  为不确定性环境下的安全指标;  $E_2^u$  为不确定性环境下的电压偏差指标;  $CI^u$  为不确定性环境下的投资成本指标;  $S_c$  为安全指标的最低预期目标, 本文以平均

停电时间为 180 min 时计算得到的安全指标作为最低预期目标<sup>[23]</sup>;  $E_{2c}$  为电压偏差指标的最低预期目标, 本文以节点电压限值为额定电压的  $\pm 7\%$  时计算得到的电压偏差指标值作为最低预期目标;  $CI_c$  为投资预算, 本文以确定性环境下计算所得最优解对应的初始投资成本作为投资预算。

下层优化模型是在满足决策目标不差于预设目标的前提下, 求解最大不确定性程度  $\alpha$ , 建立如式 (27) 的 IGDT 鲁棒模型。

$$\max \alpha \quad (27)$$

综上, 下层优化模型的优化目标可转变为在保证可接受的安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的前提下, 最大化参数的不利扰动, 除需要满足节点电压约束、支路电流约束、决策变量约束外, 还需要满足安全指标预期目标约束、电压偏差指标预期目标约束以及投资预算约束。即

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \alpha \\ \text{s.t. } S^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq S_c \\ E_2^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \geq E_{2c} \\ CI^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq CI_c \\ V_{i,\min} \leq V_{i,t}^u \leq V_{i,\max} \\ |I_m^u| \leq |I_{m,\max}| \\ y_h^u \leq y_{h,\max} \\ z_{k,\min} \leq z_k^u \leq z_{k,\max} \\ w_g^u \leq w_{g,\max} \end{array} \right. \quad (28)$$

其中,  $V_{i,t}^u$  由公式(29)求解得出。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{is}^u = V_i^u \sum_{j \in i} V_j^u (G_{ij} \cos \varphi_{ij} + B_{ij} \sin \varphi_{ij}) \\ Q_{is}^u = V_i^u \sum_{j \in i} V_j^u (G_{ij} \sin \varphi_{ij} - B_{ij} \cos \varphi_{ij}) \end{array} \right. \quad (29)$$

式中:  $V_{i,t}^u$  为不确定性环境下第  $t$  年节点  $i$  的电压幅值;  $P_{is}^u$ 、 $Q_{is}^u$  分别为不确定性环境下节点  $i$  的注入有功功率和注入无功功率;  $V_i^u$ 、 $V_j^u$  分别为不确定性环境下节点  $i$ 、 $j$  的电压幅值;  $I_m^u$  为不确定性环境下流过支路  $m$  的电流;  $y_h^u$  为不确定性环境下节点  $h$  单组无功补偿容量;  $z_k^u$  为不确定性环境下有载调压变压器分接头的档位;  $w_g^u$  为不确定性环境下新建变电站的数量。

## (2) 上层优化模型

上层模型针对下层模型确定的最大不确定性,

求取全寿命周期成本最小的低电压综合治理方案。需要满足的约束有节点电压约束、支路电流约束、决策变量约束、安全指标预期目标约束、电压偏差指标预期目标约束以及投资预算约束。即

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\alpha_{\max}} C^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \\ \text{s.t. } S^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq S_c \\ E_2^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \geq E_{2c} \\ CI^u(x, y, z, w; P_{i,t}) \leq CI_c \\ V_{i,\min} \leq V_{i,t}^u \leq V_{i,\max} \\ |I_m^u| \leq |I_{m,\max}| \\ y_h^u \leq y_{h,\max} \\ z_{k,\min} \leq z_k^u \leq z_{k,\max} \\ w_g^u \leq w_{g,\max} \end{array} \right. \quad (30)$$

式中,  $C^u$  为不确定性环境下的全寿命周期成本。

## 3 求解方法

本文构建的基于 SEC 的低电压综合治理模型是一个双层优化模型。对于下层优化模型, 本文利用式(28)对  $\alpha$  可能的取值进行遍历, 筛选出满足约束条件的最大不确定性  $\alpha$ , 然后将最大的  $\alpha$  传递给上层规划模型, 最后采用序优化算法对上层规划模型进行求解。其求解流程图如图 2 所示。

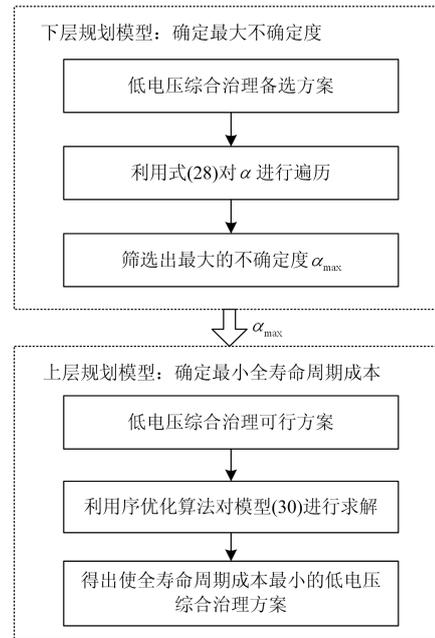


图 2 双层规划模型的求解流程图

Fig. 2 Solution flow chart of bilevel programming model

序优化(Ordinal Optimization, OO)算法是一种求解复杂优化问题的有效方法,能够在目标函数复杂、计算量大的情况下以足够高的概率求出足够好的解<sup>[24-27]</sup>。因此,针对本文的上层优化模型,利用序优化算法进行求解。求解步骤如下。

步骤一:在可行域内随机抽取  $N$  (一般  $N = 1000$ ) 个可行解构成表征集合  $\Theta_N$ 。在本文模型中,可行解是指同时满足所有约束条件(即式(15)一式(20))的规划方案。

步骤二:构造粗糙模型。采用粗糙模型对表征集合  $\Theta_N$  做初步评估。

本文以式(8)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  $\Theta_N$  集合内所有解从小到大排序以得到 OPC(Ordered Performance Curve, OPC)曲线,进而确定 OPC 曲线的类型<sup>[24]</sup>;参照图 3 曲线即可确定优化问题的所属类型。

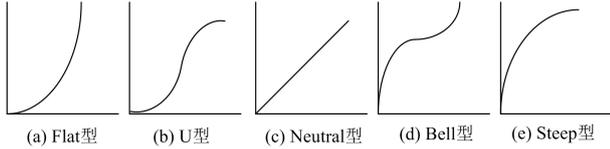


图 3 OPC 曲线  
Fig. 3 OPC curve

步骤三:确定选定集合  $W$ 。根据 OPC 曲线的类型,参照公式(31)选取前  $s$  个解作为选定集合  $W$ 。

$$s(k, g) = e^{Z_0} k^p g^m + \eta \quad (31)$$

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<sup>[24]</sup>;  $g$  为观测足够好解个数;  $k$  为  $g$  个观测足够好解中真实足够好解的个数。

步骤四:精确评估。利用精确模型对选定集合  $W$  中的所有可行解进行精确评估,并从小到大排序,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。本文以式(30)为基础构造精确模型。

## 4 算例分析

### 4.1 系统参数

本文以如图 4 所示修改的 IEEE 33 节点配电系统为例进行仿真分析,配电网详细数据见附表 1 和附表 2。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。原始系统的有功网损为 477.2 kW,基准电压取 12.66 kV,基准功率取 100 MVA,节点电压标幺值上下限设置为 0.95~1.05 p.u.。缺电损失评价率  $d_s$  取 0.09,规划年限为 10 年。

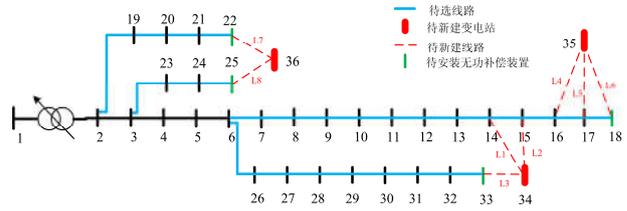


图 4 IEEE 33 节点配电系统

Fig. 4 IEEE 33 node power distribution system

目标电网待更换线路可选择 LGJ-150/35 或 LGJ-185/10 或 LGJ-95/15 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。

表 1 可新建线路统计表

Table 1 New line statistics table

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

待更换线路和新建线路参数统计如表 2 所示。

表 2 待选线路参数统计表

Table 2 Statistics table of line parameters to be selected

线路型号	电阻 $R/\Omega$	电抗 $X/\Omega$	单位造价/万元
LGJ-95/15	0.305 8	0.397	5.0
LGJ-150/8	0.198 9	0.387	8.8
LGJ-150/35	0.196 2	0.381	10.2
LGJ-185/10	0.157 2	0.379	11.0

本文目标电网的相关经济参数参考文献[7]取值,如表 3 所示。

表 3 目标电网经济参数

Table 3 Target grid economic parameters

经济参数	$\beta$ /元	$\chi$ /元	$\gamma$	$T_{\max}$ /h	$b$	$c$
取值	0.45	0.6	0.07	5 000	0.04	0.05

本文在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 求取全寿命周期成本最小的规划方案。通过计算, 安全指标的预期目标为  $S_c = 48.1150$ , 电压偏差指标的预期目标为  $E_{2c} = 0.6631$ , 投资预算限制为  $CI_c = 238.77$ 。

#### 4.2 仿真结果

在极端情况下, 若电网负荷预测误差呈现完全无波动的情况, 则可将 IGD 方法中的  $\alpha$  设置为 0, 由此求得低电压综合治理策略与确定性模型一致。在电网负荷预测误差呈现波动的情况下, 考虑当安全指标的预期目标为  $S_c = 48.1150$ , 电压偏差指标的预期目标为  $E_{2c} = 0.6631$ , 投资预算限制为  $CI_c = 238.77$ , 利用公式(28)对  $\alpha$  可能的取值进行遍历, 筛选出满足约束条件的最大不确定度  $\alpha$ , 然后将最大的  $\alpha$  传递给上层规划模型, 最后采用序优化算法对上层规划模型进行求解。

由下层规划模型得到的  $\alpha_{max} = 0.144$ 。采用序优化方法对上层规划模型求解的过程如下。

本文采用序优化算法得到的 OPC 曲线如图 5 所示。

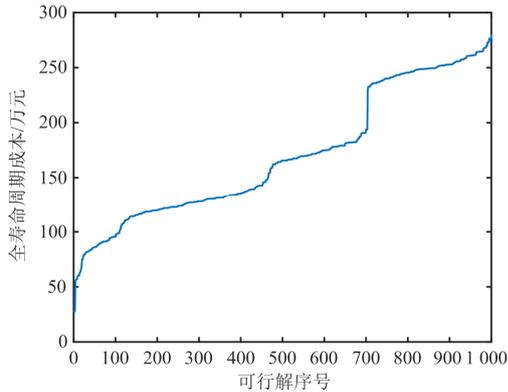


图 5 序优化算法得到的 OPC 曲线

Fig. 5 OPC curve obtained by order optimization algorithm

由图 5 可知, 利用序优化算法得到的 OPC 曲线为 Bell 型, 参照文献[24]中不同 OPC 曲线的参数对照表, 可知  $Z_0$ 、 $p$ 、 $m$ 、 $\eta$  分别为 8.199 8、1.916 4、-2.025 0、10.00。令  $k=1$ 、 $g=10$ , 从而根据式(31)求得  $s=45$ , 构成选定集合  $W$ 。

在集合  $W$  中利用公式(7)对可行解进行排序, 求出最优的全寿命周期成本以及对应的低电压综合治理方案。最优的全寿命周期成本为  $C^u = 728.017$ , 最优方案对应的安全指标为  $S^u = 46.184$ , 电压偏差指标为  $E_2^u = 0.741$ , 初始投资成本指标为  $CI^u = 134.450$ , 可见  $S^u < S_c$ ,  $E_2^u > E_{2c}$ ,  $CI^u < CI_c$ , 即采用本文方法能保证计算结果在预期目标内, 体

现了本文方法的鲁棒性。对应的低电压综合治理方案的网络拓扑连接方式如图 6 所示。

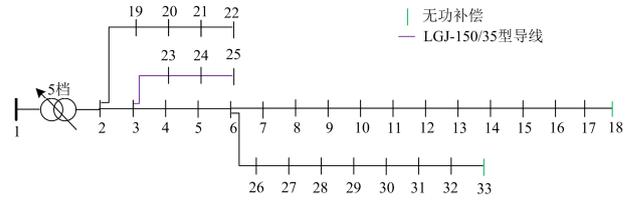


图 6 考虑不确定性的最优网络拓扑图

Fig. 6 Optimal network topology considering uncertainty

#### 4.3 对比分析

为验证本文方法的有效性, 对比如下三种方法。

方法一: 以全寿命周期成本指标最小为目标, 考虑线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站四种治理措施的不确定性规划方法;

方法二: 根据文献[6]提出的基于安全性及费用效能比的 SEC 归一化综合决策方法, 以 SEC 归一化指标最小为目标, 考虑线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站四种治理措施的确定性规划方法;

方法三: 以全寿命周期成本最小为目标, 在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 考虑线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站四种治理措施的不确定性规划方法, 即本文方法。

三种方法得到的最优规划方案如表 4 所示。

表 4 三种方法的最优规划方案

Table 4 Optimal planning scheme of the three methods

方法	低电压综合治理措施
方法一	调整变压器为 6 档位; 18、22、25、33 号节点无功补偿。 调整变压器为 6 档位; 6-18 线路更换 LGJ-95/15 型号
方法二	导线; 22 号节点无功补偿; 34 号节点新建变电站 (新建线路 L2、L3, 型号为 LGJ-150/8)。
方法三	调整变压器为 5 档位; 3-25 线路更换 LGJ-150/35 型号 导线; 18、33 号节点无功补偿。

##### (1) 考虑安全效能成本的有效性验证

为验证低电压综合治理过程中考虑安全效能成本的必要性, 对比方法一和方法三, 具体计算结果如表 5 所示。

由表 5 分析可知, 虽然方法一所得方案的初始投资成本比方法三减少 103.450 万元, 但由于方法三在规划过程中充分考虑 SEC 综合效益, 采用了更为合理的变压器调压方式和线路改造方式, 提高了目标电网的降损指标、电压偏差指标和线路电流指标, 因此其效能指标比方法一更优。安全指标方面,

表 5 方法一和方法三的计算结果对比表  
Table 5 Comparison table of calculation results of method 1 and method 3

方法	$S$ /万元	$E_1$	$E_2$	$E_3$	$E$	$C_1$ /万元
一	47.286	0.298	0.720	0.957	1.975	31.000
三	46.184	0.444	0.741	0.958	2.143	134.450
方法	$C_0$ /万元	$C_M$ /万元	$C_F$ /万元	$C_D$ /万元	$C$ /万元	SEC 值
一	733.840	2.118	22.816	-0.022	789.752	18 908.5
三	562.194	9.185	22.285	-0.097	728.017	15 689.6

由于方法三是在充分考虑 SEC 综合效益的基础上进行规划决策,所以其在 3-25 线路更换 LGJ-150/35 型号导线,从而减小了缺供电量,使得目标电网安全性更高。成本指标方面,方法三所得方案的全寿命周期成本比方法一减少 61.735 万元,其中检修维护成本和退役处置成本比方法一分别增加 7.067 万元、0.075 万元,其主要原因是方法一所得方案的初始投资成本比方法三小。而方法三所得方案的运行成本相比于方法一减少 171.646 万元,其主要原因是方法三充分考虑 SEC 的综合效益,所得规划方案采用了更为合理的低电压综合治理措施,使得整体电网的网络损耗大大降低。方法三所得方案的故障成本比方法一减少 0.531 万元,其主要原因是方法三充分考虑 SEC 综合效益,其缺供电量小于方法一。

从 SEC 归一化指标来看,方法三优于方法一,其主要原因是方法三在低电压综合治理过程中充分考虑 SEC 综合效益,使其安全指标与效能指标均优于方法一。由此可见,如果仅从成本的角度进行配电网规划决策,虽然在一定程度上可以减少规划的投资费用,但这是以牺牲一定安全和效能为代价的。

### (2) 考虑不确定性的有效性验证

为验证低电压综合治理过程中考虑不确定性的必要性,对比方法二和方法三,具体计算结果如表 6 所示。

表 6 方法二和方法三的计算结果对比表  
Table 6 Comparison table of calculation results of method 2 and method 3

方法	$S$ /万元	$E_1$	$E_2$	$E_3$	$E$	$C_1$ /万元
二	47.154	0.166	0.647	0.954	1.767	238.770
三	46.184	0.444	0.741	0.958	2.143	134.450
方法	$C_0$ /万元	$C_M$ /万元	$C_F$ /万元	$C_D$ /万元	$C$ /万元	SEC 值
二	872.551	16.312	22.753	-0.173	1 150.213	30 694.5
三	562.194	9.185	22.285	-0.097	728.017	15 689.6

由表 6 分析可知,效能指标方面,方法三的效能指标值比方法二大 0.376,其原因是,方法二在规划过程中没有考虑负荷预测误差的不确定性,因此配网在后期运行中,负荷预测误差的随机波动会造成电网的网络损耗、电压偏差以及线路电流均增大,从而使目标电网的整体效能降低。而方法三在考虑安全效能成本的规划模型中充分计及了负荷预测误差的不确定性,保证了电压偏差指标在预期目标内,提高了配电网在负荷预测误差波动情形下的整体效能指标。成本方面,方法三的全寿命周期成本相比于方法二减少 422.196 万元,其中初始投资成本比方法二减少 104.320 万元,检修维护成本比方法二减少 7.127 万元,退役处置成本比方法二减少 0.076 万元,其主要原因是方法二采用了新建变电站的治理措施,增加了投资成本;方法三的运行成本相比于方法二减少 310.357 万元,其主要原因是方法三在规划过程中为了应对负荷预测误差不确定性的扰动,选择了性能更好的导线进行线路改造,同时采用了更为合理的无功补偿方式和变压器调压方式,从而降低了系统的网络损耗。方法三的故障成本比方法二减少 0.468 万元,其主要原因是方法三考虑了负荷预测误差不确定性,保证了规划方案的安全指标在其预期目标内,使其缺供电量小于方法二。

从 SEC 归一化指标来看,方法三优于方法二,其原因是方法三在规划过程中充分考虑了负荷预测误差不确定性,使负荷在其范围内任意波动时,规划方案的安全指标、电压偏差指标以及投资预算均在预期目标内,从而使目标电网的综合效益更优,体现了本文方法的有效性。

### (3) 本文方法与鲁棒优化方法的对比

为进一步验证本文方法的有效性,对本文方法及鲁棒优化方法的实际决策效果进行对比分析。

分别对本文提出的改进 IGDT 方法和计及负荷波动的极端场景(即负荷的最大波动范围)的鲁棒优化方法进行求解,两种方法得到的规划方案如表 7 所示。

表 7 两种方法的最优规划方案

Table 7 Optimal planning scheme of the two methods	
方法	低电压综合治理措施
鲁棒优化	调整变压器为 6 档位; 18、22、25 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)。
本文方法	调整变压器为 5 档位; 3-25 线路更换 LGJ-150/35 型号导线; 18、33 号节点无功补偿。

两种方法的具体计算结果列于表 8。

表 8 本文方法和鲁棒优化方法的结果对比表  
Table 8 Comparison table of the results of the proposed method and the robust optimization method

方法	$S$ /万元	$E_1$	$E_2$	$E_3$	$E$	$C_1$ /万元
鲁棒优化	47.237	0.356	0.701	0.956	2.013	81.750
本文方法	46.184	0.444	0.741	0.958	2.143	134.450

方法	$C_0$ /万元	$C_M$ /万元	$C_F$ /万元	$C_D$ /万元	$C$ /万元	SEC 值
鲁棒优化	776.432	5.585	24.551	-0.059	888.259	20 843.9
本文方法	562.194	9.185	22.285	-0.097	728.017	15 689.6

由表 8 可以看出, 相比于鲁棒优化方法, 本文所提出的基于改进 IGDT 双层鲁棒模型的低电压综合治理规划方法在实际负荷出现波动时可以保证配电网具有良好的经济性。具体表现如下: 成本指标方面, 本文方法所得方案的全寿命周期成本比鲁棒优化方法减少 160.242 万元, 其中初始投资成本比鲁棒优化方法增加 52.700 万元, 其原因是本文方法是求取满足投资预算限制的规划方案, 保证目标在预期范围内, 因而采用了效果更佳的低电压综合治理措施, 使其初始投资成本较鲁棒优化方法大, 进而使得本文方法所得方案的检修维护成本和退役处置成本比鲁棒优化方法分别增加 3.600 万元、0.038 万元。本文方法的运行成本相比于鲁棒优化方法减少 214.238 万元, 其主要原因是本文方法所得方案采用了更为合理的变压器调压方式和线路改造方式, 从而降低了系统的网络损耗; 本文方法所得方案的故障成本相比于鲁棒优化方法减少 2.266 万元, 其主要原因是本文方法在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 求取全寿命周期成本最小的规划方案, 而鲁棒优化方法是在最恶劣场景下寻优, 具有保守性, 因此本文方法计算所得方案的缺供电量小于鲁棒优化方法。由此可见, 本文方法相比于鲁棒优化方法具有更好的经济性。

## 附录

附表 1 线路数据

Attached Table 1 Line data

起点	终点	电阻标幺	电抗标幺	支路长	允许最大容量/MVA
1	2	0.058	0.029	1.2	10
2	3	0.308	0.157	1.1	10
3	4	0.228	0.116	1.0	10
4	5	0.238	0.121	1.3	10
5	6	0.511	0.441	1.1	10

安全指标方面, 本文方法的安全指标比鲁棒优化方法减少 1.053 万元, 其原因是本文方法求得的缺供电量小于鲁棒优化方法。

效能指标方面, 由于本文方法选择了更为合理的变压器调压方式和线路改造方式, 从而使得本文方法的效能指标值相比于鲁棒优化方法增加 0.130。

就 SEC 归一化指标而言, 本文方法所得方案优于鲁棒优化方法, 其主要原因是本文方法在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 求取全寿命周期成本最小的规划方案, 相比于具有保守性的鲁棒优化方法, 能够保证规划结果在可接受的范围内, 从而使综合效益更优。

由以上两种方法的对比分析可知, 本文方法相比于鲁棒优化方法具有更好的经济性, 且所得方案的综合效益更优, 体现了本文方法的有效性。

## 5 结论

本文将线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站作为治理措施纳入到配电网低电压综合治理之中, 构建基于 SEC 的低电压综合治理数学表达式; 然后考虑负荷预测误差的不确定性, 构建基于 IGDT 理论的低电压综合治理改进双层鲁棒模型; 最后采用针对本文规划模型的算法进行求解。基于修改后的 IEEE33 节点配网系统的仿真结果表明:

(1) 本文将线路改造、无功补偿、变压器调压以及新建变电站作为决策变量纳入到配电网低电压综合治理规划体系之中, 构建基于 SEC 的低电压综合治理数学表达式, 实现了安全效能成本的统筹协调, 有效提升了配电网规划的精细化水平。

(2) 本文考虑负荷预测误差的不确定性, 构建基于 IGDT 理论的配电网低电压综合治理改进双层鲁棒模型。在满足安全指标和电压偏差指标的预期目标以及投资预算限制的情况下, 求取全寿命周期成本最小的规划方案, 相比于鲁棒优化方法具有更好的经济性, 而且能够保证综合效益更优, 体现了本文方法的有效性。

续附表 1

起点	终点	电阻标么	电抗标么	支路长	允许最大容量/MVA
6	7	0.117	0.386	1.2	10
7	8	0.444	0.147	1.1	10
8	9	0.643	0.462	1.1	10
9	10	0.651	0.462	1.0	10
10	11	0.123	0.041	0.9	10
11	12	0.234	0.077	0.7	10
12	13	0.916	0.721	0.8	10
13	14	0.338	0.445	1.2	10
14	15	0.369	0.328	1.3	10
15	16	0.466	0.340	1.1	10
16	17	0.804	1.074	2.8	10
17	18	0.457	0.358	1.0	15
2	19	1.080	1.060	1.0	10
19	20	1.268	1.245	1.0	10
20	21	1.234	1.166	1.0	10
21	22	1.078	1.054	1.0	10
3	23	1.060	0.781	1.2	10
23	24	1.202	1.132	1.3	10
24	25	1.031	0.679	1.0	10
6	26	0.127	0.065	1.2	10
26	27	0.177	0.090	0.8	15
27	28	0.661	0.583	1.3	10
28	29	0.502	0.437	0.5	10
29	30	0.317	0.161	1.4	10
30	31	0.608	0.601	1.3	10
31	32	0.194	0.226	0.4	10
32	33	0.213	0.331	1.3	10

附表 2 节点负荷数据

Attached Table 2 Node load data

节点编号	有功	无功	节点编号	有功	无功
1	0.000	0.000	18	0.10	0.09
2	0.10	0.06	19	0.20	0.16
3	0.05	0.04	20	0.21	0.18
4	0.06	0.02	21	0.18	0.14
5	0.06	0.03	22	0.73	0.69
6	0.06	0.02	23	0.60	0.58
7	0.04	0.02	24	0.60	0.58
8	0.05	0.02	25	0.60	0.58
9	0.03	0.01	26	0.06	0.025
10	0.02	0.01	27	0.06	0.025
11	0.02	0.01	28	0.06	0.02
12	0.02	0.01	29	0.16	0.15
13	0.01	0.009	30	0.03	0.02
14	0.02	0.01	31	0.10	0.07
15	0.01	0.008	32	0.25	0.15
16	0.06	0.05	33	0.30	0.19
17	0.10	0.08			

## 参考文献

- [1] 徐玉琴, 刘杨, 谢庆. 基于全寿命周期成本的配电网无功规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 30-36.  
XU Yuqin, LIU Yang, XIE Qing. Research on reactive power planning of distribution network based on life cycle cost[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 30-36.
- [2] 刘明忠, 洪扬, 刘佳钰, 等. 基于 Open DSS 的配电网低电压问题治理优化策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(7): 64-72.  
LIU Mingzhong, HONG Yang, LIU Jiayu, et al. Researches on the optimization strategy for low voltage management in three phase power distribution networks based on open DSS[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(7): 64-72.
- [3] 孟晓芳, 王俊, 王英男, 等. 计及分布式电源局部调压能力的 10 kV 配电网低电压治理方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 65-72.  
MENG Xiaofang, WANG Jun, WANG Yingnan, et al. Low-voltage control method for 10 kV distribution network considering distributed generation capability of local voltage regulation[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 65-72.
- [4] 王文彬, 伍小生, 陈霖, 等. 基于改进型蚁群算法的配电网低电压治理自动规划研究[J]. 武汉大学学报: 工学版, 2018, 51(9): 831-836.  
WANG Wenbin, WU Xiaosheng, CHEN Lin, et al. Research on automatic planning of low voltage management in distribution network based on improved ant colony algorithm[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2018, 51(9): 831-836.
- [5] 祝锦舟, 张焰, 梁文举, 等. 面向规划的电网全寿命周期安全效能成本评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(23): 6768-6779.  
ZHU Jinzhou, ZHANG Yan, LIANG Wenju, et al. Life cycle safety efficiency cost evaluation method for power network planning[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(23): 6768-6779.
- [6] 郑旭, 丁坚勇, 朱天瞳, 等. 基于 SEC 综合评价体系的输电网规划决策方法[J]. 电力科学与技术学报, 2017, 32(2): 54-61.  
ZHENG Xu, DING Jianyong, ZHU Tiantong, et al. Research on transmission network planning decision method based on SEC comprehensive evaluation system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2017, 32(2): 54-61.
- [7] 鄢晶, 杨东俊, 郑旭, 等. 基于模糊化 SEC 综合指标体系的电网规划经济性评估方法[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(11): 51-58.  
YAN Jing, YANG Dongjun, ZHENG Xu, et al. Economic evaluation method of power grid planning based on the SEC comprehensive index system[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(11): 51-58.
- [8] 杨楠, 黎索亚, 李宏圣, 等. 考虑负荷预测误差不确定性的配电网中压线路差异化规划方法研究[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1907-1919.  
YANG Nan, LI Suoya, LI Hongsheng, et al. Differential planning method of medium voltage lines of distribution network considering the load forecasting error uncertainty[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1907-1919.
- [9] 裴陈伟, 吴建虎, 裴喜平. 基于机会约束规划的农村配电网光伏电源极限准入容量计算方法[J]. 可再生能源, 2019, 37(8): 1185-1191.  
PEI Chenwei, WU Jianhu, PEI Xiping. Calculation method of limit access capacity of photovoltaic source on the basis of chance-constrained programming in rural distribution network[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(8): 1185-1191.
- [10] 孙兴鲁, 董萍, 王雅平, 等. 高渗透光伏接入下基于近似值函数的主动配电网鲁棒优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 62-69.  
SUN Xinglu, DONG Ping, WANG Yaping, et al. Robust optimization of active distribution network with high-penetration photovoltaic access based on approximated value function[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 62-69.
- [11] 温俊强, 曾博, 张建华. 配电网中分布式风电可调鲁棒优化规划[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 227-233.  
WEN Junqiang, ZENG Bo, ZHANG Jianhua. Adjustable robust optimization for distributed wind power planning in distribution network[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 227-233.
- [12] SHAFIEE S, ZAREIPOUR H, KNIGHT A M, et al. Risk-constrained bidding and offering strategy for a merchant compressed air energy storage plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 946-957.
- [13] 李昀昊, 王建学, 曹晓宇, 等. 面向风电场-储能-输电网联合规划的机会约束 IGDT 模型[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3715-3724.  
LI Yunhao, WANG Jianxue, CAO Xiaoyu, et al. A chance-constrained IGDT model for joint planning of wind farm, energy storage and transmission[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3715-3724.

- [14] 陈珂宁, 吴文传, 张伯明, 等. 基于 IGDT 的有源配电网鲁棒恢复决策方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(19): 3057-3062.  
CHEN Kening, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A robust restoration method for active distribution network based on IGDT[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3057-3062.
- [15] 马欢, 刘玉田. 基于 IGDT 鲁棒模型的风电爬坡事件协调调度决策[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4580-4589.  
MA Huan, LIU Yutian. IGDT robust model-based coordinated scheduling strategy for wind power ramp events[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4580-4589.
- [16] NOJAVAN S, FEYZI M R, ZARE K. Optimal bidding strategy of generation station in power market using information gap decision theory (IGDT)[J]. Electric Power Systems Research, 2013, 96(3): 56-63.
- [17] LI W, BILLINTON R. Common cause outage models in power system reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 966-968.
- [18] 周莉梅, 范明天. 城市电网用户停电损失估算及评价方法研究[J]. 中国电力, 2006, 39(7): 70-73.  
ZHOU Limei, FAN Mingtian. Research on customer outage cost assessment and its evaluation method in urban electric power network[J]. Electric Power, 2006, 39(7): 70-73.
- [19] 黄伟, 陈雪, 林怀德, 等. 考虑光伏不确定性的配电网负荷特性概率评估[J]. 广东电力, 2018, 31(6): 84-90.  
HUANG Wei, CHEN Xue, LIN Huaide, et al. Evaluation on load characteristic probability of power distribution network considering photovoltaic uncertainty[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(6): 84-90.
- [20] 蒋群, 任惠, 陈远. 基于模拟法下 EENS 值的系统可靠性裕度分析[J]. 电网与清洁能源, 2011, 27(5): 22-25.  
JIANG Qun, REN Hui, CHEN Yuan. Reliability margin analysis of power system based on simulation approach of EENS value[J]. Power System and Clean Energy, 2011, 27(5): 22-25.
- [21] SINGH D, SINGH D, VERMA K S. Multiobjective optimization for DG planning with load models[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 427-436.
- [22] HUANG Junhui, GE Shaoyun, HAN Jun, et al. A diagnostic method for distribution networks based on power supply safety standards[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 63-70. DOI: 10.1186/s41601-016-0020-2.
- [23] 董雷, 李佳. 考虑时变因素的配电系统可靠性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(12): 6-10.  
DONG Lei, LI Jia. Reliability analysis of distribution system considering time-varying factors[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(12): 6-10.
- [24] LAU T W E, HO Y C. Universal alignment probabilities and subset selection for ordinal optimization[J]. Journal of Optimization Theory and Applications, 1997, 93(3): 455-489.
- [25] 邵传军, 崔晓青, 于光远, 等. 基于序优化方法的主动配电网调度优化决策[J]. 电力建设, 2016, 37(11): 95-100.  
SHAO Chuanjun, CUI Xiaoqing, YU Guangyuan, et al. Dispatching optimization decision-making of active distribution network based on ordinal optimization theory[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(11): 95-100.
- [26] 杨楠, 崔家展, 周峥, 等. 基于模糊序优化的风功率概率模型非参数核密度估计方法[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 335-340.  
YANG Nan, CUI Jiazhan, ZHOU Zheng, et al. Research on nonparametric kernel density estimation for modeling of wind power probability characteristics based on fuzzy ordinal optimization[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 335-340.
- [27] 杨楠, 王璇, 周峥, 等. 基于改进约束序优化方法的带安全约束的不确定性机组组合问题研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 109-117.  
YANG Nan, WANG Xuan, ZHOU Zheng, et al. Research on uncertain unit commitment problem with security constraints based on improved constraint ordinal optimization method[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 109-117.

收稿日期: 2019-12-13; 修回日期: 2019-02-23

作者简介:

谢 峥(1993—), 男, 硕士, 研究方向为电力系统规划和运行; E-mail: 570208274@qq.com

杨 楠(1987—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制、电力系统规划、机组组合、主动配电网; E-mail: ynyyayy@ctgu.edu.cn

刘 钊(1994—), 男, 硕士, 研究方向为电力系统规划和运行。E-mail: 2213309014@qq.com

(编辑 魏小丽)