

考虑区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法

肖 白¹, 郭 蓓², 季 帅³, 施永刚⁴, 焦明曦², 王 猷², 孙德强⁴

(1. 东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012;

2. 国网吉林省电力有限公司 长春供电公司, 吉林 长春 130021;

3. 国网吉林省电力有限公司 四平供电公司, 吉林 四平 136000;

4. 国网吉林省电力有限公司 通化供电公司, 吉林 通化 134001)

摘要:针对农网改造工程普遍未考虑乡镇区域配电网之间的差异和乡镇区域负荷波动大的问题,引入机会约束规划理论,提出了一种计及负荷不确定性的考虑区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法。首先,采用非参数核密度估计方法建立负荷的不确定性模型;然后,考虑到各乡镇区域配电网的风险承受能力差异,结合乡镇区域配电网的特点建立风险承受能力评价指标体系,并采用组合赋权法进行评估;最后,建立线路升级选型的机会约束规划模型,基于得到的评估结果差异化选取模型的置信水平,以确定线路升级的型号。实例分析表明,所提方法能够提升规划工作的精细化水平,在一定程度上实现区域配电网的风险承受能力和投资成本的相互协调,从而增强网架规划方案的适应性。

关键词:配电网;网架规划;组合赋权法;风险评估;机会约束规划

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202002005

0 引言

目前,我国部分农村配电网仍存在因多种原因导致的线路末端电压严重偏低的问题,升级改造电压等级为10 kV的农村配电线路是解决该问题的一项重要措施^[1]。农村配电网具有供电范围广、负荷波动大^[2]、各乡镇区域配电网的风险承受能力差别较大^[3]等特点。因此,结合农村配电网特点的10 kV网架规划方法具有重要的研究价值。

在10 kV配电网网架规划研究领域,研究学者已取得了较多成果。在满足各种运行约束条件下,文献[4-7]建立了年投资和运行总成本最小的网架规划模型,以优化线路的路径。针对负荷点众多的大规模配电网,文献[8]首先根据负荷预测结果选定线路型号,然后对负荷点聚类分区,再优化各负荷点分区的主网架和联络线的路径。但上述文献均是在确定负荷预测值的条件下优化线路的型号和路径,对于负荷波动较大的乡镇区域配电网,采用这种确定性规划方法获得的网架方案的适应性较差,且投资成本较高。

不确定性规划方法因能有效计及不确定性因素对规划方案的影响而得到了广泛的应用。基于概率模型^[9]、模糊理论^[10]、多场景分析^[10-11]和区间理论^[12]的不确定性规划方法都要求严格满足模型的不等式约束,可能会导致投资大幅增加,方案的经济性较差^[13]。机会约束规划允许在一定的置信水平条件下出现不满足约束的情况,能兼顾规划方案的经济性和安全风险,避免不必要的过度投资。文献[14]充分考虑到分布式电源出力的随机性和负荷预测值的不确定性,引入机会约束规划理论,建立了分布式电源选址定容和网架路径优化的多目标规划模型,通过将节点电压约束和支路功率约束转化为机会约束,显著提高了规划方案的经济性和可靠性。但上述文献没有考虑到区域配电网之间的差异,对机会约束的置信水平统一取值,采用相同的标准对不同区域的配电网进行规划改造,投资成本虽低于确定性规划方法,但方案的经济性有待进一步提高,并且现有研究中将机会约束规划理论应用于线路优化选型的还相对较少。

因此,本文针对农网改造工程普遍未考虑乡镇区域配电网之间的差异和乡镇区域负荷的不确定性,引入机会约束规划理论,提出一种计及负荷不确定性的考虑区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法,用于线路升级选型,以进一步提高方案的经济性。首先,采用非参数核密度估计方法建立不确定性下的负荷预测误差的概率模型;然后,建立区域配电网的风险承受能力评价指标体系,并采用组合赋权法进行评估;最后,根据各乡镇区域配电网的

收稿日期:2019-04-19;修回日期:2019-12-10

基金项目:吉林省产业创新专项基金资助项目(2019C058-7);吉林省自然科学基金资助项目(20170101120JC);吉林省教育厅科技项目(JJKH20180442KJ)

Project supported by the Industrial Innovation Foundation of Jilin Province(2019C058-7), the Natural Science Foundation of Jilin Province(20170101120JC) and the Science and Technology Project of Education Bureau of Jilin Province(JJKH20180442KJ)

风险承受能力评估结果差异化选取网架规划模型中机会约束的置信水平,确定线路的升级选型方案,从而在一定程度上实现区域配电网的风险承受能力和投资成本的相互协调,进而实现农网改造的投资精益化。

1 负荷的不确定性建模

由于乡镇区域配电网负荷变化的不确定性,影响负荷的多种因素和负荷预测方法存在的不确定性等,使得负荷预测误差存在一定的不确定性。研究表明^[15]长期的负荷预测误差近似服从正态分布,因此本文选择高斯函数作为核函数,采用非参数核密度估计方法建立负荷预测误差的概率模型。

$$G(L_{err}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{L_{err}^2}{2}\right) \quad (1)$$

$$\phi(L_{err}) = \frac{1}{nl} \sum_{i=1}^n G\left(\frac{L_{err} - L_{err,i}}{l}\right) \quad (2)$$

其中, $G(\cdot)$ 为高斯核函数; L_{err} 为负荷的随机预测误差; $\phi(\cdot)$ 为负荷预测误差的概率密度函数; n 为负荷预测误差的样本个数; $L_{err,i}$ 为第*i*个负荷预测误差样本值; l 为非参数核密度估计模型的带宽参数。

将式(1)代入式(2)得到变形后的负荷预测误差的概率密度函数,见式(3)。

$$\phi(L_{err}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} nl} \sum_{i=1}^n \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{L_{err} - L_{err,i}}{l}\right)^2\right] \quad (3)$$

2 基于组合赋权法的区域配电网风险承受能力评估

考虑到各乡镇区域配电网的风险承受能力差异对线路升级选型方案的影响,结合乡镇区域配电网的特点,以农网改造的实际需求为基础,建立区域配电网的风险承受能力评价指标体系,并采用基于层次分析法和熵权法的组合赋权法进行评估,根据评估结果的横向比较差异化确定模型中机会约束的置信水平,以更好地指导各乡镇区域配电线路的升级选型工作,实现农网改造工程的投資精益化。

2.1 区域配电网风险承受能力评价指标体系的建立

考虑到乡镇区域配电网的特点及获取现场数据的可行性,本文建立了如图1所示的风险承受能力评价指标体系,从负荷供应能力、网架结构水平和配电网运行水平三方面对乡镇区域配电网的风险承受能力进行评估。

2.1.1 负荷供应能力

区域配电网的负荷供应能力是指在满足各种技术经济约束条件下能够保证供电的最大负荷,且在考虑负荷不确定性的情况下,其数值越大,区域配

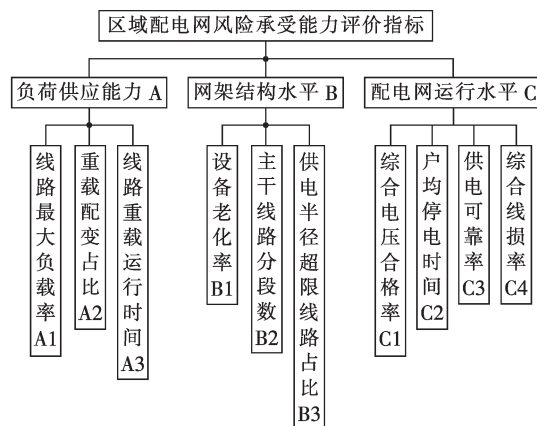


图1 区域配电网的风险承受能力评价指标体系

Fig.1 Evaluation index system of risk bearing capacity for regional distribution network

网满足负荷需求的概率越大,承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越强。

线路最大负载率、重载配变占比和线路重载运行时间均能不同程度地反映区域配电网的负荷供应能力。线路最大负载率越高,重载配变占比越大,线路重载运行时间越长,负荷波动变化时可用的供电裕度越小,且设备重载时线路末端更易出现电压偏低的情况,在考虑负荷不确定性的情况下该区域配电网的负荷供应能力越弱,其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越差。因此本文采用线路最大负载率、重载配变占比和线路重载运行时间等指标来衡量区域配电网的负荷供应能力。

2.1.2 网架结构水平

网架起着输送电能的关键作用,是区域配电网向用户安全可靠供电的重要保障。区域配电网的网架结构水平越高,其在正常或故障情况下承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越强。

10 kV 配电线路大多为户外运行,在自然环境和重载运行的影响下设备的老化速度加快,近年来,区域配电网因设备老化而发生故障停电的次数显著增加,降低了其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力。此外,乡镇区域配电网大多为辐射形结构,线路发生故障后无法通过联络线转供本线路的负荷,如果对线路合理分段就能通过负荷开关的配合操作有效缩小故障时的停电范围,恢复上层无故障部分的供电,提高区域配电网的风险承受能力。线路的供电半径过长不仅增大了故障概率,还增加了线路损耗导致末端电压偏低,降低了区域配电网承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力。因此本文采用设备老化率、主干线路分段数和供电半径超限线路占比等指标来衡量区域配电网的网架结构水平。

2.1.3 配电网运行水平

综合电压合格率、户均停电时间、供电可靠性和

综合线损率等指标都在一定程度上反映出区域配电网的整体运行状况,各项指标越好,该区域配电网承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越强。

综合电压合格率反映了区域配电网的供电电压质量,当其低于国家电网公司相关规定时,其值越小则该区域配电网承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越弱。当区域配电网的网架结构相同时,若在某段观测时间内户均停电时间越短,则其对负荷的不确定性的适应能力越强,其风险承受能力越强。区域配电网的供电可靠性越高,表明其网架规划方案越合理,其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越强。综合线损率反映了区域配电网运行的经济性,也在一定程度上反映出该区域配电网的负荷分配情况和网架规划方案的合理性,综合线损率越高则表明该区域配电网运行的经济性越差,负荷分配和网架规划方案越不合理,其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越弱。因此,本文采用综合电压合格率、户均停电时间、供电可靠性和综合线损率等指标来衡量区域配电网的运行水平。

2.2 基于组合赋权法的指标权重计算

考虑到指标主观权重的主观性,以及指标客观权重无法反映出实际问题中该指标的重要程度的问题,为使区域配电网的风险承受能力评估结果更加合理可信,本文将层次分析法和熵权法相结合,采用组合赋权法来确定各指标的综合权重。

2.2.1 指标的主观权重计算

采用层次分析法计算指标的主观权重^[16],由9级标度扩展法^[1]形成指标之间的相对重要性程度判断矩阵。

对于一级指标,区域配电网的负荷供应能力是衡量配电网规划与改造工作成效的重要标准之一,最大限度地保证负荷的安全可靠供电也是配电网的核心目标,因此该指标为最重要的一级指标;网架是区域配电网的关键组成部分,是向用户输送电能的重要桥梁,网架结构水平的高低是评价区域配电网规划方案是否合理的重要依据,也应高度重视;配电网运行水平体现了系统运行的安全性和经济性,直观反映了网架规划方案的合理性和区域配电网的风险承受能力强弱,其重要性程度最低。即一级指标的相对重要性排序为负荷供应能力>网架结构水平>配电网运行水平,据此形成基于9级标度扩展法的一级指标判断矩阵 A_1 。

线路最大负载率、重载配变占比和线路重载运行时间对系统的供电可靠性、电压合格率和综合线损率等都有一定影响,二级指标的相对重要性排序

为:线路最大负载率>重载配变占比=线路重载运行时间>设备老化率>主干线路分段数>供电半径超限线路占比>综合电压合格率>户均停电时间=供电可靠率>综合线损率,据此形成基于9级标度扩展法的二级指标判断矩阵 A_2 。

2.2.2 指标的客观权重计算

采用熵权法计算指标的客观权重^[16],以充分考虑指标的实际值对区域配电网风险承受能力的

2.2.3 指标的综合权重计算

采用组合赋权法时,由式(4)计算指标的综合权重。

$$\mu_j = \frac{\omega_j v_j}{\sum_{j=1}^k \omega_j v_j} \quad (4)$$

其中, μ_j 为第 j 个指标的综合权重; ω_j 和 v_j 分别为第 j 个指标的主观权重和客观权重; k 为指标数。

2.3 区域配电网的风险承受能力评估

本文通过将各指标的综合权重与其无量纲化后的值相结合的方法对各乡镇区域配电网的风险承受能力进行综合评估,如式(5)所示。且评估值越大,表明该区域配电网承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力越强。

$$Z_m = \sum_{j=1}^k s_{mj} \mu_j \quad (5)$$

其中, Z_m 为第 m 个乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果; s_{mj} 为第 m 个乡镇区域配电网的第 j 个指标无量纲化后的值。

根据文献[17]给出的置信水平的合理范围,结合各乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果,差异化选取网架规划模型中机会约束的置信水平,并满足所有置信水平均不小于80%的要求。风险承受能力评估值越大的乡镇区域,对负荷的不确定性的适应能力越强,能承受较大的运行风险,其置信水平反而越小,线路升级选型时所需的负荷裕度也较小。

3 网架的机会约束规划模型

网架规划过程中考虑不确定性因素时,若仍按照传统的确定性规划方法来处理约束条件,可能得出较为保守的投资较高的规划方案。因此,本文考虑到负荷预测误差的不确定性,基于机会约束规划理论,以线路的升级总成本最小为目标,建立网架的机会约束规划模型进行线路升级选型。

3.1 目标函数

模型的目标函数为线路升级选型的总成本最小,如式(6)所示。

$$\min F_{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{line}}} x_i C_{\text{line},i} l_i \quad (6)$$

其中, F_{inv} 为线路升级选型的总投资成本; x_i 为线路 i 是否升级的决策变量, 升级时其取值为1, 否则取值为0; $C_{\text{line},i}$ 为线路 i 升级时的材料成本和安装成本之和, 材料成本通常由线路的型号决定; l_i 为线路 i 的长度; N_{line} 为升级线路的总条数。

3.2 约束条件

3.2.1 支路功率机会约束

为提高网架规划方案承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力, 基于机会约束规划理论, 将确定性支路功率约束描述为机会约束, 使支路功率满足约束的概率不小于某一置信水平, 如式(7)所示。

$$\Pr\{0 \leq P_i^T \leq P_{i,\max}\} \geq \alpha_{mP} \quad (7)$$

其中, P_i^T 为线路 i 在规划年限为 T 时的有功预测值, 由式(8)计算得到; $P_{i,\max}$ 为线路 i 所允许通过的最大有功; α_{mP} 为第 m 个乡镇区域配电网的支路功率机会约束的置信水平, 其由风险承受能力评估结果确定。

$$P_i^T = P_{iB} [(1+r_i)^T + L_{\text{err}}] \quad (8)$$

其中, P_{iB} 为线路 i 在基准年的有功负荷; r_i 为线路 i 的负荷年均增长率。

将式(8)代入式(7)后得到式(9), 进一步变形后得到式(10)。

$$\Pr\{P_{iB} [(1+r_i)^T + L_{\text{err}}] \leq P_{i,\max}\} \geq \alpha_{mP} \quad (9)$$

$$\Pr\left\{L_{\text{err}} \leq \frac{P_{i,\max}}{P_{iB}} - (1+r_i)^T\right\} \geq \alpha_{mP} \quad (10)$$

根据文献[18], 将式(10)转化为其确定性的等价形式, 如式(11)所示, 得到 $P_{i,\max}$ 的取值范围, 并以此为依据确定线路升级后的型号。

$$P_{i,\max} \geq P_{iB} [\Phi^{-1}(\alpha_{mP}) + (1+r_i)^T] \quad (11)$$

其中, $\Phi^{-1}(\cdot)$ 为负荷预测误差的概率分布函数 $\Phi(\cdot)$ 的逆函数, 即 $\Phi^{-1}(\alpha_{mP})$ 为置信水平 α_{mP} 所对应的负荷预测误差。

3.2.2 节点电压约束

$$U_{j,\min} \leq U_j \leq U_{j,\max} \quad (12)$$

其中, $U_{j,\max}$ 、 $U_{j,\min}$ 分别为节点 j 允许的电压上、下限值, 导则[19]中规定 10 kV 及以下供电电压的允许偏差为 $\pm 7\%$, 则 $U_{j,\min} = 9.3$ kV, $U_{j,\max} = 10.7$ kV。

3.3 规划的总体流程

综上所述, 采用本文方法进行线路升级选型的总体流程如附录中图 A1 所示, 以下为主要步骤。

(1) 建立负荷预测误差的不确定性模型。由非参数核密度估计方法得到基准年负荷预测误差历史样本数据的概率密度函数 $\phi(L_{\text{err}})$ 和概率分布函数 $\Phi(L_{\text{err}})$ 。

(2) 进行区域配电网的风险承受能力评估。结

合乡镇区域配电网的特点建立风险承受能力评价指标体系, 并采用组合赋权法评估各乡镇区域配电网的风险承受能力。

(3) 确定线路的升级选型方案。建立网架的机会约束规划模型, 根据步骤(2)中各乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果确定机会约束的置信水平 α_{mP} , 再由步骤(1)中负荷预测误差的概率分布函数求得相应的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{mP})$, 用于计算不同规划年限下各线路的负荷预测值, 由式(11)确定线路升级后的型号, 枚举得到多个待选的线路升级选型方案。

(4) 建模仿真。分别对不同规划年限下各乡镇区域配电线路的待选升级选型方案进行建模仿真, 验证是否满足节点电压约束, 在所有满足约束的方案中确定出投资总成本最小的差异化规划方案。

4 实例分析

以吉林省某市 10 kV 农网规划改造项目中某 66 kV 变电站为例, 该变电站的供电范围内共有 4 个乡镇, 各乡镇的 10 kV 配电线路情况详见附录中表 A1, 各乡镇 10 kV 配电线路的地理接线图见附录中图 A2, 基准年各乡镇 10 kV 配电线路的参数见附录中表 A2。

建立 4 个乡镇区域配电网的简化等值模型进行仿真分析, 将配电变压器的所有低压负荷等效为一个集中负荷, 而不再考虑配电变压器低压侧的具体接线情况。此外由于负荷的类别、性质和功率因数都存在较大差异, 现场数据的统计分析又比较复杂, 因此在建模时取负荷的功率因数为 0.85。算例中该 66 kV 变电站基准年的主变容量为 31.5+10 MV·A, 考虑到不同规划年限时的负荷增长情况, 在建模仿真时将主变容量设置为 2×31.5 MV·A。

4.1 负荷预测误差的概率模型

根据吉林省某市供电公司提供的基准年 2017 年各月份的负荷预测值和实际值整理得到 2017 年各月份的负荷预测误差统计数据, 详见附录中表 A3。采用非参数核密度估计方法求得负荷预测误差的概率密度函数曲线和概率分布函数曲线分别见附录中图 A3 和图 A4。

4.2 区域配电网的风险承受能力评估结果

4.2.1 主观权重计算结果

由 9 级标度扩展法得到一级指标和二级指标的判断矩阵 A_1 和 A_2 , 分别如式(13)和式(14)所示, 各指标的主观权重计算结果详见附录中表 A4。

$$A_1 = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 4 \\ 1/2 & 1 & 2 \\ 1/4 & 1/2 & 1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 2 & 8 & 16 & 32 & 64 & 128 & 128 & 256 \\ \frac{1}{2} & 1 & 1 & 4 & 8 & 16 & 32 & 64 & 64 & 128 \\ \frac{1}{2} & 1 & 1 & 4 & 8 & 16 & 32 & 64 & 64 & 128 \\ \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{4} & 1 & 2 & 4 & 8 & 16 & 16 & 32 \\ \frac{1}{16} & \frac{1}{8} & \frac{1}{8} & \frac{1}{2} & 1 & 2 & 4 & 8 & 8 & 16 \\ \frac{1}{32} & \frac{1}{16} & \frac{1}{16} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & 1 & 2 & 4 & 4 & 8 \\ \frac{1}{64} & \frac{1}{32} & \frac{1}{32} & \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & 1 & 2 & 2 & 4 \\ \frac{1}{128} & \frac{1}{64} & \frac{1}{64} & \frac{1}{16} & \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & 1 & 1 & 2 \\ \frac{1}{128} & \frac{1}{64} & \frac{1}{64} & \frac{1}{16} & \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & 1 & 1 & 2 \\ \frac{1}{256} & \frac{1}{128} & \frac{1}{128} & \frac{1}{32} & \frac{1}{16} & \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

4.2.2 客观权重计算结果

该 66 kV 变电站的供电区域均属于 D 类, 导则^[19]中规定线路的供电半径应不超过 15 km, 根据供电公司提供的现场运行数据整理得到各乡镇区域电网的指标实际值见附录中表 A5, 各乡镇区域配电网的指标实际值见附录中表 A6, 各乡镇区域配电网指标无量纲化后的值见附录中表 A7, 各指标的客观权重计算结果见表 A4。

4.2.3 综合权重计算结果

采用组合赋权法由式(4)计算得到各指标的综合权重, 结果见表 A4。

4.2.4 各区域配电网的风险承受能力和置信水平

由式(5)计算得到乡镇 1—4 区域配电网的风险承受能力评估值分别为 0.432 3、0.503 2、0.776 9、0.208 0。可知乡镇 3 的风险承受能力评估值最大, 其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力最强; 乡镇 4 的风险承受能力评估值最小, 其承受因负荷的不确定性导致的运行风险的能力最弱。为充分考虑区域配电网之间的风险承受能力差异对最终规划方案的影响, 本文将各乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果划分为 4 个层次, 依次为 $[0, 0.25]$ 、 $(0.25, 0.50]$ 、 $(0.50, 0.75]$ 、 $(0.75, 1.00]$, 并且风险承受能力评估值越小的区域其机会约束条件的置信水平越大。借鉴文献[17]给出的置信水平的合理取值范围, 对 4 个乡镇区域的置信水平差异化取值, 其中乡镇 1 和乡镇 2 取 90%, 乡镇 3 取 80%, 乡镇 4 取 95%。

各乡镇区域配电网指标的综合权重相同, 其风险承受能力存在差异是因为指标的实际值不同, 参考文献[20]中方法, 以无量纲化后的指标值来表征

指标的满意度, 以指标的综合权重来表征指标的重要度, 绘制出各乡镇区域配电网指标的重要度-满意度分布图, 如图 3 所示。由图 3 可以较为直观地看出各乡镇区域配电网指标的重要度-满意度分布情况, 辨识出在考虑负荷不确定性条件下导致该区域配电网的风险承受能力偏低的主要薄弱环节, 从而在线路升级改造的同时有针对性地进行改善。

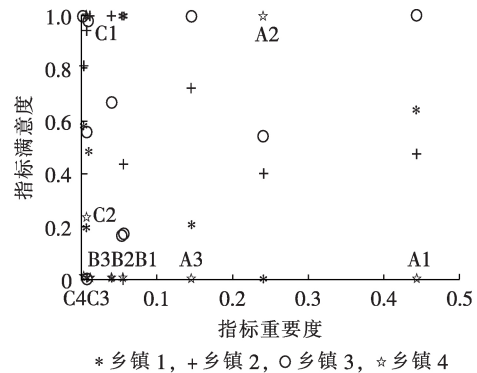


图2 各乡镇区域配电网指标的重要度-满意度分布图

Fig.2 Distribution diagram of importance and satisfaction of indexes for township regional distribution networks

4.3 区域配电网的线路优化选型方案

不同规划年限时各线路的负荷预测结果见附录中表 A8。由于该 66 kV 变电站供电范围内的各乡镇区域配电线路均为无联络的辐射线路, 不必为转供其他线路的负荷而预留 50% 的裕度, 因此结合现场经验并综合考虑系统运行的经济性和安全性, 在确定线路型号时线路的最大允许负载容量可取其额定容量的 60%。

在计及负荷预测误差的不确定性情况下, 采用本文方法得到各乡镇区域配电线路的升级选型方案见附录中表 A9, 线路型号及造价见附录中表 A10, 线路的升级成本见表 1。

表 1 各乡镇区域配电线路的升级成本

Table 1 Upgrading cost of township regional distribution lines

乡镇	线路	线路投资成本 / 万元		
		年限为 10 a	年限为 15 a	年限为 20 a
1	1	40.90	55.50	67.85
	2	0.93	13.16	13.16
2	3	7.92	8.93	8.93
	4	6.17	7.51	7.51
	5	0	0	0
3	6	2.19	16.49	16.49
	7	0	0	3.54
	8	7.75	13.25	16.40
4	9	13.97	13.97	21.43
总计		79.83	128.80	155.29

由附录中表 A9 和表 1 可知, 随着规划年限的增加, 各乡镇线路的负荷越大, 选择的导线截面也越

大,线路的投资成本随之增加。由于乡镇4的风险承受能力最弱,在考虑负荷不确定性的情况下为保证方案的有效性,应选择较为保守的线路升级方案,故该区域线路的升级成本较高。而乡镇1因离变电站较远,线路1的供电半径和分支都较长,为满足电压约束要求,应选用较大截面的导线以减小沿线的电压损耗,故该区域线路的升级成本最高。

不同规划年限时最优方案条件下该66 kV变电站10 kV I段母线和10 kV II段母线的潮流仿真结果见附录中图A5—A10。图中,10 kV母线电压结果显示框的黄绿色越深表明该母线电压越接近额定值;配电变压器低压侧母线电压结果显示框的蓝色越深表明该母线电压越低;元件的红色越深表明该设备的重载情况越严重。仿真结果表明,采用本文方法得到的最优线路升级选型方案能满足电压要求,同时通过仿真结果还能得到需要扩容改造的配电变压器位置。

为验证本文方法的有效性,分别通过以下3种方法确定各乡镇区域配电线路的升级选型方案:方法1,同时考虑负荷的不确定性和乡镇区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法,即本文方法;方法2,考虑负荷的不确定性但不考虑乡镇区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法,即认为4个乡镇区域配电网的风险承受能力相同且为最差的情况,置信水平统一取为95%;方法3,既不考虑负荷的不确定性也不考虑乡镇区域配电网的风险承受能力差异的网架规划方法,即不同规划年限时的负荷预测值采用基准年的最大负荷预测误差21.56%来确定,该方法为目前农网改造工程中进行线路升级选型时普遍采用的方法。

3种规划方法的主要区别在于用于计算不同规划年限时各线路的负荷预测值的负荷预测误差不同。方法1中,首先根据各乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果差异化选取支路功率机会约束的置信水平 α_{mp} ;再由负荷预测误差的概率分布函数得到相应的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{mp})$,其中乡镇1和乡镇2的置信水平相同,均为90%,故乡镇1和乡镇2的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{1p}) = \Phi^{-1}(\alpha_{2p}) = \Phi^{-1}(0.9) = 0.126$,乡镇3的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{3p}) = \Phi^{-1}(0.8) = 0.102$,乡镇4的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{4p}) = \Phi^{-1}(0.95) = 0.145$;然后计算不同规划年限时各线路的负荷预测值,并以式(11)为依据枚举得到多个待选方案;最后分别进行建模仿真,验证是否满足约束条件,确定出总成本最小的规划方案。方法2中,4个乡镇区域的支路功率机会约束的置信水平均为95%,各乡镇区域的负荷预测误差 $\Phi^{-1}(\alpha_{1p}) = \Phi^{-1}(\alpha_{2p}) = \Phi^{-1}(\alpha_{3p}) = \Phi^{-1}(\alpha_{4p}) = \Phi^{-1}(0.95) = 0.145$ 。方法3中,直接通过 $P_{ib}[(1+r_i)^T + 0.2156]$ 计算出不同规划年限时各线

路的负荷预测值。方法2和方法3的后续步骤同方法1,不再赘述。

分别采用3种规划方法得到不同规划年限时各线路的负荷预测结果见附录中表A11,不同规划年限时线路的升级选型方案分别见附录中表A12—A14,不同规划年限时线路的升级成本见表2。

表2 不同规划方法在不同规划年限下的线路升级成本

Table 2 Upgrading cost of lines in different planning years with different planning methods

规划方法	升级成本 / 万元		
	年限为10 a	年限为15 a	年限为20 a
1	79.83	127.46	155.57
2	80.84	131.97	164.47
3	121.96	143.14	174.59

由表2可知,在不同规划年限时由本文方法获得的规划方法1的成本均低于方法2和方法3。原因在于:方法2仅考虑了负荷预测误差的不确定性而未考虑各乡镇区域配电网风险承受能力的差异,对支路功率机会约束的置信水平统一取值,使得规划方案的成本有所增加。方法3既未考虑各乡镇区域配电网风险承受能力的差异也未考虑负荷预测误差的不确定性,采用最大的负荷预测误差以保证规划方案的有效性,线路的升级选型方案偏保守,故成本最高。而本文方法同时考虑了负荷预测误差的不确定性和乡镇区域配电网的风险承受能力差异,对支路功率机会约束的置信水平进行差异化取值,求得不同的负荷预测误差用于计算不同规划年限时各线路的负荷预测值,所以方案的经济性最好,并且在一定程度上实现了乡镇区域配电网的风险承受能力和投资成本的协调,实现了农网改造工程的投资精益化。

5 结论

考虑到农网改造工程中各乡镇区域配电网之间的差异和乡镇区域负荷波动较大的问题,本文提出了计及负荷不确定性的考虑区域配电网风险承受能力差异的网架规划方法,该方法有以下特点。

(1)结合乡镇区域配电网的特点,建立了区域配电网风险承受能力评价指标体系。并采用基于层次分析法和熵权法的组合赋权法对各乡镇区域配电网的风险承受能力进行评估,且评估值越大,乡镇区域配电网的风险承受能力越强。

(2)根据各乡镇区域配电网的风险承受能力评估结果,差异化选取网架规划模型中支路功率机会约束的置信水平,求得不同的负荷预测误差用于计算不同规划年限时各线路的负荷预测值,以确定线路的升级选型方案。这在一定程度上实现了乡镇区域配电网的风险承受能力和投资成本的协调,实现了农网改造工程的投资精益化。

虽然本文方法在线路升级选型时考虑了各乡镇

区域配电网的风险承受能力差异对规划方法的影响,但是模型中机会约束条件置信水平的取值存在一定的主观性,缺乏相应的理论依据,所以下一步工作将对置信水平的取值方法展开深入研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 王涛,马悦,闫立秋,等.偏远地区典型供电模式研究[J].电网与清洁能源,2012,28(12):30-33.
WANG Tao, MA Yue, YAN Liqiu, et al. A study on the typical power supply mode in remote rural areas[J]. Power System and Clean Energy, 2012, 28(12): 30-33.
- [3] 刘念,马丽,朱铁铭,等.计及抗灾能力和地区特点的配电网规划方案综合评估[J].电网技术,2012,36(5):219-225.
LIU Nian, MA Li, ZHU Tieming, et al. Synthetical assessment on distribution network planning scheme considering anti-disaster ability and regional characteristics[J]. Power System Technology, 2012, 36(5): 219-225.
- [4] 石季英,薛飞,李雅静,等.基于免疫二进制萤火虫算法的主动配电网低碳目标网架规划[J].天津大学学报(自然科学与工程技术版),2017,50(5):507-513.
SHI Jiying, XUE Fei, LI Yajing, et al. Low carbon target space grid planning of active distribution network based on immune binary firefly algorithm[J]. Journal of Tianjin University (Science and Technology), 2017, 50(5): 507-513.
- [5] JABR R A. Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1888-1898.
- [6] SACHIN S, GHOSE T, GOSWAMI S K. Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(1): 70-78.
- [7] MOREIRA J C, MIGUEZ E, VILACHA C, et al. Large-scale network layout optimization for radial distribution networks by parallel computing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(3): 1946-1952.
- [8] 肖白,郭蓓,姜卓,等.基于负荷点聚类分区的配电网网架规划方法[J].电力建设,2018,39(12):85-95.
XIAO Bai, GUO Bei, JIANG Zhuo, et al. Distribution network planning method based on clustering blocks of load nodes[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(12): 85-95.
- [9] 姜小静,苏海峰,梁志瑞.计及风险成本的配电网变电站规划方法[J].电力自动化设备,2014,34(6):141-145.
JIANG Xiaojing, SU Haifeng, LIANG Zhirui. Distribution network substation planning method considering risk cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(6): 141-145.
- [10] 宋福龙,吴洲洋,张艳,等.大规模风电下基于模糊场景聚类的网-储协调规划方法[J].电力自动化设备,2018,38(2):74-80.
SONG Fulong, WU Zhouyang, ZHANG Yan, et al. Fuzzy scene clustering based grid-energy storage coordinated planning method with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 74-80.
- [11] 徐芮,刘俊勇,刘友波,等.考虑负荷聚类分区与分布式发电接入的配电网主次网架规划方法[J].电力自动化设备,2016,36(6):48-55.
XU Rui, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Distribution network primary and secondary grid planning considering load clustering partitioning and distributed generation access[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 48-55.
- [12] 张亚璇,严萃群,唐巍,等.基于改进遗传算法的新建变电站中压配电网规划[J].电力系统保护与控制,2011,39(4):73-78.
ZHANG Yaxuan, YAN Cuiqun, TANG Wei, et al. The middle-voltage distribution network planning of new substation based on improved genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(4): 73-78.
- [13] 肖白,郭蓓.配电网规划研究综述与展望[J].电力自动化设备,2018,38(12):200-213.
XIAO Bai, GUO Bei. A review and prospect of distribution network planning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 200-213.
- [14] 栗然,马慧卓,祝晋尧,等.分布式电源接入配电网多目标优化规划[J].电力自动化设备,2014,34(1):6-13.
LI Ran, MA Huizhuo, ZHU Jinyao, et al. Multi-objective optimization planning of distribution network considering distributed generation access[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 6-13.
- [15] 刘达.基于误差校正的中长期负荷预测模型[J].电网技术,2012,36(8):243-247.
LIU Da. Medium and long-term load forecasting model based on error correction[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 243-247.
- [16] 邓红雷,戴栋,李述文.基于层次分析-熵权组合法的架空输电线路综合运行风险评估[J].电力系统保护与控制,2017,45(1):28-34.
DENG Honglei, DAI Dong, LI Shuwen. Comprehensive operation risk evaluation of overhead transmission line based on hierarchical analysis-entropy weight method[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(1): 28-34.
- [17] 李张苗.考虑多种误差的结构可靠度指标置信度研究[D].上海:上海交通大学,2014.
LI Zhangmiao. Research on structural reliability index confidence considering multi-error factors[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2014.
- [18] 刘宝铨,赵瑞清,王纲.不确定规划及应用[M].北京:清华大学出版社,2003:84-87.
- [19] 国家电网公司企业标准.配电网技术导则:Q/GDW 10370—2016[S].北京:中国电力出版社,2016.
- [20] 肖白,刘亚伟,施永刚,等.基于主成分分析的中压配电网供电可靠性评估[J].电力自动化设备,2018,38(10):7-12.
XIAO Bai, LIU Yawei, SHI Yonggang, et al. Power supply reliability assessment of mid-voltage distribution network based on principal component analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(10): 7-12.

作者简介:



肖白

肖白(1973—),男,吉林吉林人,教授,博士,主要从事电力系统规划、城市电网风险评估、多能源电力系统互补协调发电、电力系统继电保护等方面的研究与教学工作(E-mail:xbxiaobai@126.com);

郭蓓(1993—),女,重庆人,硕士,主要从事城市电网规划、变电二次检修等方面的工作(E-mail:smilegbb@163.com);

季帅(1991—),男,辽宁铁岭人,助理工程师,硕士,主要从事10 kV配电网规划方面的设计工作(E-mail:1318984817@qq.com)。

(编辑 李玮)

Grid planning method considering difference in risk bearing capacity among regional distribution networks

XIAO Bai¹, GUO Bei², JI Shuai³, SHI Yonggang⁴, JIAO Mingxi², WANG Yao², SUN Deqiang⁴

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. Changchun Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China;

3. Siping Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Siping 136000, China;

4. Tonghua Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Tonghua 134001, China)

Abstract: Aiming at the problems that the difference among township regional distribution networks and the large fluctuation of township area load are generally not considered in distribution network transformation projects, the chance constrained programming theory is introduced, and a grid planning method that takes the load uncertainty and the difference in risk bearing capacity among regional distribution networks into account is presented. Firstly, the load uncertainty model is established by the nonparametric kernel density estimation method. Secondly, considering the difference in risk bearing capacity among different township regional distribution networks, the risk bearing capacity evaluation index system is established according to the characteristics of township regional distribution network, then the risk bearing capacity is evaluated by the combined weight method. Finally, the chance constrained programming model of line upgrading is established, and confidence level of the model is selected based on the previous assessment results, to determine the type of upgraded lines. Example analysis shows that the proposed method can improve the refinement level of planning, and harmonize the risk bearing capacity with investment cost to some extent, so that enhancing the adaptability of grid planning scheme.

Key words: distribution network; grid planning; combined weight method; risk assessment; chance constrained programming

(上接第61页 continued from page 61)

Medium- and long-term coordinated operation model and method for multi-energy system

WANG Yanan, SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, WANG Xiuli, WANG Xifan

(State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Medium- and long-term operation is an important part of power system operation, which can effectively deal with the seasonal contradiction of energy supply. In view of the increasing coupling among multiple energy forms, such as electric power, natural gas, and so on, a medium- and long-term operation model and method for multi-energy system are proposed. Considering the seasonal characteristics of renewable energy, the fluctuations of natural gas price and the system operation constraints, the weekly operation model of multi-energy system is established, and the annual unit maintenance plan, the power distribution of hydro-power and the purchase and storage plan of natural gas are optimized uniformly. Taking the adapted IEEE-RTS79 system as an example, the correctness and validity of the proposed model and method are analyzed and verified. The results show that the coordinated arrangement of the medium- and long-term operation for multi-energy system can give play to the complementary benefits of different energy forms and improve the system's operation economy. The introduction of gas storage device can relieve the air supply tension in winter and reduce the system's operation cost.

Key words: medium- and long-term operation; multi-energy system; unit maintenance; fuel planning; coordinated operation; models

附 录

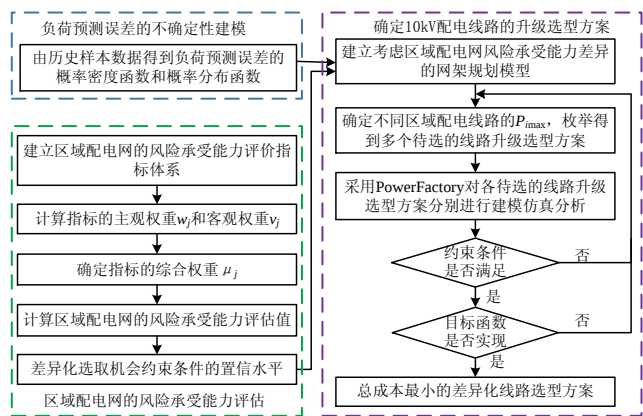


图 A1 线路优化选型的总体流程图

Fig.A1 Flowchart of line type optimization

表 A1 各乡镇区域供电线路的情况

Table A1 Situation of power supply lines in each township aera

乡镇	1	2	3	4
供电线路编号	1	2—5	6—8	9

注：除线路 5 为专用线路外，其余线路均为公用线路。

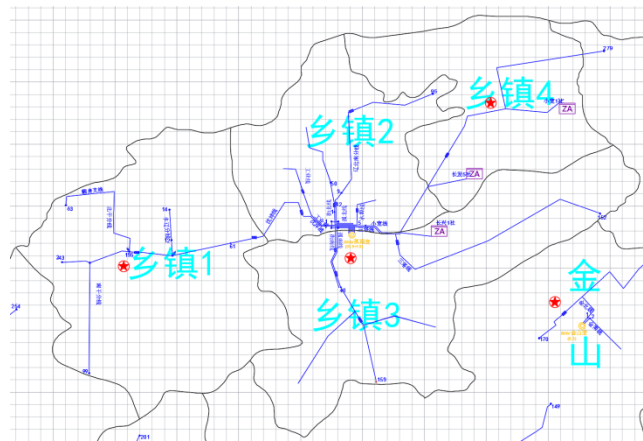


图 A2 各乡镇区域 10 kV 配电线路的地理接线图

Fig.A2 Geographical wiring diagram of each township regional 10 kV distribution lines

表 A2 基准年各乡镇区域 10 kV 线路的参数

Table A2 Parameters of 10 kV lines in each township area in base year

乡镇	线路	10kV 架空线路按导线截面分布长度/km							
		240mm ²	185mm ²	150mm ²	120mm ²	95mm ²	70mm ²	50mm ²	35mm ²
1	1	0	0	0	23.62	26.5	0	0	0
	2	0	0	9.2	0	0	0	6.95	0
2	3	0	0	5.05	0	0	5.94	0	0
	4	0	0	3.66	0	0	0	3.18	0
	5	0	0	0	0	0	4.26	0	0
	6	0	0	10.06	0	0	0	7.82	0
3	7	0	0	2.83	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0	0	18.5	14.3
4	9	0	0	0	0	16.25	0	11	0

表 A3 基准年负荷预测误差历史样本数据
Table A3 Historical sample data of load prediction error in base year

	%											
日期	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1 日	1.43	0.32	-6.18	1.98	1.90	5.63	7.00	5.96	11.17	5.77	9.11	3.96
2 日	5.49	3.52	-1.39	2.70	-3.75	3.18	11.43	2.16	7.50	11.37	2.91	-1.58
3 日	7.89	6.62	-2.03	8.25	11.09	7.33	3.70	2.29	9.59	15.71	1.02	10.36
4 日	0.97	12.31	8.25	11.27	10.85	7.38	3.57	10.83	8.39	3.61	3.73	8.46
5 日	4.40	4.39	14.21	7.69	5.57	6.40	17.19	6.65	-1.32	-3.07	5.12	5.51
6 日	7.97	13.05	4.19	3.93	11.02	2.62	11.32	8.23	3.69	6.94	8.30	11.71
7 日	-4.23	8.66	10.54	10.56	7.04	-0.81	3.60	10.94	12.84	8.11	0.70	1.14
8 日	11.79	12.56	9.06	10.47	7.63	7.78	9.63	7.02	5.77	4.75	7.78	8.33
9 日	19.54	6.72	0.15	6.68	6.64	-1.48	4.00	9.09	9.26	-0.40	6.45	7.96
10 日	11.36	2.35	8.23	9.20	8.47	0.25	9.95	9.82	0.40	17.31	13.40	7.96
11 日	4.25	-2.25	1.82	8.32	6.58	13.44	13.91	12.54	6.37	-7.15	4.82	1.94
12 日	8.40	6.88	14.47	0.51	21.56	3.68	-2.94	8.67	9.36	3.17	5.26	7.84
13 日	0.23	10.58	5.83	10.25	-0.50	5.23	11.75	13.89	-1.58	-1.36	-0.52	3.14
14 日	16.49	4.38	15.14	2.35	-4.33	11.03	14.15	6.14	7.95	2.46	-1.72	1.01
15 日	11.26	3.00	3.64	2.64	-0.35	4.34	6.28	5.75	5.00	7.79	7.74	-0.70
16 日	10.40	4.29	9.30	7.00	-0.09	11.75	15.75	15.50	0.77	6.78	4.62	11.80
17 日	1.13	-0.10	5.66	4.30	3.59	4.09	6.88	3.17	5.80	2.05	8.82	1.29
18 日	7.80	3.26	-5.27	5.28	5.07	11.66	-0.89	6.00	-4.57	10.35	1.03	5.05
19 日	2.90	5.00	0.53	9.33	4.79	9.52	-6.22	11.14	-5.86	9.48	16.66	-0.73
20 日	4.28	6.27	9.43	11.85	9.03	4.82	4.15	6.85	-0.55	9.62	6.69	4.36
21 日	2.83	5.66	5.71	4.91	8.18	1.18	9.99	13.85	0.49	3.64	11.85	-12.02
22 日	0.29	9.42	-0.23	7.84	10.20	0.19	7.78	11.78	-0.53	11.86	4.75	-0.05
23 日	0.94	6.62	2.52	4.68	15.93	4.51	8.32	7.64	-3.61	9.70	5.11	-1.94
24 日	4.84	16.13	7.40	7.29	12.84	3.57	2.79	1.67	7.62	20.01	9.86	0.35
25 日	-3.46	7.75	0.47	8.47	-1.15	3.73	6.82	9.17	-2.88	11.94	9.11	4.82
26 日	9.40	16.08	11.45	2.57	-6.98	11.50	-3.13	-1.70	6.63	12.47	-0.24	4.20
27 日	5.36	1.98	2.44	7.55	11.04	4.35	1.77	7.38	10.40	6.31	-2.54	16.86
28 日	9.91	8.95	16.10	9.37	-4.23	12.39	1.44	10.52	6.00	-1.17	-0.11	2.82
29 日	7.52	-	-0.01	6.53	6.38	3.05	8.91	7.20	6.53	3.94	-1.89	4.62
30 日	8.77	-	7.12	15.66	6.21	11.44	5.93	10.92	3.90	1.79	6.34	-2.74
31 日	-2.26	-	-2.47	-	18.44	-	-0.43	17.39	-	2.87	-	3.35

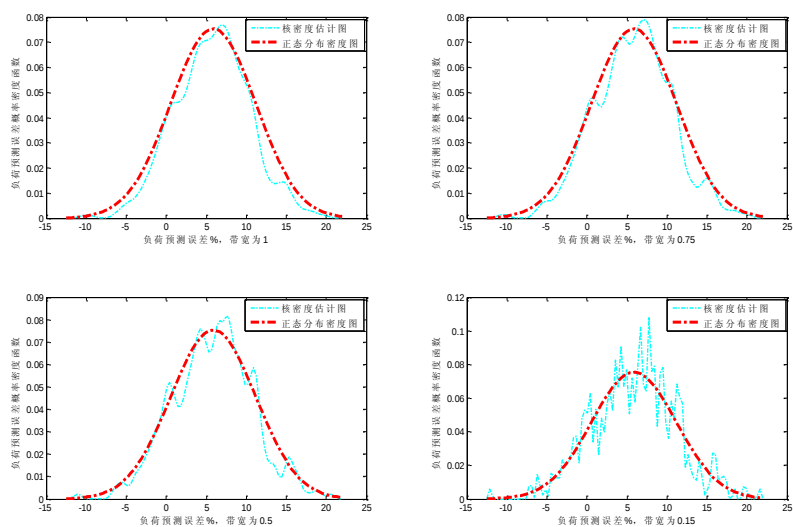


图 A3 不同带宽条件下负荷预测误差的概率密度函数曲线
Fig.A3 Probability density function curve of load forecasting error under different bandwidth conditions

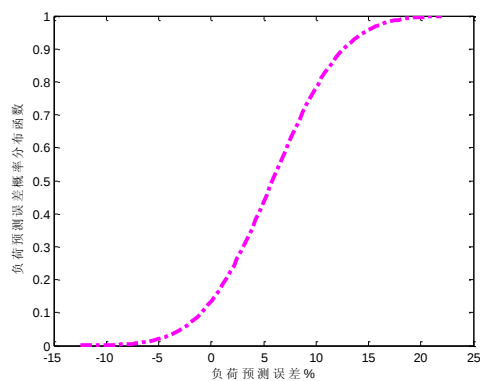


图 A4 负荷预测误差的概率分布函数曲线
Fig.A4 Probability distribution function curve of load forecasting error

表 A4 指标权重的计算结果
Table A4 Calculative results of index weight

一级指标	主观权重	二级指标	主观权重	客观权重	综合权重
A	0.5714	A1	0.4437	0.0691	0.37445
		A2	0.2218	0.0749	0.24475
		A3	0.2218	0.0903	0.20314
B	0.2857	B1	0.0555	0.1030	0.06976
		B2	0.0277	0.2012	0.06816
		B3	0.0139	0.1467	0.02485
C	0.1429	C1	0.0069	0.0688	0.00583
		C2	0.0035	0.0890	0.00377
		C3	0.0035	0.0930	0.00394
		C4	0.0017	0.0641	0.00136

表 A5 各乡镇区域配电网的指标实际值
Table A5 Actual index value of each township regional distribution network

指标	乡镇 1	乡镇 2	乡镇 3	乡镇 4
A1	46.48	51.22	36.39	64.41
A2	27.43	16.53	12.73	0.00
A3	189.00	141.30	115.70	208.00
B1	0.00	42.96	62.75	75.61
B2	4.00	2.00	2.33	2.00
B3	100.00	0.00	33.33	100.00
C1	76.80	82.75	82.47	71.30
C2	18.80	8.93	13.33	16.50
C3	85.40	89.38	84.37	89.70
C4	8.20	6.90	5.80	11.50

表 A6 各乡镇区域配电线路的指标实际值
Table A6 Actual index value of distribution line in each township area

评价 指标	乡镇 1	乡镇 2				乡镇 3		乡镇 4	
	线路 1	线路 2	线路 3	线路 4	线路 5	线路 6	线路 7	线路 8	线路 9
A1	46.48	32.91	55.70	38.88	32.93	29.11	23.69	37.95	56.82
A2	27.43	0.00	29.82	15.79	0.00	32.22	45.45	0.00	0.00
A3	189.00	109.00	192.00	166.00	98.00	111.00	102.00	134.00	208.00
B1	0.00	60.55	50.78	40.53	20.00	67.01	39.09	82.15	75.61
B2	4.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	2.00	2.00	2.00
B3	34.10	13.20	8.56	6.33	4.26	14.33	2.83	21.40	16.65
C1	76.80	80.10	79.70	84.50	86.70	78.40	89.80	79.20	71.30
C2	18.80	14.30	10.80	9.10	1.50	17.90	1.70	20.40	16.50
C3	85.40	88.20	86.90	90.10	92.30	83.60	89.80	79.70	89.50
C4	8.20	5.50	10.10	6.70	5.30	5.90	5.10	6.40	11.50

表 A7 各乡镇区域配电网指标无量纲化后的值
Table A7 Dimensionless index value of each township regional distribution network

指标	乡镇 1	乡镇 2	乡镇 3	乡镇 4
A1	0.63990	0.47074	1.00000	0.00001
A2	0.00001	0.39738	0.53591	1.00000
A3	0.20585	0.72264	1.00000	0.00001
B1	1.00000	0.43182	0.17008	0.00001
B2	1.00000	0.00001	0.16500	0.00001
B3	0.00001	1.00000	0.66670	0.00001
C1	0.19325	0.93996	0.00001	1.00000
C2	0.00001	1.00000	0.55420	0.23303
C3	0.48035	1.00000	0.97555	0.00001
C4	0.57895	0.80702	1.00000	0.00001

表 A8 不同规划年限时各线路的负荷预测结果

Table A8 Load forecasting results of each lines in different planning years

乡镇	线路	置信水平/%	负荷年均增长率/%	基准年负荷值/MW	负荷预测值/MW		
					10 年	15 年	20 年
1	1	90	3	2.43	3.56	4.10	4.70
	2		2	2.68	3.61	3.96	4.33
2	3	90	2	4.53	6.10	6.69	7.32
	4		2	3.17	4.27	4.68	5.12
	5		3	1.21	1.77	2.04	2.34
3	6	80	3	2.37	3.42	3.94	4.53
	7		3	1.93	2.78	3.21	3.69
	8		5	1.09	1.89	2.38	3.00
4	9	95	3	1.84	2.73	3.14	3.60

表 A9 不同规划年限时各乡镇区域配电线路的升级选型方案

Table A9 Upgrading scheme of each township regional distribution lines in different planning years

乡镇	线路	规划年限 10 年		规划年限 15 年		规划年限 20 年	
		主干	分支	主干	分支	主干	分支
1	1	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-185/25mm ²
	2	—	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²
2	3	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	4	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	5	—	—	—	—	—	—
3	6	—	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²
	7	—	—	—	—	JL/G1A-185/25mm ²	—
	8	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-50/8mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²
4	9	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²

注：“—”表示线路不需升级改造；“2*”表示采用双回线路供电。

表 A10 线路型号及造价

Table A10 Line type and cost

线路型号	JL/G1A-50/8mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-300/25mm ²
最大载流量 A	195	240	285	355	410	520	570	710
单价/(元·m ⁻¹)	1.8	2.8	5	6.7	9.8	12.5	14.7	17.1

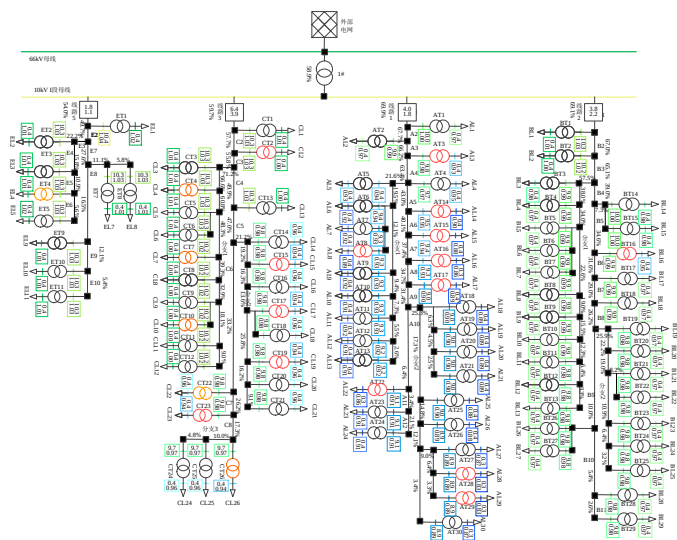


图 A5 规划年限为 10 年时 10kV I 段母线的潮流仿真结果
Fig.A5 Power flow simulation results of bus I in 10 planning years

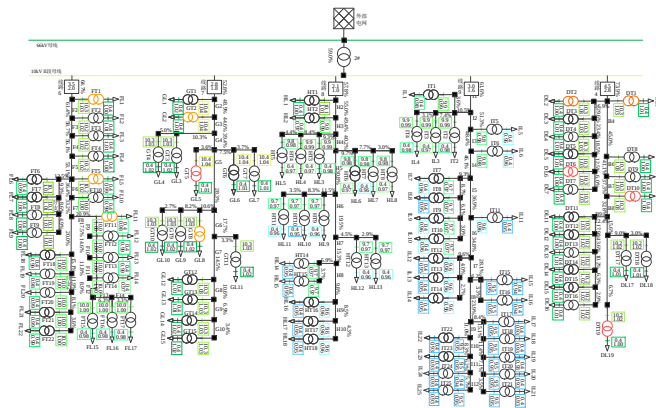


图 A6 规划年限为 10 年时 10kV II 段母线的潮流仿真结果
Fig.A6 Power flow simulation results of bus II in 10 planning years

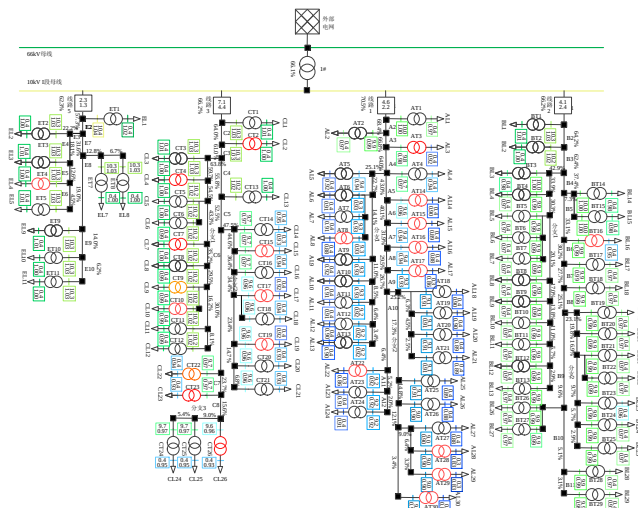


图 A7 规划年限为 15 年时 10kV I 段母线的潮流仿真结果
Fig.A7 Power flow simulation results of bus I in 15 planning years

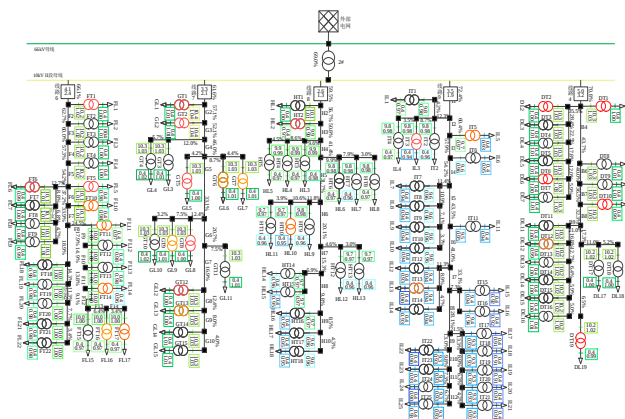


图 A8 规划年限为 15 年时 10kV II 段母线的潮流仿真结果
Fig.A8 Power flow simulation results of bus II in 15 planning years

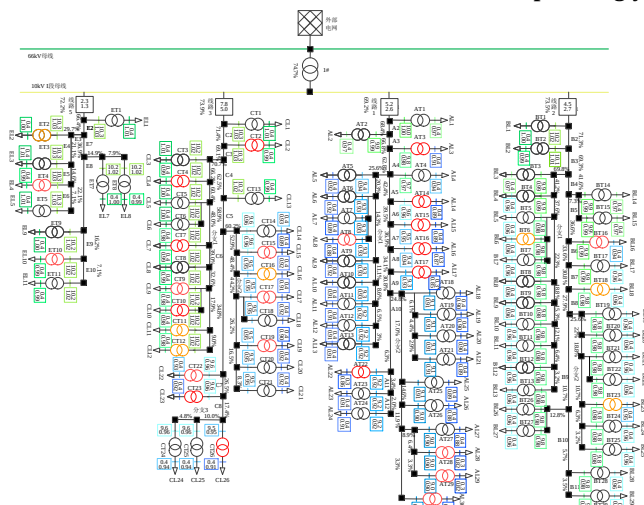


图 A9 规划年限为 20 年时 10kV I 段母线的潮流仿真结果
Fig.A9 Power flow simulation results of bus I in 20 planning years

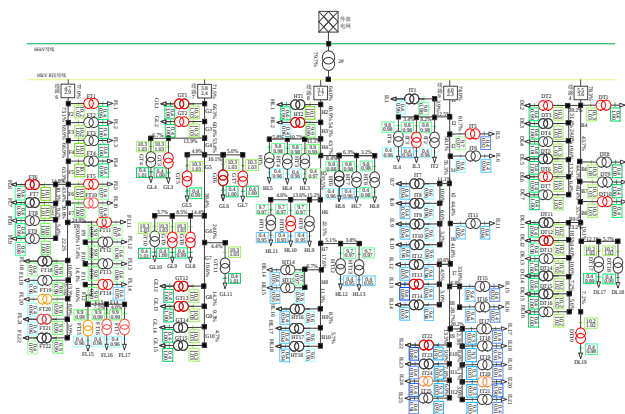


图 A10 规划年限为 20 年时 10kV II 段母线的潮流仿真结果
Fig.A10 Power flow simulation results of bus II in 20 planning years

表 A11 不同规划方法在不同规划年限时的负荷预测结果

Table A11 Load forecasting results in different planning years with different planning methods

乡镇	线路	10 年预测负荷 MW			15 年预测负荷 MW			20 年预测负荷 MW		
		方法 1	方法 2	方法 3	方法 1	方法 2	方法 3	方法 1	方法 2	方法 3
1	1	3.56	3.61	3.79	4.10	4.14	4.32	4.70	4.75	4.93
	2	3.61	3.66	3.86	3.96	4.01	4.21	4.33	4.38	4.58
2	3	6.10	6.19	6.53	6.69	6.78	7.12	7.32	7.41	7.75
	4	4.27	4.32	4.56	4.68	4.73	4.97	5.12	5.18	5.41
	5	1.77	1.79	1.88	2.04	2.06	2.32	2.34	2.36	2.45
3	6	3.42	3.52	3.70	3.94	4.04	4.55	4.53	4.63	4.81
	7	2.78	2.86	3.01	3.21	3.29	3.70	3.69	3.77	3.92
	8	1.89	1.93	2.02	2.38	2.42	2.51	3.00	3.04	3.13
4	9	2.73	2.73	2.87	3.14	3.14	3.28	3.60	3.60	3.74

表 A12 不同规划方法在规划年限为 10 年时的线路升级选型方案

Table A12 Line upgrading scheme in 10 planning years with different planning methods

乡镇	线路	方法 1		方法 2		方法 3	
		主干	分支	主干	分支	主干	分支
1	1	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²
	2	—	JL/G1A-70/10mm ²	—	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²
2	3	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	4	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²
	5	—	—	—	—	—	—
3	6	—	JL/G1A-70/10mm ²	—	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²
	7	—	—	—	—	—	—
	8	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-50/8mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-50/8mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-50/8mm ²
4	9	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²

表 A13 不同规划方法在规划年限为 15 年时的线路升级选型方案

Table A13 Line upgrading scheme in 15 planning years with different planning methods

乡镇	线路	方法 1		方法 2		方法 3	
		主干	分支	主干	分支	主干	分支
1	1	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²
	2	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
2	3	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²
	4	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	5	—	—	—	—	—	—
3	6	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	7	—	—	—	—	—	—
	8	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²
4	9	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²

表 A14 不同规划方法在规划年限为 20 年时的线路升级选型方案

Table A14 Line upgrading scheme in 20 planning years with different planning methods

乡镇	线路	方法 1		方法 2		方法 3	
		主干	分支	主干	分支	主干	分支
1	1	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-185/25mm ²
	2	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
2	3	2*JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ² +JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-185/25mm ² +JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-150/20mm ²
	4	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-300/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-300/25mm ²	JL/G1A-150/20mm ²
	5	—	—	—	—	—	—
3	6	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-240/30mm ²	JL/G1A-120/20mm ²
	7	JL/G1A-185/25mm ²	—	JL/G1A-185/25mm ²	—	JL/G1A-185/25mm ²	—
	8	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-120/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-70/10mm ²
4	9	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-150/20mm ²	JL/G1A-95/15mm ²	JL/G1A-185/25mm ²	JL/G1A-95/15mm ²