

网源协调驱动下考虑网络转供能力的 配电系统多目标双层近期规划

刘佳¹,程浩忠¹,徐谦²,兰洲²,马则良³,张建平³

(1. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室,上海 200240;

2. 国网浙江省电力公司经济技术研究院,浙江 杭州 310008;3. 国家电网公司华东分部,上海 200120)

摘要:提高供电能力和对分布式电源(DG)的接纳是未来环网状配电网扩展规划的新目标。为此,通过引入安全距离这一配电网 $N-1$ 安全评价指标,提出了一种考虑 $N-1$ 安全和DG与网架协调的配电网多目标双层优化规划模型。该模型以改造线路、新增负荷接入位置和DG安装位置及容量为决策变量,计及了系统故障负荷的转供和不可控DG出力及负荷波动带来的不确定性。根据模型的特点,利用多场景技术将随机性问题转化为确定性问题,并采用正态边界交点和动态小生境差分进化算法组成的混合策略对模型加以求解。通过算例对比分析了是否考虑 $N-1$ 安全和网源协调对规划结果的影响,仿真结果表明,所提规划模型能够在提高DG渗透率的同时,挖掘配电网的供电潜力和推迟线路改造;所得规划方案实现了配电网经济效益和安全水平的综合优化,更适用于负荷增长平缓 and 占地通道资源紧张的城市建成区配电网近期扩展规划。

关键词:配电网;配电系统规划;分布式电源; $N-1$ 安全;网源协调;转供能力;多目标双层规划;混合策略;模型

中图分类号:TM 715

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.03.006

0 引言

随着能源危机和环境保护压力的日益增大,电网迫切需要发展清洁、无污染的可再生能源发电方式。分布式电源(DG)具有占地少、投资小、环保、安装灵活等多方面的优势,正在配电网层面实现大规模接入,提高对DG的接纳能力成为当前配电网规划工作面临的一项重要课题^[1]。然而,风力发电(WTG)、光伏发电(PVG)等不可控DG的出力具有间歇性、波动性^[2],这大幅增加了配电网的不确定性和复杂性^[3],若其接入配电网的位置及容量不合适,将会影响配电网的正常运行。为了在提高DG渗透率的同时使之与配电网的发展水平相匹配,有必要在配电网规划阶段协同配置DG,进行网源协调规划,以实现全局最优。

近年来,经过改造,配电网已普遍由传统单电源多支路的辐射状结构扩展成为主变电站充分互联的环网状结构。与此同时,配电自动化和配电管理技术也在中压配电网中广泛应用,使得远程开关控制变得更加迅速^[4]。配电网具有了可随外部环境的变化快速实现负荷转供和故障恢复的能力^[5]。这在提高供电效率、推迟升级改造的同时,也对配电网的规划方法提出了新的要求。

目前,国内外学者已对含DG的配电网规划问题进行了研究并取得了一定的成果^[6-10]:文献[6]提出了一种可用于决策DG安装位置及容量和变电站、馈线升级改造计划的远期配电网规划模型,采用反向传播算法对其加以求解,并对所得规划方案进行了成本效益分析;文献[7]考虑了区域自组网的运行方式和DG出力的随机性,以提高经济性和可靠性为目标建立了配电网网架柔性规划方法,通过对规划方案的可靠性评估论证了该模型的优势;文献[8]以包含经济和碳排放成本的总成本最小为目标函数,给出了考虑不可控DG出力不确定性、需求侧响应和网络约束的DG两阶段规划模型,并采用内点法和离散遗传算法(GA)组成的混合算法对模型加以求解;文献[9]构造了一种考虑经济性、可靠性和稳定性的DG与新建网状配电网的协调规划方法,并采用两层嵌套的粒子群优化PSO(Particle Swarm Optimization)算法进行优化求解;文献[10]建立了一种考虑不确定性和可靠性的DG及配电网动态协调扩展规划方法,其可为规划人员提供新建馈线、主变和安装DG等方面的决策信息。

上述文献均是从不同角度出发,建立了含DG的配电网规划模型并提出了相应的求解算法,但是,一方面,这些模型均未计及主变发生故障这一不确定因素,使得主变发生故障后,通过改变联络线上的联络开关状态实现负荷转带时未必满足 $N-1$ 安全要求;另一方面,这些模型主要考虑了配电网网络和DG相互作用对配电网经济性、可靠性和稳定性等方

收稿日期:2017-04-24;**修回日期:**2018-01-26

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900102);
国家电网公司科技项目(5211JY160004)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2016YFB0900102) and the Science and Technology Program of State Grid Corporation of China(5211JY160004)

面的改善,尚未定量分析网源协调对规划方案安全性的影响,具有一定的局限性。

为弥补现有含 DG 配电网规划方法的不足,本文综合考虑不可控 DG 出力、负荷波动、配电网 $N-1$ 故障等不确定因素,提出能够保证 $N-1$ 安全和实现网源协调的配电网多目标双层规划模型和混合求解策略,并通过仿真算例对所提模型和方法进行验证。所提方法可为规划人员提供改造线路、新增负荷接入位置和 DG 安装位置及容量等方面的决策信息。

1 基于安全距离的配电网 $N-1$ 安全评估方法

$N-1$ 安全是指配电网中任意一个独立元件发生故障后,系统不失去任何非故障段负荷且满足所有运行约束^[11]。配电网 $N-1$ 故障主要包括馈线和变电站主变故障 2 种类型^[12]。馈线 $N-1$ 安全是指馈线发生故障后能合入馈线联络开关以转带负荷,而主变 $N-1$ 安全则是指变电站主变发生故障后能将负荷先通过站内主接线操作转带到站内其他主变,再通过馈线联络转带到其他变电站。

配电网安全域 Ω_{DSSR} 定义为所有满足 $N-1$ 安全的工作点的集合^[13],具体如式(1)所示。

$$\begin{aligned} \Omega_{\text{DSSR}} = \{ \mathbf{W}_f \mid & S_F^k = \sum_{l=1} S_{f,lr}^{k,l}, S_{f,lr}^{k,l} + S_F^l \leq S_{F,\max}^l (\forall k, l), \\ & S_{T,lr}^{m,n} = \sum_{k \in T_m, l \in T_n} S_{f,lr}^{k,l}, S_T^m = \sum_{k \in T_m} S_F^k (\forall m), \\ & S_{T,lr}^{m,n} + S_T^n \leq S_{T,\max}^n, U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \} \quad (1) \end{aligned}$$

其中,工作点 $\mathbf{W}_f$ 为由馈线出口功率组成的 N 维向量; S_F^k 为馈线段 F_k 所带负荷; $S_{f,lr}^{k,l}$ 为馈线段 F_k 发生 $N-1$ 故障时转带给馈线段 F_l 的负荷量; $S_{F,\max}^l$ 为馈线段 F_l 的容量; $S_{T,lr}^{m,n}$ 为主变 T_m 发生 $N-1$ 故障时转带给主变 T_n 的负荷量; S_T^n 为主变 T_n 所带的负荷; $k \in T_m$ 表示馈线段 F_k 出自主变 T_m 对应的母线; $S_{T,\max}^n$ 为主变 T_n 的额定容量; U_i 和 $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点 i 的电压及其上、下限。

工作点在配电网安全域中的位置可反映系统的 $N-1$ 安全性,并利用配电网安全距离量化反映这一数据^[12]。对于馈线 F_k 而言,其安全距离 $V_{\text{SD},k}$ 定义为当其他馈线的负荷保持不变时,在保证系统 $N-1$ 安全的前提下所能增加的最大功率,计算模型如下:

$$\begin{cases} V_{\text{SD},k} = \min_{\mathbf{W}_{f0} \in B_k} \| \mathbf{W}_f - \mathbf{W}_{f0} \| & B_k \in \partial \Omega_{\text{DSSR}} \\ \text{s.t.} & \mathbf{W}_f \in \Omega_{\text{DSSR}} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $\mathbf{W}_{f0}$ 为位于 Ω_{DSSR} 边界 B_k 上的工作点向量; $\partial \Omega_{\text{DSSR}}$ 为 Ω_{DSSR} 边界集。

上述模型的具体计算方法可参考文献[12]。当某工作点的安全距离为负值时,说明其不满足 $N-1$ 安全要求,且安全距离越小,表征工作点的不安全程度越高;当某工作点的安全距离为正值时,说明其满

足 $N-1$ 安全要求,且安全距离越大,表征工作点的安全程度越高。

2 考虑 $N-1$ 安全和网源协调的配电网多目标双层规划模型

目前,城市核心区配电网经过大规模建设后已基本发展成型,变电容量相对充足。为了有效地推迟电网建设、提高资产设备利用率、降低新建投资和节约因站址以及线路走廊而占用的土地资源,模型考虑优化已有网络来满足负荷需求,更适用于规划负荷增长相对缓慢的较成熟的配电网。本文采用多场景技术将不确定因素(不可控 DG 出力和负荷波动)对电网运行的作用效果转化为一系列确定的场景进行处理,所划分的每个场景是单一负荷水平而不是传统典型日。由于本文所述考虑 $N-1$ 安全的配电网扩展规划问题既需优化配电网的网架结构,又涉及对 DG 接入位置及容量和新增负荷节点接入位置的优化,为了更好地将两者结合,根据分解协调思想将其建立为双层规划模型^[14]。上层规划为配电网网架优化规划问题,决策变量为改造线路位置;下层规划为 DG 配置和新增负荷节点接入的优化问题,决策变量为 DG 接入位置及容量和新增负荷节点接入位置。上层规划将配电网的网架结构传递给下层,下层规划则在此基础上进行 DG 位置及容量和新增负荷节点接入位置的规划,并将计算结果传递给上层,从而指导上层规划的决策。

2.1 DG 出力模型

本文综合考虑 WTG 和 PVG 这 2 种 DG 接入配电网的规划问题。

WTG 的出力 P_{WTG} 与风速 v 之间的关系可近似用以下分段函数表示^[15]:

$$P_{\text{WTG}} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{\text{WTG}}^r \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} < v < v_r \\ P_{\text{WTG}}^r & v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & v \geq v_{co} \end{cases} \quad (3)$$

其中, P_{WTG}^r 为 WTG 的额定容量; v_{ci} 、 v_r 、 v_{co} 分别为 WTG 的切入风速、额定风速和切出风速。

PVG 的出力 P_{PVG} 与光照强度 I 之间的关系可近似表示为^[16]:

$$P_{\text{PVG}} = \begin{cases} P_{\text{PVG}}^r I / I_r & I \leq I_r \\ P_{\text{PVG}}^r & I > I_r \end{cases} \quad (4)$$

其中, P_{PVG}^r 为 PVG 的额定容量; I_r 为额定光照强度。

2.2 上层规划模型

上层规划模型的目标函数是最小化年综合费用和年安全距离变异系数均值,其数学表达式为:

$$\begin{cases} \min F_1 = C_{RL} + C_{NL} + C_{DG} + C_{OM} + C_P + C_{CE} \\ \min F_2 = \beta_{SD} \end{cases} \quad (5)$$

式(5)中各变量的含义和计算方法如下。

a. 年线路改造费 C_{RL} 。

$$C_{RL} = \sum_{p=1}^{N_{ref}} x_p \varphi_p c_{ref,p} l_p \quad (6)$$

其中, x_p 为第 p 条拟改造线路是否被选中的二进制变量, 被选中时值为 1, 未被选中时值为 0; φ_p 为第 p 条线路改造的固定投资年平均费用系数; $c_{ref,p}$ 为第 p 条线路的单位改造成本; l_p 为第 p 条改造线路的长度; N_{ref} 为已有线路数。

b. 年新建线路费 C_{NL} 。

$$C_{NL} = \sum_{q=1}^{N_{new}} x_q \gamma_q c_{new,q} l_q \quad (7)$$

其中, x_q 为第 q 条拟新建线路是否被选中的二进制变量, 被选中时值为 1, 未被选中时值为 0; γ_q 为第 q 条线路新建的固定投资年平均费用系数; $c_{new,q}$ 为第 q 条线路的单位新建成本; l_q 为第 q 条新建线路的长度; N_{new} 为新建线路数。

c. DG 年投资费 C_{DG} 。

$$C_{DG} = \sum_{i=1}^{N_{DG}} (\alpha_i c_{WTG,i}^l P_{WTG,i}^r + \mu_i c_{PVG,i}^l P_{PVG,i}^r) \quad (8)$$

其中, α_i 和 μ_i 分别为 WTG 和 PVG 在待选安装节点 i 的固定投资年平均费用系数; $c_{WTG,i}^l$ 和 $c_{PVG,i}^l$ 分别为 WTG 和 PVG 在待选安装节点 i 的单位容量投资费; $P_{WTG,i}^r$ 和 $P_{PVG,i}^r$ 分别为安装在待选节点 i 上的 WTG 和 PVG 的额定容量; N_{DG} 为 DG 待选安装节点个数。

d. DG 年运行维护费 C_{OM} 。

$$C_{OM} = \sum_{s=1}^{N_{sc}} \sum_{i=1}^{N_{DG}} p_s (c_{WTG,i}^{OM} P_{WTG,i,s} + c_{PVG,i}^{OM} P_{PVG,i,s}) t \quad (9)$$

其中, p_s 为场景 s 发生的概率; $c_{WTG,i}^{OM}$ 和 $c_{PVG,i}^{OM}$ 分别为 WTG 和 PVG 在待选安装节点 i 的单位发电运行维护费; $P_{WTG,i,s}$ 和 $P_{PVG,i,s}$ 分别为待选安装节点 i 的 WTG 和 PVG 在场景 s 的有功出力; t 为时间长度; N_{sc} 为总场景数。

e. 配电网向上级电网年购电费 C_P 。

$$C_P = \sum_{s=1}^{N_{sc}} p_s \rho P_{sub,s} t \quad (10)$$

其中, ρ 为配电网向上级电网的单位购电费; $P_{sub,s}$ 为变电站在场景 s 的有功功率。

f. 年碳排放成本 C_{CE} 。

$$C_{CE} = \eta \left(\sum_{s=1}^{N_{sc}} p_s \lambda P_{sub,s} t - \pi \right) \quad (11)$$

其中, η 为碳排放单价; λ 为上级电网碳排放强度; π 为年碳配额。

g. 年安全距离变异系数均值 β_{SD} 。

$$\beta_{SD} = \sum_{s=1}^{N_{sc}} \frac{S_{SD,s}}{N_{sc} E_{SD,s}} \quad (12)$$

其中, $E_{SD,s}$ 为场景 s 下的安全距离均值, 见式(13); $S_{SD,s}$ 为场景 s 下的安全距离标准差, 见式(14)。

$$E_{SD,s} = \frac{1}{N_{fdr}} \sum_{k=1}^{N_{fdr}} V_{SD,k,s} \quad (13)$$

$$S_{SD,s} = \sqrt{\frac{1}{N_{fdr}} \sum_{k=1}^{N_{fdr}} (V_{SD,k,s} - E_{SD,s})^2} \quad (14)$$

其中, $V_{SD,k,s}$ 为馈线 F_k 在场景 s 下的安全距离; N_{fdr} 为馈线条数。

为了方便表述, 将 C_{RL} 、 C_{NL} 和 C_{DG} 这 3 项费用之和视作配电网的年设备投资费。

约束条件如下。

a. 改造线路条数约束。

$$M_{ref} \leq M_{ref}^{max} \quad (15)$$

其中, M_{ref} 为实际改造线路数; M_{ref}^{max} 为拟改造线路的最大条数。

b. 辐射状结构约束。

$$T \in T_{rad} \quad (16)$$

其中, T 为系统结构; T_{rad} 为满足辐射状的系统结构集。

c. 网络连通性约束。

配电网须满足对所有供电区域的负荷点供电, 不存在孤岛或孤链。

2.3 下层规划模型

下层规划模型的目标函数为:

$$\min f = C_{NL} + C_{DG} + C_{OM} + C_P + C_{CE} \quad (17)$$

约束条件如下。

a. 潮流方程约束。

$$\begin{cases} P_{i,s} - U_{i,s} \sum_{j=1}^{N_{bus}} U_{j,s} (G_{ij} \cos \theta_{ij,s} + B_{ij} \sin \theta_{ij,s}) = 0 \\ Q_{i,s} - U_{i,s} \sum_{j=1}^{N_{bus}} U_{j,s} (G_{ij} \sin \theta_{ij,s} - B_{ij} \cos \theta_{ij,s}) = 0 \end{cases} \quad (18)$$

其中, 下标中包含“ s ”的变量均表示场景 s 下的值; $P_{i,s}$ 和 $Q_{i,s}$ 分别为节点 i 注入的有功和无功功率; $U_{i,s}$ 和 $U_{j,s}$ 分别为节点 i 和节点 j 的电压; G_{ij} 为支路电导; B_{ij} 为支路电纳; $\theta_{ij,s}$ 为节点 i 和节点 j 的电压相角差; N_{bus} 为配电网的节点数。

b. DG 安装容量上限约束。

$$P_{WTG,i}^r + P_{PVG,i}^r \leq P_{DG,i}^{max} \quad (19)$$

其中, $P_{DG,i}^{max}$ 为安装在待选节点 i 上的 DG 容量上限。

c. DG 安装容量离散性约束。

$$\begin{cases} P_{\text{WTG},i}^r = a_i P_{\text{WTG},i,0}^r \\ P_{\text{PVG},i}^r = b_i P_{\text{PVG},i,0}^r \end{cases} \quad (20)$$

其中, $P_{\text{WTG},i,0}^r$ 和 $P_{\text{PVG},i,0}^r$ 分别为单台 WTG 和 PVG 在待选安装节点 i 的额定容量; a_i 和 b_i 分别为 WTG 和 PVG 在待选安装节点 i 的台数。

e. DG 有功和无功关系约束。

$$Q_{\text{DG},i,s} = P_{\text{DG},i,s} \tan \varphi_{i,s} \quad (21)$$

其中, $P_{\text{DG},i,s}$ 、 $Q_{\text{DG},i,s}$ 、 $\varphi_{i,s}$ 分别为安装在待选节点 i 上的 DG 在场景 s 下的有功出力、无功出力、功率因数角。

f. $N-1$ 安全约束。

$$V_{\text{SD},k,s} \geq 0 \quad (22)$$

g. 节点电压约束。

$$U_i^{\min} \leq U_{i,s} \leq U_i^{\max} \quad (23)$$

3 规划模型求解

分析上述配电网规划模型可知,其是含有多个决策变量的非线性混合整数多目标双层规划问题,难以利用单一方法进行求解。为此,本文采用正态边界交点 NBI (Normal Boundary Intersection) 和动态小生境差分进化算法 DNDEA (Dynamic Niche Differential Evolution Algorithm) 相结合的策略对所提规划模型进行求解。该算法既充分考虑了年综合费和年安全距离变异系数均值 2 个目标之间的互相制约关系,避免了确定两者相对权重的主观性,又克服了差分进化算法 DEA (Differential Evolution Algorithm) 在初期搜索速度快、后期易陷入局部最优点的缺点。

3.1 NBI

NBI 是由 Das 和 Dennis 于 1998 年提出的一种生成均匀 Pareto 前端解集的有效方法^[17-18],其基本思想如下。

a. 将设定的权重向量 σ 映射到目标空间 L 中: $L(\sigma) = \theta \sigma$, 其中 $\theta = [L_1, L_2]$ 为映射矩阵, $L_1 = [F_1(x_1), F_2(x_1)]^T$, $L_2 = [F_1(x_2), F_2(x_2)]^T$, x_1 和 x_2 分别为仅考虑 F_1 和 F_2 时的最优解。

b. 将 L_1 、 L_2 间的乌托邦线 N_{df} 等分,第 h 个等分点 σ_h 在法向量 n_b 方向进行投影,形成 Pareto 曲面。

c. 根据 Pareto 最优性条件,即最大化法向量到 Pareto 曲面交点处的截距 D_h , 所获得的解就是 Pareto 前端解集。

该算法的优势在于:各目标函数相对独立,可获得离散 Pareto 最优解集;通过跟踪灵敏度曲线保证连续性算法计算效率。

3.2 DNDEA

DEA 是由 Store 和 Price 于 1995 年提出的一种群体性智能算法^[19]。DEA 的基本过程可参见文献^[19],本文不再赘述。其基本思想是从某一随机产

生的初始种群出发,通过变异、交叉和选择等进化操作,淘汰劣质个体、保留优良个体,不断地进行迭代进化,逐渐向最优解逼近,直到满足收敛条件。

为增加 DEA 对问题解空间的搜索性能,引入动态小生境机制^[20],得到 DNDEA。动态小生境机制可促使群体内个体间协同合作、保持解的多样性、提高全局搜索能力,使算法易于找出优化问题的所有局部最优解、全局最优解,适合多峰函数的优化^[20]。

3.3 规划流程

规划模型的求解流程如图 1 所示。

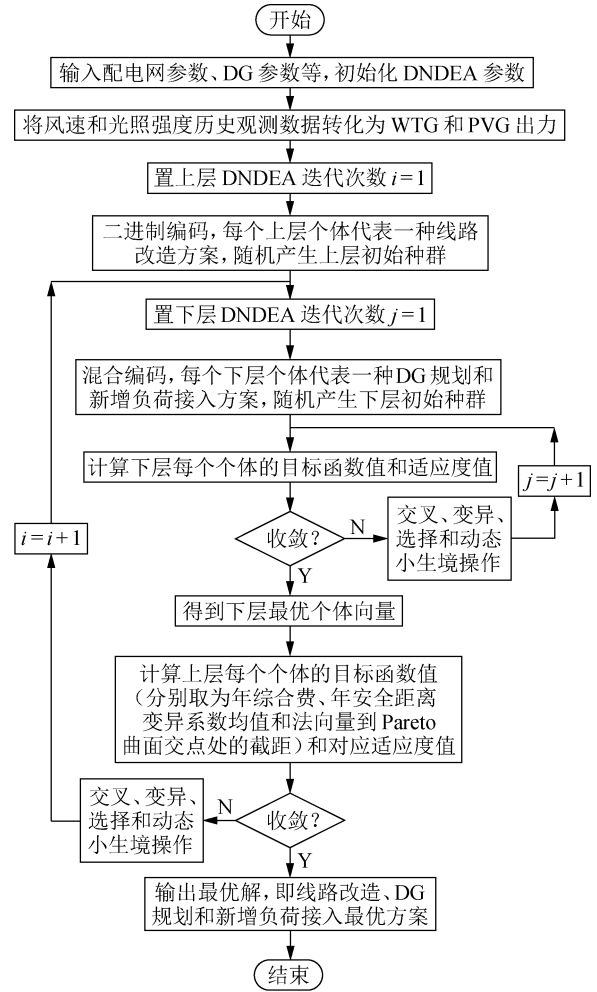


图 1 规划模型求解流程图

Fig.1 Flowchart of solving planning model

具体步骤如下。

a. 输入原始数据,设置 DNDEA 参数。

b. 初始化上层 DNDEA 种群。按照二进制规则对上层个体进行编码,随机产生 N_p 个初始个体,其中,编码为 0 时表示线路无需改造,编码为 1 时表示线路需进行改造。因此,每个上层个体的变量维数即为待选改造线路数,具体编码方式如下:

$$\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_{M_{\text{max}}}] \quad (24)$$

c. 开始下层优化,初始化下层 DNDEA 种群。对下层个体进行混合编码,随机产生 N_p 个初始个

体,其中,DG 安装位置和容量采用整数编码,新增负荷接入位置采用二进制编码。设新增负荷点数为 N_{bus}^{new} ,由于每一个新增负荷点均采用 2 位二进制数表示,则每个下层个体的变量维数为 $2(N_{bus}^{new} + N_{DG})$,具体编码方式如下:

$$y = [z_{1,1}, z_{1,2}, z_{2,1}, z_{2,2}, \dots, z_{N_{DG},1}, z_{N_{DG},2} | x_{1,1}, x_{1,2}, x_{2,1}, x_{2,2}, \dots, x_{N_{bus}^{new},1}, x_{N_{bus}^{new},2}] \quad (25)$$

其中,前 $2N_{DG}$ 个变量和后 $2N_{bus}^{new}$ 个变量分别表示各待选节点 WTG、PVG 的安装数量和各新增负荷点的接入位置。

d. 利用蒙特卡洛模拟法计算所有下层个体对应的概率潮流,从而计算下层每个个体的目标函数值。

e. 判断下层 DNDEA 是否收敛,如果收敛,则将下层最优个体向量反馈至上层 DNDEA,并且计算上层 DNDEA 种群分别相对于单目标函数 F_1 和 F_2 的适应度值,并退出循环;否则进化操作产生新下层 DNDEA 种群,跳转至步骤 **d**。

f. 判断上层 DNDEA 是否收敛,若收敛,则分别输出相对于单目标函数 F_1 和 F_2 的最优解,并退出循环;否则进化操作产生新上层 DNDEA 种群,跳转至步骤 **c**。

g. 用 NBI 将多目标模型转换为法向量到 Pareto 曲面交点处的截距最大化的单目标模型。

h. 仿照步骤 **a—f**,利用 DNDEA 求解步骤 **g** 中建立的单目标模型,得到 Pareto 前端解集。

4 算例分析

4.1 算例基本情况

本文算例配电网的拓扑如附录图 A1 所示。该配电网共有 3 座 33 kV 变电站,6 台主变,20 条 11 kV 馈线和 104 个已有负荷节点,其中节点负荷类型包括商业、居民和工业 3 种,各段线路长度均为 0.5 km。预计规划水平年已有负荷节点新增容量为 15%。算例中,主变及线路数据、已有和新增负荷数据见附录表 A1—A3。基于历史观测数据,设该配电网所在区域的风速、光照强度和负荷的年变化曲线如附录图 A2 所示(图中负荷为标么值),并利用模糊 C-means 聚类算法^[21]对附录图 A2 中的风、光、荷场景数进行削减。

一些参数设置如下:可改造的线路为 F_1 、 F_3 、 F_7 、 F_9 、 F_{10} 、 F_{11} 、 F_{13} 和 F_{20} 。DG 的待选安装节点为 7、10、38、43、73、93、98 和 104,每个待选安装节点所

允许安装的 DG 容量上限为 2 MW。规划备选线型为 JKLYJ-150 和 JKLYJ-120,相关参数及造价详见文献[22]。单台 WTG 的额定容量为 0.5 MW,切入风速、额定风速和切出风速分别为 3、13、20 m/s;WTG 的单位容量投资费为 1.5×10^6 \$/MW,单位发电量运行维护费为 30 \$/(MW·h)。单个 PVG 的额定容量为 0.5 MW,额定光照强度为 0.5 kW/m²;PVG 的单位容量投资费为 1.75×10^6 \$/MW,单位发电量的运行维护费为 40 \$/(MW·h)。WTG、PVG 和线路的固定投资年平均费用系数分别为 0.087、0.087、0.073。节点电压允许的范围为 0.95 p.u.~1.05 p.u.。上级电网碳排放强度为 639.2 kg/(MW·h),单位碳排放成本为 10 \$/t。NBI 的参数为:等分点个数为 20。DNDEA 的参数为:最大迭代次数为 50,种群规模为 50,缩放因子、交叉率均从 0.9 线性递减到 0.1。模糊 C-means 聚类数为 50。

本文所有仿真的计算条件是:计算机 CPU 为 i7-3820,主频为 3.6 GHz,内存为 8 GB,在 MATLAB 2013a 平台上编制计算程序。

4.2 规划结果分析

将本文所提模型和算法分别对 4 种方案进行优化规划:方案 1 不考虑 $N-1$ 安全和网源协调;方案 2 仅考虑网源协调;方案 3 仅考虑 $N-1$ 安全;方案 4 兼顾 $N-1$ 安全和网源协调。本文不考虑网源协调是指将配电网网架规划和 DG 规划分阶段进行,即先对配电网网架进行规划,完成后再进行 DG 规划,其中边界条件、规划模型和求解算法均与网源协调规划相同。所得 4 种方案的各部分费用和规划结果分别如图 2 和表 1 所示。

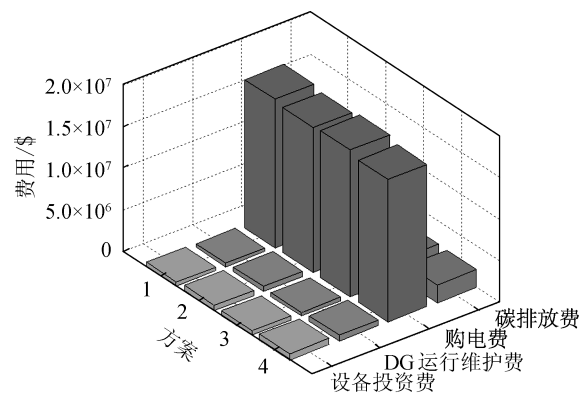


图 2 不同规划方案的各部分费用

Fig.2 Costs of different planning schemes

表 1 不同方案下的规划结果

Table 1 Planning results of different schemes

方案	改造线路	新增负荷接入节点	DG 规划方案	年综合费/\$	年安全距离变异系数均值
1	$F_3, F_{10}, F_{11}, F_{20}$	7, 56, 10, 25, 28, 80, 76, 89, 104, 38	10(2, 1), 73(1, 0), 98(1, 1)	$2.097\ 0 \times 10^7$	0.741
2	$F_{10}, F_{11}, F_{13}, F_{20}$	43, 56, 10, 17, 28, 73, 76, 31, 104, 98	10(2, 1), 73(1, 1), 93(1, 2)	$2.080\ 2 \times 10^7$	0.730
3	F_1, F_7, F_{10}	7, 56, 10, 25, 28, 80, 76, 89, 93, 38	7(1, 1), 38(2, 1), 43(1, 0), 98(1, 0)	$2.086\ 2 \times 10^7$	0.663
4	F_1, F_7, F_{13}	7, 43, 10, 17, 28, 73, 76, 31, 93, 38	7(2, 1), 10(1, 1), 38(2, 1), 43(1, 0), 93(1, 0)	$2.062\ 4 \times 10^7$	0.616

注:10(2,1)表示节点 10 安装 2 台 WTG、1 个 PVG;其他类似。

由表1可以看出,是否考虑 $N-1$ 安全和网源协调将会改变配电网的规划方案(改造线路、新增负荷接入位置和DG安装位置及容量),从而影响规划方案的经济性和安全性。方案1—4的DG渗透容量分别为3 MW、4 MW、3.5 MW和5 MW。方案2较方案1的DG渗透容量多1 MW,方案4较方案3的DG渗透容量多1.5 MW,说明考虑网源协调能让配电网接纳更多的DG;方案3较方案1的DG渗透容量多0.5 MW,方案4较方案2的DG渗透容量多1 MW,说明考虑 $N-1$ 安全同样能增大DG渗透率,从而有助于减少上级电网的供电量,实现经济效益和环境效益的双重优化。此外,方案3较方案1的改造线路数少1条,方案4较方案2的改造线路数也少1条,说明考虑 $N-1$ 安全能延缓配电网的网架改造,这主要是由于发生 $N-1$ 故障使得负荷转带能充分地挖掘现有配电网的供电能力,从而提高配电网的供电效率、降低设备投资。

需要说明的是,同一方案下,各DG安装节点配置的WTG和PVG数量不尽相同是因为这样能让配电网在满足安全运行的同时,充分利用系统各节点负荷功率、WTG和PVG输出功率在时空范围内概率分布的差异性和互补性,尽可能多地接纳DG。

由图2可以看出,4种规划方案中,配电网向上级电网年购电费占年综合费的比例均为最大。此外,DG安装容量最大的方案4的年购电费最小,DG安装容量最小的方案1的年购电费最大。这主要是因为安装DG虽然会增大配电网的设备投资费用,但是通过DG向用户输送功率,大幅降低了配电网对上级电网供电的依赖,从而减少了年购电费。

为了进一步对比分析4种规划方案,图3给出了各方案下馈线的安全距离情况。

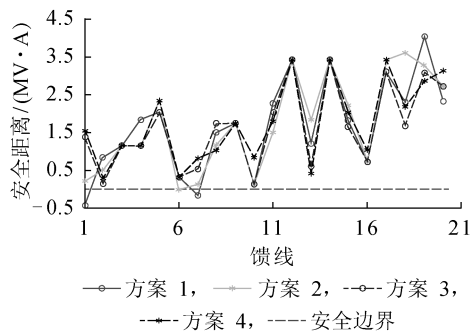


图3 不同规划方案各馈线安全距离

Fig.3 Security distance of each feeder of different planning schemes

由表1和图3可以得出以下结论。

a. 网源协调规划有助于提高规划方案的经济性。相比于不考虑网源协调的方案1,考虑网源协调的方案2的年综合费减少 1.68×10^5 \$,经济性较好,这主要是由网源协调能让配电网在满足各种约

束条件的前提下更多地接纳DG所致。对比分析方案3和方案4可得相同结论。

b. 考虑 $N-1$ 安全有助于提高规划方案的安全性。不考虑 $N-1$ 安全的方案1中有2条馈线(F_1 和 F_7)的安全距离为负值,与之相较,考虑 $N-1$ 安全的方案3中所有馈线的安全距离均为正值且年安全距离变异系数均值减小0.078,安全性较高,这主要是由改造线路、新增负荷接入位置和DG规划方案会影响工作点在配电网安全域中的位置所致。对比分析方案2和方案4可得相同的结论。

c. 综合考虑系统经济性和安全性,4种规划方案从优到劣的次序为方案4、方案3、方案2和方案1。相比于方案1—3,方案4由于能在保证系统 $N-1$ 安全的前提下,协调优化改造线路、新增负荷接入位置和DG安装位置及容量,从而实现了规划方案经济性和安全性的全面优化。

4.3 算法效率分析

分别采用遍历法和模糊C-means聚类法计算方案1—4对应的年综合费和年安全距离变异系数均值,如表2所示。

表2 2种算法性能对比

Table 2 Performance comparison between two algorithms

方案	年综合费/\$		年安全距离变异系数均值	
	遍历法	模糊 C-means 聚类法	遍历法	模糊 C-means 聚类法
1	$2.094\ 3 \times 10^7$	$2.097\ 0 \times 10^7$	0.739	0.741
2	$2.077\ 5 \times 10^7$	$2.080\ 2 \times 10^7$	0.726	0.730
3	$2.090\ 9 \times 10^7$	$2.086\ 2 \times 10^7$	0.664	0.663
4	$2.058\ 8 \times 10^7$	$2.062\ 4 \times 10^7$	0.615	0.616

由表2可以看出,利用模糊C-means聚类法约简样本所得到的计算结果与采用遍历法得到的结果非常接近,误差较小,这表明利用模糊C-means聚类法对风速、光照强度和负荷样本数据进行简化的求解思路是正确有效的,在保证计算精度的前提下,提高了计算效率。

为了衡量算法寻优的效率及鲁棒性,在相同种群规模下,分别采用GA、DEA、DNDEA和PSO算法求解第2节中的模型10次,所得最小年综合费 $F_1^{\min}$ 、平均年综合费 $\bar{F}_1$ 、最小年安全距离变异系数均值 $F_2^{\min}$ 、平均年安全距离变异系数均值 $\bar{F}_2$ 、达到 $F_1^{\min}$ 和 $F_2^{\min}$ 的次数 N_1 、平均迭代次数 N_2 、平均计算时间 $\bar{t}$,如表3所示。其中,PSO算法的参数如下:最大迭代次数为50,粒子数为50,惯性权重从0.9线性递减到0.1,局部与全局学习因子为2,粒子最大移动距离为5。GA的参数如下:最大迭代次数为50,染色体数为50,交叉率从0.9线性递减到0.1,变异率从0.09线性递减到0.01,采用轮盘赌选择机制。

表 3 各算法收敛特性对比

Table 3 Comparison of convergence characteristics among algorithms

算法	$F_1^{\min} / \$$	$\bar{F}_1 / \$$	$F_2^{\min}$	$\bar{F}_2$	N_1	N_2	$\bar{t} / s$
DNDEA	$2.062 4 \times 10^7$	$2.068 7 \times 10^7$	0.616	0.626	5	29.2	1 612.3
DEA	$2.064 5 \times 10^7$	$2.121 0 \times 10^7$	0.624	0.640	3	37.7	1 856.8
PSO	$2.065 8 \times 10^7$	$2.127 7 \times 10^7$	0.625	0.646	2	38.8	1 908.6
GA	$2.066 0 \times 10^7$	$2.168 4 \times 10^7$	0.632	0.650	1	45.7	2 334.2

由表 3 可以看出, 4 种算法所得结果相近, 但 DNDEA 达到 $F_1^{\min}$ 和 $F_2^{\min}$ 的次数 N_1 明显高于其他 3 种算法, 平均迭代次数 N_2 和平均计算时间 $\bar{t}$ 则低于其他算法, 这表明本文采用的 DNDEA 具有较高的寻优效率。此外, 与其他 3 种算法相比, DNDEA 能够高效寻优的原因在于其引入了动态小生境机制, 极大地增加了全局寻优能力。

5 结论

基于安全距离, 本文提出了一种考虑 $N-1$ 安全和网源协调的配电网多目标双层扩展规划方法。该方法以提高配电网经济效益和安全水平为目标, 综合考虑了不可控 DG 出力、负荷波动和配电网发生 $N-1$ 故障等不确定因素, 可提供包括改造线路、新增负荷接入位置和 DG 安装位置及容量在内的决策, 优化求解采用 NBI 联合 DNDEA 的混合策略。算例仿真结果表明:

a. 所提规划方法可提升系统应对 $N-1$ 故障的能力、实现故障负荷的有效转供, 能在挖掘配电网供电能力的同时, 有效地推迟升级改造、节约新建投资;

b. 与仅考虑 $N-1$ 安全或网源协调的配电网规划相比, 本文所提规划方法实现了配电网经济效益、安全水平的综合优化, 提高了配电网中 DG 的渗透率, 从而减少传统电源的发电量, 达到碳减排的目标;

c. 不同的改造线路、新增负荷接入位置和 DG 配置方案将会改变工作点在配电网安全域当中的位置, 从而对配电网 $N-1$ 安全性及其裕度产生影响;

d. 本文采用的 NBI 联合 DNDEA 求解模型是有效的, 且寻优效率高于同样本规模的 GA 和 PSO 算法。

需要指出的是, 本文方法所需的快速网络转供能力必须建立在环网状拓扑结构及中压配电自动化普及的基础上。所提方法更适用于负荷增长平缓的城市建成区配电网近期规划 (3~5 a)。

附录见本刊网络版 (<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 刘佳, 徐谦, 程浩忠, 等. 考虑 $N-1$ 安全的分布式电源多目标协调优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 84-92.
LIU Jia, XU Qian, CHENG Haozhong, et al. Multi-objective coordinated DG planning with $N-1$ security [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 84-92.
- [2] 刘佳, 徐谦, 程浩忠, 等. 计及主动配电网转供能力的可再生电源双层优化规划[J]. 电工技术学报, 2017, 32(9): 179-188.
LIU Jia, XU Qian, CHENG Haozhong, et al. Bi-level optimal renewable energy sources planning considering active distribution network power transfer capability [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(9): 179-188.
- [3] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 考虑可再生电源功率不确定性的电源灵活性评价[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 120-125.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125.
- [4] GROOT R J W D, MORREN J, SLOOTWEG J G. Smart integration of distribution automation applications [C] // IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies. Berlin, Germany: IEEE, 2013: 1-7.
- [5] 廖怀庆, 刘东, 黄玉辉, 等. 考虑新能源发电与储能装置接入的智能电网转供能力分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 9-16.
LIAO Huaqing, LIU Dong, HUANG Yuhui, et al. Smart grid power transfer capability analysis considering integrated renewable energy resources and energy storage systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(16): 9-16.
- [6] HUMAYD A S B, BHATTACHARYA K. Comprehensive multi-year distribution system planning using back-propagation approach [J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(12): 1415-1425.
- [7] 李志铿, 王钢, 陈志刚, 等. 计及区域自组网的含分布式电源配电网网架柔性规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(6): 42-47.
LI Zhikeng, WANG Gang, CHEN Zhigang, et al. Flexible network planning considering islanding scheme for distribution systems with distributed generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(6): 42-47.
- [8] ZENG B, ZHANG J, YANG X, et al. Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1153-1165.
- [9] 唐念, 夏明超, 肖伟栋, 等. 考虑多种分布式电源及其随机特性的配电网多目标扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 45-52.
TANG Nian, XIA Mingchao, XIAO Weidong, et al. Multi-objective expansion planning of active distribution systems considering distributed generator types and uncertainties [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 45-52.
- [10] MUÑOZ-DELGADO G, CONTRERAS J, ARROYO J M. Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3715-3728.
- [11] 刘佳, 程浩忠, 李思韬, 等. 兼顾供电能力和安全裕度的智能配电网协调运行优化方法[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3532-3538.

- LIU Jia, CHENG Haozhong, LI Sitao, et al. Coordinated operation optimization method for smart distribution system considering total supply capability and security margin [J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3532-3538.
- [12] 刘佳,程浩忠,肖峻,等. 计及 $N-1$ 安全准则的智能配电网多目标重构策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(7): 9-15.
- LIU Jia, CHENG Haozhong, XIAO Jun, et al. A multi-objective re-configuration strategy for smart distribution network considering $N-1$ security criterion[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 9-15.
- [13] 刘佳,程浩忠,李思韬,等. 考虑 $N-1$ 安全约束的分布式电源出力控制可视化方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11): 24-30.
- LIU Jia, CHENG Haozhong, LI Sitao, et al. Visualization method of output power control of distributed generators considering $N-1$ security constraint[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 24-30.
- [14] 藤春贤,李智慧. 二层规划的理论与应用[M]. 北京:科学出版社, 2002: 45-48.
- [15] 赵渊,何媛,宿晓岚,等. 分布式电源对配网可靠性的影响及优化配置[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(9): 13-20.
- ZHAO Yuan, HE Yuan, SU Xiaolan, et al. Effect of distributed generation on power distribution system reliability and its optimal allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(9): 13-20.
- [16] ZHANG S, CHENG H, ZHANG L, et al. Probabilistic evaluation of available load supply capability for distribution system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3215-3225.
- [17] ROMAN C, ROSEHART W. Evenly distributed Pareto points in multi-objective optimal power flow [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 1011-1012.
- [18] SHUKLA A, SINGH S N. Multi-objective unit commitment using search space-based crazy particle swarm optimisation and normal boundary intersection technique[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(5): 1222-1231.
- [19] STORN R, PRICE K. Differential evolution—a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces[J]. Journal of Global Optimization, 1997, 11(4): 341-359.
- [20] DELLA CIOPPA A, DE STEFANO C, MARCELLI A. Where are the niches? Dynamic fitness sharing [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2007, 11(4): 453-465.
- [21] 吴浩,李群湛,易东. 基于广域状态信息和模糊C均值聚类的电网故障区域判别[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7): 39-45.
- WU Hao, LI Qunzhan, YI Dong. Faulty region identification based on wide-area state information and fuzzy C-means clustering [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 39-45.
- [22] 陕西省电力建设定额站. 电力建设 110 kV 及以下送变电工程限额设计参考造价指标 [M]. 北京:中国水利水电出版社, 2004: 67-68.

作者简介:



刘佳

刘佳(1991—),男,河南商丘人,博士研究生,主要研究方向为电力系统优化规划、运行(E-mail:liujia911011@126.com);

程浩忠(1962—),男,浙江东阳人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统规划、电压稳定、电能质量;

徐谦(1963—),男,浙江宁波人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统规划和运行。

Multi-objective bi-level short-term planning of distribution system considering network transfer capability under network-generation coordination drive

LIU Jia¹, CHENG Haozhong¹, XU Qian², LAN Zhou², MA Zeliang³, ZHANG Jianping³

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. State Grid Zhejiang Electric Power Corporation Economic Research Institute, Hangzhou 310008, China; 3. East China Grid Company Limited, Shanghai 200120, China)

Abstract: Improving the power supply capability and accommodation of DG (Distributed Generation) are the new objectives of expansion planning of future loop distribution network. Therefore, a multi-objective bi-level optimization planning model for distribution network is proposed, which considers the $N-1$ security and coordination between network and DG by introducing the safety assessment index of safe distance. The model takes the reformed feeders, new load locations and installation locations and capacities of DG as decision variables, and considers the transfer of system failure load and uncertainties caused by uncontrollable DG output and load fluctuations. According to the characteristics of the model, the stochastic problem is transformed into deterministic problems by multi-scenario technology, and then is solved by the hybrid strategy combining normal boundary intersection and dynamic niche differential evolution algorithm. The planning results considering $N-1$ security and coordination between network and DG or not are compared by case analysis. Simulative results show that, the proposed planning model can improve the DG penetration level, exploit the potential power supply capability of distribution network and postpone the upgrade of lines simultaneously, and the planning scheme realizes the comprehensive optimization of economic benefit and safety of distribution network, which is more applicable to short-term expansion planning of urban developed distribution network with slow load growth and scarce line corridors.

Key words: distribution network; distribution system planning; distributed generation; $N-1$ security; network-generation coordination; multi-objective bi-level planning; hybrid strategy; models

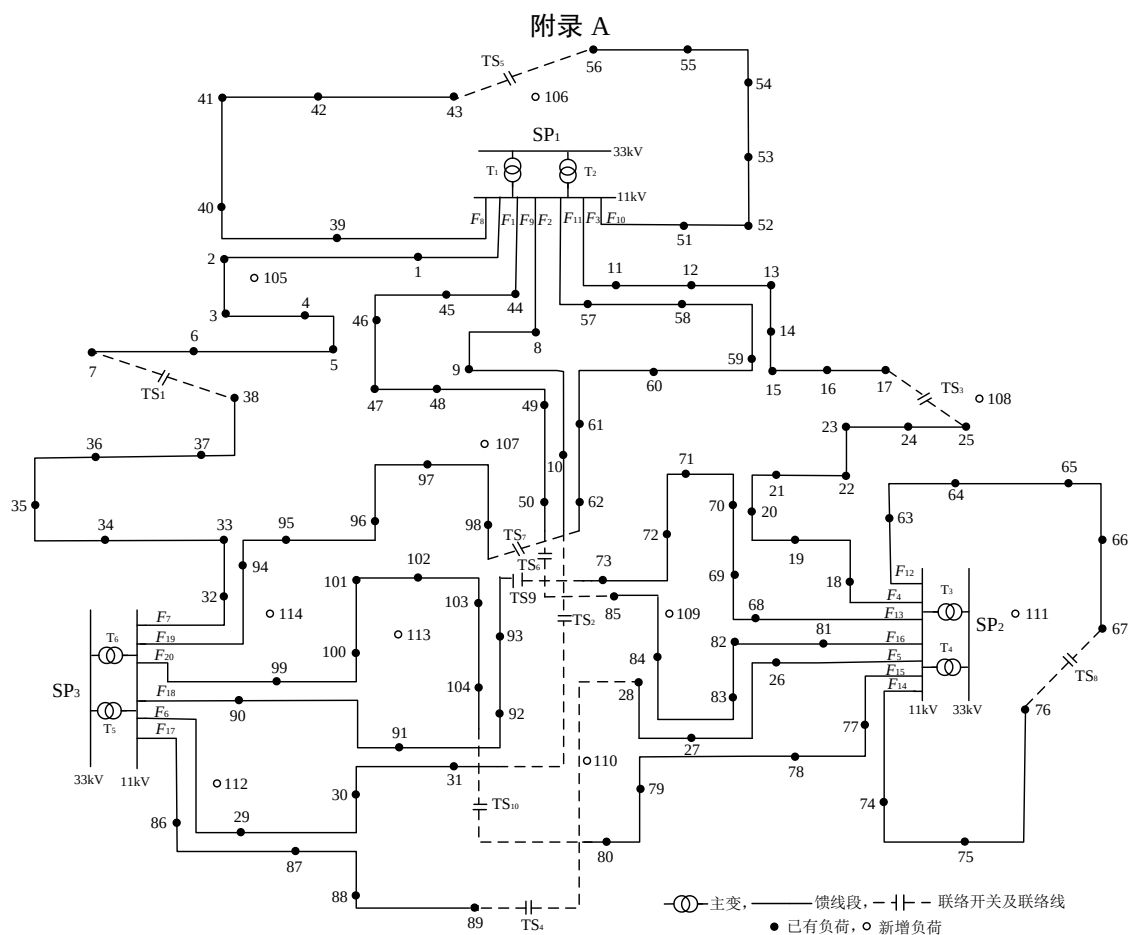


图 A1 配电网示意图

Fig.A1 Schematic diagram of distribution network

表 A1 主变及线路数据

Table A1 Data of main transformers and lines

变电站	主变	主变容量/(MV·A)	线路型号	线路容量/(MV·A)	线路单位电阻/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	线路单位电抗/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)
SP ₁	T ₁	16	JKLYJ-150	6.91	0.17	0.365
	T ₂	16	JKLYJ-150	6.91	0.17	0.365
SP ₂	T ₃	16	JKLYJ-150	6.91	0.17	0.365
	T ₄	16	JKLYJ-150	6.91	0.17	0.365
SP ₃	T ₅	12	JKLYJ-120	5.83	0.22	0.366
	T ₆	12	JKLYJ-120	5.83	0.22	0.366

表 A2 已有负荷数据

Table A2 Data of existing load

负荷节点	节点数	负荷容量/(MV·A)	负荷类型
1—4, 18—20, 32, 44—47, 68, 94	14	0.444	居民
11—13, 33—36, 51—53, 57—59, 63—65, 69—71, 95—97, 99, 100	24	0.296	居民
48, 49, 72, 73, 98, 101	6	0.407	工业
14, 15, 21—23, 37, 54, 60—62, 102, 103	12	0.271	工业
8—10, 29, 43, 90	6	0.815	居民
26—28, 74—88, 91, 92	20	0.326	居民
30, 31, 39—42, 89, 93	8	0.611	商业
5—7, 16, 17, 24, 25, 38, 50, 55, 56, 66, 67, 104	14	0.336	商业

表 A3 新增负荷数据
Table A3 Data of new load

负荷节点	负荷容量/(MV·A)	负荷类型	待选接入节点	负荷节点	负荷容量/(MV·A)	负荷类型	待选接入节点
105	0.336	商业	7, 43	110	0.407	工业	28, 73, 80
106	0.407	工业	43, 56	111	0.336	商业	67, 76
107	0.611	商业	10, 50, 62	112	0.336	商业	31, 89
108	0.296	居民	17, 25	113	0.407	工业	93, 104
109	0.296	居民	28, 73, 85	114	0.296	居民	38, 98

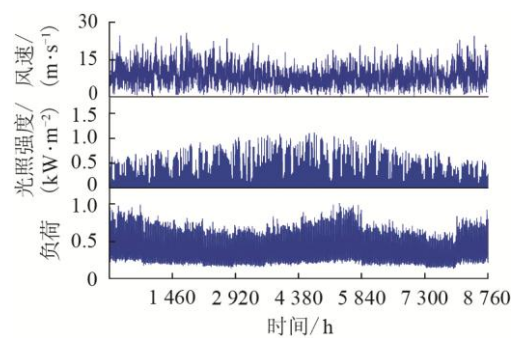


图 A2 风速、光照强度和负荷的年变化曲线

Fig.A2 Annual wind speed, illumination intensity and load curve