

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201363

考虑多主体利益与需求响应的分布式电源优化配置

胡晶, 陈红坤, 陈磊, 石晶, 丁同

(武汉大学电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072)

摘要: 传统的分布式电源规划仅考虑单一利益主体, 且未考虑需求响应, 无法兼顾各市场主体的利益需求且忽略了负荷的调节能力。针对以上问题, 提出了一种考虑多主体利益和需求响应的分布式电源优化配置模型。首先, 结合电源侧的环境成本和用户侧的需求响应, 分别以分布式电源发电企业、配电公司、电力用户的净收益最大为目标, 建立各自的优化配置模型。其次, 根据三者的利益关系, 构建可同时兼顾三者净收益的综合优化目标, 并采用二阶锥规划方法进行求解。最后, 以 IEEE33 节点配电网作为算例, 结合某地区电网的实际数据进行仿真分析。结果表明: 所提出的优化配置模型可有效提升各主体的整体经济效益, 并且可保证主体间的利益均衡, 有助于提升电力市场的活力。

关键词: 主动配电网; 多主体利益; 需求响应; 时序特性; 环境成本

Distributed generation planning in an active distribution network considering multi-agent interests and demand response

HU Jing, CHEN Hongkun, CHEN Lei, SHI Jing, DING Tong

(School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: For traditional distributed energy planning, it is common to only consider a single interest subject. Demand side response is not effectively considered, and especially the interests of various market entities and load regulation ability are absent. To take these issues into account, a novel planning model considering multiple interests and demand response is proposed. First, in terms of the environmental cost on the power supply side and the demand response on the user side, optimal configuration models are established to maximize the net incomes of distributed generation enterprises, distribution companies and power users. Then, a comprehensive optimization objective is designed to combine entire net incomes, and the second-order cone planning method is adopted to solve the problem. Finally, the IEEE33 node distribution network combined with the actual data of a regional power grid is used to test the effectiveness of the proposed model. The results show that the proposed model can effectively improve the overall economic benefits and balance the interests among different interests, and thus the vitality of the power market is well enhanced.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51877154).

Key words: active distribution network; multi-agent benefits; demand response; time-series; environmental cost

0 引言

随着清洁能源发电技术以及主动配电网的发展, 大量分布式电源(Distributed Generator, DG)和需求侧响应接入配电网, 增加了配电网规划的复杂性^[1-2]。一方面, 电力市场化改革使得配电网规划呈现出市场主体多元化的特征, 且各主体的利益需求并不一致, 仅考虑单一主体利益的规划无法体现不同的利

益需求^[3]。另一方面, 风力发电(Wind Generator, WG)和光伏发电(Photovoltaic, PV)具有较强的间歇性与波动性, 可调节能力较差, 且两者的出力时序特性存在一定差异, 给配电网带来了一定的风险^[4]; 而需求响应的建设, 提升了电力负荷的调节能力与主观能动性, 通过合理的引导可在一定程度上应对 DG 出力的波动性^[5-6]。因此综合考虑多主体利益和需求响应, 并结合不同类型 DG 的时序特性和环境成本进行优化配置, 可有效优化用能模式并提升规划方案的整体经济性和环保价值。

关于配电网中的 DG 优化配置,国内外已有大量研究^[7-13]。文献[7]考虑分布式光伏出力的时空分布特性,以最小化光伏总费用、电网运行成本、主动管理费用为目标建立了多目标机会约束规划模型。文献[8]以投资成本、网损成本和停电损失费用之和最小为目标,进行配电网的多类型 DG 选址定容规划。文献[9]在考虑负载增长的前提下,以提升电压稳定性和降低损耗为目标进行环状配电网的 DG 配置。文献[10]考虑运行总费用、电压暂降经济损失以及储能对风光出力波动性的抑制作用,提出了分布式风-光系统的优化配置模型。上述文献从不同角度进行了 DG 优化配置,但多数文章在规划中仅考虑了出力具有不确定性的 WG 和 PV,而未考虑将出力灵活可调的微型燃气轮机(Micro Turbine Generator, MT)与以上两类 DG 进行联合规划。

随着主动配电网的发展,从用户侧出发的需求响应具备较大的调节潜力,其应用可在一定程度上起到削峰填谷的作用,对 DG 规划的影响不容忽视,目前已有学者结合需求响应构建 DG 优化配置模型^[14-21]。文献[14]同时考虑 DG 和电动汽车需求响应构建多目标规划-运行双层模型,采用 CPLEX 求解器对转化后的二阶锥规划模型进行求解。文献[15]构建了考虑需求响应和网络重构的 DG 规划模型,并通过分解协调将其转换为三层规划模型进行求解。文献[16]提出了一种考虑主动管理和需求响应的主动配电网多目标随机规划方法,并采用蒙特卡罗模拟法进行求解。上述文献结合 DG 与需求响应进行规划,但多数仅单独考虑了基于激励或基于电价的需求响应,实际上两者往往同时存在于主动配电网中,因此本文在规划中综合考虑以上两类需求响应。此外,在电力市场改革推进的过程中,针对市场主体多元化的问题,较少有文献在 DG 规划中进行综合考虑,可能导致规划结果忽视部分市场主体的利益,不利于提升市场的积极性。

针对以上不足,本文对 WG、PV、MT 三种 DG 进行优化配置,在源侧考虑 DG 出力时序特性以及发电的环境成本,在负荷侧考虑负荷时序特性和需求响应,建立了兼顾 DG 发电企业、供电公司、电力用户三方利益的优化配置模型,进行源网荷协同的 DG 规划。针对该模型的非凸非线性特征,采用二阶锥松弛法对其进行线性化处理,最后以 IEEE33 节点配电网作为算例,结合某地区电网实际数据进行仿真分析,结果表明该模型可有效提升整体经济

效益,且所得规划方案能兼顾经济性与环保性。

1 负荷及 DG 出力的时序特性

由于负荷、DG 出力都具备一定的随机性和波动性,因此有必要在规划中对其时序特性进行模拟,从而保证规划结果在不同时刻下均能满足约束条件,更加具有实际意义。

1.1 负荷的时序特性

以某地区电网的小时级负荷数据为研究对象,分析其时序特性,采用 K-means 聚类方法^[22]得到四季典型日负荷曲线,如图 1 所示。可以看出,冬、夏两季的负荷量较大,春、秋两季的负荷相对较低,用电高峰时段主要集中于 10:00—11:00 和 18:00—21:00,19:00 左右负荷最大,04:00 左右负荷最低。

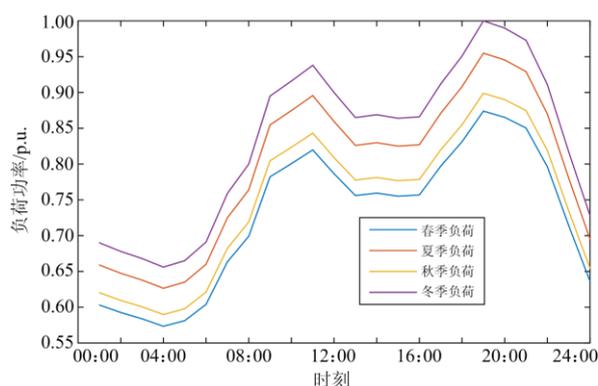


图 1 四季典型日负荷曲线

Fig. 1 Typical daily load curve in four seasons

1.2 DG 出力的时序特性

MT 出力可控且调节灵活,其出力范围在最小技术出力与额定功率之间,且爬坡速度较快。WG 和 PV 出力主要受到天气等环境因素影响,具有一定的随机性和波动性。根据该地区电网的全年小时级风电、光伏出力数据,聚类得到四季典型日的风电、光伏出力曲线,如图 2 和图 3 所示。

从图中可以看出,风电在冬、春季出力较大,在夏、秋季出力较小,且日间出力相对较小,夜间出力相对较大;光伏仅在日间出力,且夏季出力较大,冬季出力较小。综合分析风电、光伏出力的时序特性可知,不论在季节上还是一日内,两者之间均有一定的互补性。例如光伏在夏季出力较大,冬季出力较小,而风电出力则正好相反;光伏在日间出力较大,夜间不出力,而风电则可以在夜间进行弥补。这种互补性有利于保持配电网总出力的相对稳定,从而在一定程度上促进清洁能源的消纳。

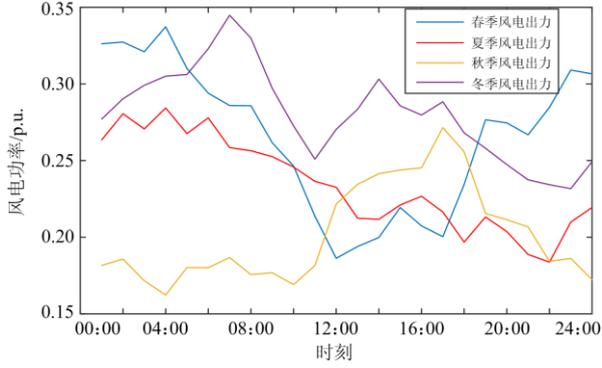


图 2 四季典型日风电出力曲线

Fig. 2 Typical daily wind power output curves in four seasons

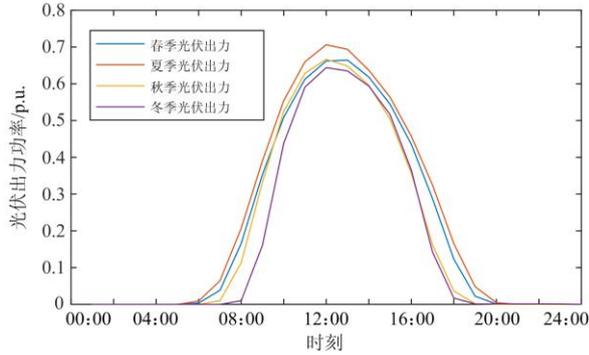


图 3 四季典型日光伏出力曲线

Fig. 3 Typical daily photovoltaic output curves in four seasons

2 各市场主体的优化配置模型

本文在规划中考虑主动配电网中源、网、荷三方的不同市场主体，并综合考虑源、荷时序特性和负荷侧的需求响应特性。其中电源侧指 DG 发电企业，主要考虑 WG、PV、MT 三类，其中 MT 需考虑环境成本；电网侧指供电公司；而负荷侧指电力用户，包括可中断负荷和可转移负荷。

三类市场主体间的关系如图 4 所示，其规划目标为各自净收益的最大化。针对三类市场主体的不同规划目标，本文首先分别构建不同市场主体的优化配置模型。

2.1 DG 发电企业

对于 DG 发电企业而言，规划的决策变量为各类 DG 的安装地址和容量，目标为净收益最大。针对 PV、WG、MT 这 3 类 DG，结合其出力时序特性和环境成本建立了相应的优化配置模型。

1) 目标函数

优化配置模型的目标函数 E^{DG} 从 DG 发电企业的收益和成本两方面进行考虑，在年时间尺度下，收益包括 DG 全年的售电收益 $E_{\text{sell}}^{\text{DG}}$ 与清洁能源发电

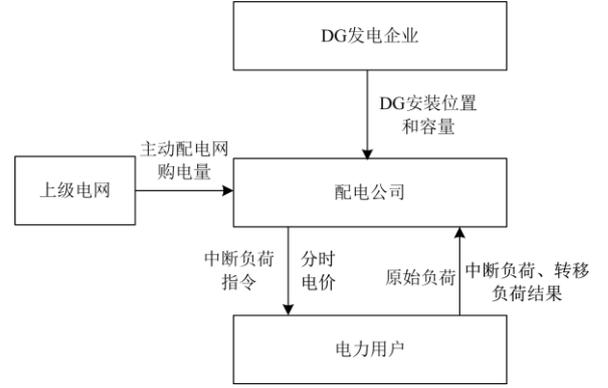


图 4 三类市场主体的利益关系示意图

Fig. 4 Relationship of different market entities

补贴收益 $E_{\text{sub}}^{\text{DG}}$ ，成本包括 DG 的年投资成本 $C_{\text{inv}}^{\text{DG}}$ 、DG 年运维成本 $C_{\text{op}}^{\text{DG}}$ 、全年燃料成本 C_{f}^{DG} 以及全年环境成本 $C_{\text{en}}^{\text{DG}}$ 。具体形式为

$$\max E^{\text{DG}}(x_m, Z_m) = E_{\text{sell}}^{\text{DG}} + E_{\text{sub}}^{\text{DG}} - (C_{\text{inv}}^{\text{DG}} + C_{\text{op}}^{\text{DG}} + C_{\text{f}}^{\text{DG}} + C_{\text{en}}^{\text{DG}}) \quad (1)$$

其中

$$E_{\text{sell}}^{\text{DG}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{DG}} \cdot P_{s,t}^{\text{DG}} \right) \quad (2)$$

$$E_{\text{sub}}^{\text{DG}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sub}}^{\text{DG}} \cdot P_{s,t}^{\text{DG}} \right) \quad (3)$$

$$C_{\text{inv}}^{\text{DG}} = \left(c_{\text{inv}}^{\text{DG}} \cdot \sum_{m=1}^{N_m} x_m \cdot Z_m \cdot P_{\text{rate}}^{\text{DG}} \right) \cdot \frac{r(1+r)^{T_{\text{DG}}}}{(1+r)^{T_{\text{DG}}} - 1} \quad (4)$$

$$C_{\text{op}}^{\text{DG}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_{\text{op}}^{\text{DG}} \cdot P_{s,t}^{\text{DG}} \right) \quad (5)$$

$$C_{\text{f}}^{\text{DG}} = C_{\text{f}}^{\text{MT}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_{\text{f}}^{\text{MT}} \cdot P_{s,t}^{\text{MT}} \right) \quad (6)$$

$$C_{\text{en}}^{\text{DG}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} K^{\text{MT}} \cdot (V^{\text{MT}} + R^{\text{MT}}) \cdot P_{s,t}^{\text{MT}} \right) \quad (7)$$

式中：清洁能源发电补贴收益 $E_{\text{sub}}^{\text{DG}}$ 中的 DG 仅代表 WG、PV，燃料成本 C_{f}^{DG} 和环境成本 $C_{\text{en}}^{\text{DG}}$ 中的 DG 仅代表 MT，其他项中的 DG 代表 WG、PV、MT 三类； N_m 为某种 DG 的待接入节点总数； x_m 为 0-1 变量， $x_m=1$ 代表第 m 个待接节点有 DG 接入， $x_m=0$ 代表第 m 个待接节点无 DG 接入； s 代表 4 种不同季节； D_s 为每种季节对应的天数； N_T 为典型日内的时间段总数； $e_{\text{sell}}^{\text{DG}}$ 为单位电量的售电收益； $P_{s,t}^{\text{DG}}$ 为所有 DG 在 s 季节 t 时段的总有功出力； $e_{\text{sub}}^{\text{DG}}$ 为单位清洁能源发电量的补贴收益； $c_{\text{inv}}^{\text{DG}}$ 为单位容量 DG

的投资费用; Z_m 为第 m 个待接节点处接入的 DG 数量; $P_{\text{rate}}^{\text{DG}}$ 为单台 DG 的额定有功功率; r 为贴现率; T_{DG} 为 DG 的寿命周期; $c_{\text{op}}^{\text{DG}}$ 为单位发电量的运维费用; c_f^{MT} 为 MT 单位发电量的燃料费用; K^{MT} 为 MT 发出单位电量的温室气体排放强度; V^{MT} 、 R^{MT} 分别为 MT 产生每 kg 温室气体的环境价值折算费用和排放征收费用。

2) 约束条件

DG 发电企业规划模型中的约束主要有: DG 接入数量限制、DG 安装总渗透率限制、DG 有功出力约束、DG 无功出力/功率因数限制以及机组爬坡速率限制。

(1) DG 接入数量限制

$$0 \leq Z_m < Z_{m_max} \quad (8)$$

式中, Z_{m_max} 为第 m 个待接节点处的最大 DG 接入数量限制。

(2) DG 安装总渗透率限制

$$\sum_{m=1}^{N_m} x_m \cdot Z_m \cdot P_{\text{rate}}^{\text{DG}} < \lambda \cdot P_{L_total} \quad (9)$$

式中: λ 为配电网的 DG 渗透率; P_{L_total} 为配电网的负荷总功率。

(3) DG 有功出力约束

$$P_{s,t}^{\text{DG}} = \sum_{i=1}^{N_i} P_{s,t,i}^{\text{DG}} \quad (10)$$

$$Z_i \cdot P_{\min}^{\text{DG}} < P_{s,t,i}^{\text{DG}} < Z_i \cdot P_{\max}^{\text{DG}} \quad (11)$$

式中: i 代表配电网中的节点编号; N_i 为配电网的节点总数; $P_{s,t,i}^{\text{DG}}$ 为在 s 季节 t 时段节点 i 处某类 DG 的有功出力; Z_i 为节点 i 处某类 DG 的数量; P_{\max}^{DG} 、 P_{\min}^{DG} 分别为某类 DG 单台有功出力的上下限。

(4) DG 无功出力/功率因数限制

$$0.9 \leq P_{s,t,i}^{\text{DG}} / \sqrt{(P_{s,t,i}^{\text{DG}})^2 + (Q_{s,t,i}^{\text{DG}})^2} \leq 1 \quad (12)$$

式中, $Q_{s,t,i}^{\text{DG}}$ 为在 s 季节 t 时段节点 i 处某类 DG 的无功出力, 要求 DG 的功率因数不低于 0.9。

(5) 机组爬坡速率限制

$$-Z_i^{\text{MT}} \cdot P_{\text{down}}^{\text{MT}} \leq P_{s,t,i}^{\text{MT}} - P_{s,t-1,i}^{\text{MT}} \leq Z_i^{\text{MT}} \cdot P_{\text{up}}^{\text{MT}} \quad (13)$$

式中: $P_{s,t,i}^{\text{MT}} - P_{s,t-1,i}^{\text{MT}}$ 为 s 季节节点 i 处相邻时段的 MT 出力变化量; Z_i^{MT} 为节点 i 处的 MT 数量; $P_{\text{up}}^{\text{MT}}$ 、 $P_{\text{down}}^{\text{MT}}$ 分别为 MT 的向上、向下最大爬坡速度限制。

2.2 配电公司

对于配电公司而言, 在满足电源侧与负荷侧功

率平衡以及电网安全约束的前提下, 其规划目标为净收益最大, 由此建立相应的优化配置模型。

1) 目标函数

与 DG 发电企业的目标函数类似, 配电公司优化配置模型的目标函数 E^{NET} 从收益和成本两方面考虑, 在年时间尺度下, 收益包括面向用户的年售电收益 $E_{\text{sell}}^{\text{NET}}$, 成本包括全年度向 DG 发电企业购电费用 $C_{\text{buy1}}^{\text{NET}}$ 、向上级电网购电费用 $C_{\text{buy2}}^{\text{NET}}$ 、可中断负荷补贴费用 $C_{\text{sub}}^{\text{NET}}$ 和网损成本 $C_{\text{loss}}^{\text{NET}}$ 。具体形式为

$$\max E^{\text{NET}}(P_{s,t}^{\text{cut}}) = E_{\text{sell}}^{\text{NET}} - (C_{\text{buy1}}^{\text{NET}} + C_{\text{buy2}}^{\text{NET}} + C_{\text{sub}}^{\text{NET}} + C_{\text{loss}}^{\text{NET}}) \quad (14)$$

其中

$$E_{\text{sell}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{NET}} \cdot (P_{s,t}^{\text{load}} + P_{s,t}^{\text{in}} - P_{s,t}^{\text{out}} - P_{s,t}^{\text{cut}}) \right) \quad (15)$$

$$C_{\text{buy1}}^{\text{NET}} = E_{\text{sell}}^{\text{DG}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{DG}} \cdot P_{s,t}^{\text{DG}} \right) \quad (16)$$

$$C_{\text{buy2}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} c_{\text{buy2}}^{\text{NET}} \cdot [(P_{s,t}^{\text{load}} + P_{s,t}^{\text{in}} - P_{s,t}^{\text{out}} - P_{s,t}^{\text{cut}}) - P_{s,t}^{\text{DG}}] \right) \quad (17)$$

$$C_{\text{sub}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} c_{\text{sub}}^{\text{NET}} \cdot P_{s,t}^{\text{cut}} \right) \quad (18)$$

$$C_{\text{loss}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{NET}} \cdot P_{s,t}^{\text{loss}} \right) \quad (19)$$

式中: $e_{\text{sell}}^{\text{NET}}$ 为配电网向用户的售电电价; $P_{s,t}^{\text{load}}$ 为在 s 季节 t 时段的总负荷; $P_{s,t}^{\text{in}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{out}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{cut}}$ 分别为 s 季节 t 时段可转移负荷的总转入功率、总转出功率以及可中断负荷的中断功率; $c_{\text{buy2}}^{\text{NET}}$ 为配电网向上级电网购电的电价; $c_{\text{sub}}^{\text{NET}}$ 为可中断负荷的补贴价格; $P_{s,t}^{\text{loss}}$ 为 s 季节 t 时段的配电网总有功功率损耗。

2) 约束条件

配电公司规划模型中的约束主要包括: 潮流平衡约束和节点电压幅值约束、支路传输功率约束等电网安全约束。

(1) 潮流平衡约束

$$\begin{cases} P_{s,t,jk} - (P_{s,t,ij} - I_{s,t,ij}^2 \cdot R_{ij}) = \sum P_{s,t,j}^{\text{DG}} - P_{s,t,j}^{\text{load}} \\ Q_{s,t,jk} - (Q_{s,t,ij} - I_{s,t,ij}^2 \cdot X_{ij}) = \sum Q_{s,t,j}^{\text{DG}} - Q_{s,t,j}^{\text{load}} \end{cases} \quad (20)$$

$$P_{s,t,ij}^2 + Q_{s,t,ij}^2 = U_{s,t,i}^2 \cdot I_{s,t,ij}^2 \quad (21)$$

$$U_{s,t,j}^2 = U_{s,t,i}^2 - 2(P_{s,t,ij} \cdot R_{ij} + Q_{s,t,ij} \cdot X_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \cdot I_{s,t,ij}^2 \quad (22)$$

式中: $P_{s,t,ij}$ 、 $Q_{s,t,ij}$ 、 $I_{s,t,ij}$ 分别为在 s 季节 t 时段节点 i 、 j 间线路上的有功、无功功率和电流; $P_{s,t,jk}$ 、 $Q_{s,t,jk}$ 分别为在 s 季节 t 时段节点 j 、 k 间线路上的有功、无功功率; R_{ij} 、 X_{ij} 分别为节点 i 、 j 间线路的电阻、电抗; $\sum P_{s,t,j}^{\text{DG}}$ 、 $\sum Q_{s,t,j}^{\text{DG}}$ 分别为在 s 季节 t 时段节点 j 处的 DG 有功、无功出力之和; $U_{s,t,i}$ 、 $U_{s,t,j}$ 分别为 s 季节 t 时段节点 i 、 j 处的电压。

(2) 节点电压幅值约束

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

式中, U_{\max} 、 U_{\min} 分别为节点电压幅值上下限。

(3) 支路传输功率限制

$$P_{s,t,ij} \leq P_{ij_max} \quad (24)$$

式中, P_{ij_max} 为节点 i 、 j 间线路传输功率上限。

2.3 电力用户

电力用户通过需求响应调整用电策略, 在满足用电需求的前提下, 尽可能降低总用电成本。本文考虑基于分时电价的价格型需求响应和基于可中断负荷的激励型需求响应, 建立相应的优化配置模型。其中, 价格型需求响应为可转移负荷, 它可将部分峰时负荷转移至低谷时段; 激励型需求响应为可中断负荷, 电网与用户提前签订合同, 明确规定在某些时段可通过中断或削减负荷以辅助调峰, 用户可获得相应的补贴。

1) 目标函数

电力用户优化配置模型的目标函数 E^{USER} 为用户净收益, 在年时间尺度下, E^{USER} 由用户年度可中断负荷补贴收益 $E_{\text{sub}}^{\text{USER}}$ 以及用电总支出的节省费用 $\Delta C_{\text{con}}^{\text{USER}}$ 组成。具体形式为

$$\max E^{\text{USER}}(P_{s,t}^{\text{in}}, P_{s,t}^{\text{out}}) = E_{\text{sub}}^{\text{USER}} + \Delta C_{\text{con}}^{\text{USER}} \quad (25)$$

其中

$$E_{\text{sub}}^{\text{USER}} = C_{\text{sub}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} C_{\text{sub}}^{\text{NET}} \cdot P_{s,t}^{\text{cut}} \right) \quad (26)$$

$$\Delta C_{\text{con}}^{\text{USER}} = C_{\text{con_initial}}^{\text{USER}} - E_{\text{sell}}^{\text{NET}} = \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{NET}} \cdot P_{s,t}^{\text{load}} \right) - \sum_{s=1}^4 D_s \cdot \left(\sum_{t=1}^{N_T} e_{\text{sell}}^{\text{NET}} \cdot (P_{s,t}^{\text{load}} + P_{s,t}^{\text{in}} - P_{s,t}^{\text{out}} - P_{s,t}^{\text{cut}}) \right) \quad (27)$$

式中, $C_{\text{con_initial}}^{\text{USER}}$ 为年度内用户不参与需求响应情况下的原有电费。

2) 约束条件

电力用户规划模型中的约束主要从需求响应方面考虑, 主要为可转移负荷功率约束和可中断负荷功率限制。

(1) 可转移负荷功率约束

$$\begin{cases} r_{\min} \cdot P_{s,t,i}^{\text{load}} \leq P_{s,t,i}^{\text{in}} \leq r_{\max} \cdot P_{s,t,i}^{\text{load}} \\ s_{\min} \cdot P_{s,t,i}^{\text{load}} \leq P_{s,t,i}^{\text{out}} \leq s_{\max} \cdot P_{s,t,i}^{\text{load}} \end{cases} \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^{N_T} P_t^{\text{in}} = \sum_{t=1}^{N_T} P_t^{\text{out}} \quad (29)$$

式中: r_{\max} 、 r_{\min} 分别为负荷转入功率系数上下限; s_{\max} 、 s_{\min} 分别为负荷转出功率系数上下限。

(2) 可中断负荷功率限制

$$P_{\min}^{\text{cut}} \leq P_{s,t,i}^{\text{cut}} \leq P_{\max}^{\text{cut}} \quad (30)$$

式中, P_{\max}^{cut} 、 P_{\min}^{cut} 分别为负荷中断功率上下限。

3 综合优化配置模型及其求解

由于不同利益主体的优化目标不一致, 为同时考虑三者的综合利益, 本文采用 TOPSIS 的思想, 将三种目标相结合, 构成多目标规划问题, 使得不同利益主体的净收益尽可能接近理想目标, 即各自可达到的最大净收益。综合目标函数的形式为

$$\max F = \max \left(\frac{E^{\text{DG}}}{\max E^{\text{DG}}} + \frac{E^{\text{NET}}}{\max E^{\text{NET}}} + \frac{E^{\text{USER}}}{\max E^{\text{USER}}} \right) \quad (31)$$

式中, $\max E^{\text{DG}}$ 、 $\max E^{\text{NET}}$ 、 $\max E^{\text{USER}}$ 分别为将 DG 发电企业、供电公司、电力用户的净收益作为单目标进行规划所得到的最佳目标函数值。

该模型属于非凸非线性混合整数规划模型, 其求解方法主要分为两类: 基于智能优化算法的求解方法和基于凸优化的求解方法。基于智能算法的求解方法可对非线性模型直接求解, 但存在容易陷入局部最优解的问题。因此本文采用基于凸优化的求解方法, 通过二阶锥松弛技术消除潮流约束中的非线性项, 将原模型转化为二阶锥规划模型^[23-24], 并通过商业求解器 CPLEX 对其进行求解。其中, 潮流二阶锥约束形式为

$$\begin{cases} P_{s,t,jk} - (P_{s,t,ij} - \tilde{l}_{s,t,ij} \cdot R_{ij}) = \sum P_{s,t,j}^{\text{DG}} - P_{s,t,j}^{\text{load}} \\ Q_{s,t,jk} - (Q_{s,t,ij} - \tilde{l}_{s,t,ij} \cdot X_{ij}) = \sum Q_{s,t,j}^{\text{DG}} - Q_{s,t,j}^{\text{load}} \end{cases} \quad (32)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{s,t,ij} \\ 2Q_{s,t,ij} \\ \tilde{l}_{s,t,ij} - \tilde{v}_{s,t,i} \end{array} \right\|_2 \leq \tilde{l}_{s,t,ij} + \tilde{v}_{s,t,i} \quad (33)$$

$$\tilde{v}_{s,t,j} = \tilde{v}_{s,t,i} - 2(P_{s,t,ij} \cdot R_{ij} + Q_{s,t,ij} \cdot X_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \cdot \tilde{l}_{s,t,ij} \quad (34)$$

式中, $\tilde{l}_{s,t,ij}$ 、 $\tilde{v}_{s,t,i}$ 、 $\tilde{v}_{s,t,j}$ 分别代表 $I_{s,t,ij}^2$ 、 $U_{s,t,i}^2$ 和 $U_{s,t,j}^2$ 。

4 算例分析

4.1 模型参数设置

本文以图 5 所示的 IEEE33 节点配电网为研究对象, 采用某地区电网的实际负荷以及风电、光伏出力数据构建仿真算例。DG 考虑 WG、PV、MT 三类, 具体参数见表 1。配电公司及电力用户侧相关参数见表 2^[5, 25]。

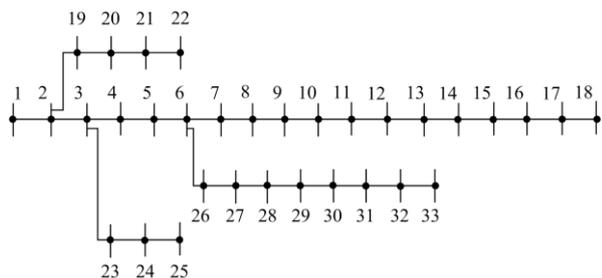


图 5 IEEE33 节点配电网系统结构

Fig. 5 IEEE33 bus distribution network model

表 1 DG 相关参数

Table 1 DG related parameters

参数	数值
单台 DG 额定容量/MW	0.05
WG 待选接入节点	13、20、31
WG 单位容量投资费用/(万元/kW)	0.63
WG 运维成本/(元/kWh)	0.27
PV 待选接入节点	7、32
PV 单位容量投资费用/(万元/kW)	0.8
PV 运维成本/(元/kWh)	0.28
清洁能源发电补贴/(元/kWh)	0.2
清洁能源售电价/(元/kWh)	0.4
MT 待选接入节点	4、16、17、24、33
MT 单位容量投资费用/(万元/kW)	0.48
MT 运维成本/(元/kWh)	0.42
MT 温室气体排放强度/(kg/MWh)	724.6
温室气体环境价值折价费用/(元/kg)	0.023
温室气体排放征收价格/(元/kg)	0.01
MT 售电价/(元/kWh)	0.5

根据某地区的实际负荷水平和风电、光伏出力数据, 考虑基于分时电价的价格型需求响应和基于可中断负荷的激励型需求响应。假设配电网内所有节点负荷均具备一定的可转移能力。设置峰时段为: 10:00—11:00, 18:00—21:00; 平时段为: 07:00—09:00, 12:00—17:00, 22:00—23:00; 谷时段为: 24:00—06:00。选择配网中负荷水平较高的节点作为可中断负荷节点, 可中断时段设为每日的 10:00—21:00。

表 2 配电网和用户相关参数

Table 2 Distribution network and user related parameters

参数	数值
节点电压上限/p.u.	1.05
节点电压下限/p.u.	0.95
支路功率上限/MW	9.9
网损费用/(元/kWh)	0.6
负荷中断补贴价格/(元/kWh)	0.4
配电公司向上级电网购电电价/(元/kWh)	峰: 0.6 平: 0.4 谷: 0.3
配电公司售电价/(元/kWh)	峰: 0.8 平: 0.6 谷: 0.3

4.2 考虑不同主体利益

将本文提出的综合目标函数 $\max F$ (场景 1) 与另 3 种场景分别进行对比, 得到: $\max E^{DG}$ (场景 2) DG 发电企业净收益最大; $\max E^{NET}$ (场景 3) 配电公司净收益最大; $\max E^{USER}$ (场景 4) 用户净收益最大。得到 DG 规划结果和经济指标如表 3 和表 4 所示。

由表 3 可知, 以最大化 DG 发电企业净收益为目标时(场景 2), 各类 DG 的安装总数最多。以最大化配电公司净收益为目标时(场景 3), MT 的安装数量相对较少。以最大化电力用户净收益为目标时(场景 4), 各类 DG 的安装数量均最少。

由表 4 可知, 场景 2 以最大化 DG 发电企业净收益为目标, 相比场景 1, DG 企业的净收益虽然提高了 8.22%, 同时配电公司与电力用户的净收益却分别降低了 2.81% 和 61.06%, 且三者净收益的总和降低了 173.67 万元。场景 3 以最大化配电公司净收

表 3 考虑不同主体利益的规划方案

Table 3 Planning results considering the interests of

different subjects

场景类型	WG	PV	MT
场景 1	13(24), 20(24), 31(20)	7(24), 32(10)	4(24), 16(14), 24(8), 33(4)
场景 2	13(24), 20(22), 31(24)	7(23), 32(11)	4(24), 16(15), 17(2), 24(10), 33(5)
场景 3	13(24), 20(24), 31(20)	7(24), 32(13)	4(12), 16(5), 24(4), 33(2)
场景 4	31(24)	7(2), 32(11)	16(11), 33(5)

表 4 考虑不同主体利益的规划结果经济指标

Table 4 Economic indicators of planning results considering the interests of different subjects

场景类型	DG 企业 E^{DG} /万元	配电公司 E^{NET} /万元	电力用户 E^{USER} /万元	三者总和 E /万元
场景 1	51.09	1 077.21	241.63	1 369.93
场景 2	55.29	1 046.89	94.08	1 196.26
场景 3	31.46	1 238.89	24.28	1 294.63
场景 4	7.04	1 069.92	262.65	1 339.61

益为目标，与场景 1 相比，虽然该场景下的配电公司净收益提升幅度较大，达 15.00%，但 DG 发电企业与电力用户的净收益分别降低了 38.42% 和 89.95%，可见配电公司净收益的提升是以大幅牺牲其他主体利益为代价的，这样的规划方案不利于市场健康发展。场景 4 以最大化电力用户净收益为目标，相比于场景 1，该场景下的用户净收益有所提升，但 DG 发电企业的净收益降低了 86.22%，配电公司净收益也有所下降，可见该场景下的用户利益是通过牺牲其他主体的利益获得的，并不符合实际需求。

因此，通过仿真分析可知，本文所构建的综合优化目标有利于兼顾各主体的综合利益，从而提升电力市场的活力。

4.3 考虑环境成本和需求响应

场景 5 和场景 6 分别为不考虑环境成本和不考虑需求响应的规划，两种场景的目标均为本文所提出的综合目标函数。得到 DG 规划结果如表 5 所示，可知场景 5 (不考虑环境成本)中的 MT 安装数量多于场景 1，这是由于不考虑环境成本后，MT 的发电成本下降，且 MT 的投资成本低于 WG 和 PV，因此 MT 数量增加。而场景 1 比场景 6 (不考虑需求响应)的 DG 安装总数略多，这是因为需求响应实施后，负荷波动与潮流分布得到一定改善，电网在安全运行前提下可接纳更大容量的 DG。

表 5 不同场景下的规划方案

Table 5 Planning results under different planning scenarios

场景类型	WG	PV	MT
场景 1	13(24), 20(24), 31(20)	7(24), 32(10)	4(24), 16(14), 24(8), 33(4)
场景 5	13(24), 20(23), 31(20)	7(24), 32(8)	4(24), 16(16), 17(2), 24(10), 33(6)
场景 6	13(24), 20(24), 31(20)	7(24), 32(9)	4(24), 16(13), 24(8), 33(4)

1) 环境成本对经济性的影响

环境成本作为 DG 企业的一项经济指标，将直接影响其净收益。基于场景 1 和场景 5，为分析环境成本对规划结果经济性的影响，本文对 DG 发电企业的各项成本和收益进行了分析，具体数据见表 6。

可以看到，由于场景 5 中不考虑环境成本，因此 MT 安装数量增加，导致 DG 总投资、燃料成本和环境成本均有所增加，虽然场景 5 的 DG 售电收益比场景 1 增加 38.57 万元，但最终场景 5 的 DG 净收益小于场景 1。可见在规划中考虑环境成本有效兼顾了经济性与环保性。

表 6 DG 企业的各项成本及收益
Table 6 Costs and benefits of DG enterprises

	万元						
	E^{DG}	E_{sell}^{DG}	E_{sub}^{DG}	C_{inv}^{DG}	C_f^{DG}	C_{op}^{DG}	C_{en}^{DG}
场景 1	51.09	703.97	203.55	395.52	326.24	104.08	30.59
场景 5	45.51	783.54	189.34	403.89	369.62	101.85	52.01

2) 需求响应对经济性的影响

基于场景 1 和场景 6，为分析需求响应对规划结果经济性的影响，本文对相关经济指标进行了分析，具体数据如表 7 所示。可以看到，考虑需求响应后，配电公司的售电收益减少，这是因为一方面可中断负荷导致用户总用电量减少，另一方面可转移负荷导致部分电量从峰时段转移到谷时段，使得总电费降低。但同时网损成本降低了 5.08 万元，向主网购电的费用降低了 179.78 万元，这是因为峰时段购电电价较高，而需求响应使得峰时用电量下降，从而降低了配电公司的购电成本。

表 7 各项成本及收益

Table 7 Costs and benefits of different entities

	万元					
不同场景	E^{DG}	E^{NET}	E^{USER}	$\sum E$	C_{loss}^{NET}	C_{buy2}^{NET}
场景 1	51.09	1 077.21	241.63	1 369.93	54.62	2 780.19
场景 6	47.82	1 115.14	0.00	1 162.96	59.70	2 959.97

总体而言，考虑需求响应虽使得配电公司净收益下降，但用户净收益大幅上升，最终各主体净收益之和增加了 206.97 万元，提升了整体经济效益。

3) 需求响应对负荷特性的影响

在某一典型日内，对比两类需求响应实施前后的配电网负荷曲线变化和负荷峰谷差变化量，分别如图 6 和表 8 所示。可见两类需求响应实施后，峰时负荷减少，谷时负荷增加，负荷波动更为平缓，且两类需求响应的实施均使得一日内的负荷峰谷差

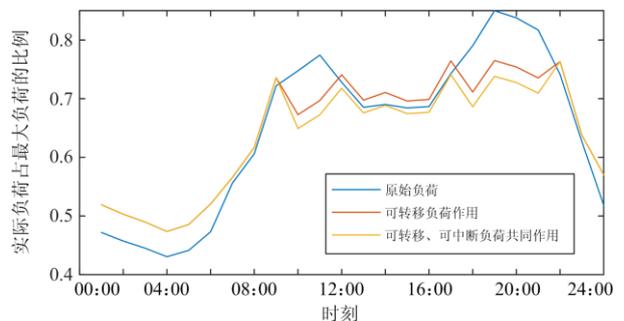


图 6 需求响应实施前后的负荷特性曲线

Fig. 6 Load curve before and after demand response

产生了不同程度的下降, 其中可转移负荷对日内峰谷差的降低作用强于可中断负荷。

表 8 不同场景下需求响应前后的负荷特性

Table 8 Load characteristic before and after demand response under different conditions

峰谷差/ p.u.	原始负荷	仅实施可 转移负荷	同时实施两类 需求响应
场景 1	0.419	0.292	0.290
场景 2	0.419	0.401	0.401
场景 3	0.419	0.389	0.389
场景 4	0.419	0.285	0.273

5 结论

本文考虑时序特性, 并结合电源侧的环境成本和用户侧的需求响应, 建立了一种兼顾电源侧、配电网侧和用户侧三类主体利益的 DG 优化配置模型, 通过二阶锥松弛将其转化为二阶锥规划问题进行求解。该模型可在一定程度上兼顾经济性、环保性以及不同主体的利益。通过仿真得到以下结论:

1) 本文所构建的综合目标函数体现了源、网、荷多方主体利益, 所得到的规划方案有利于各主体间的利益均衡, 有助于提升电力市场的活力。

2) 在规划模型中考虑环境成本, 可在保证规划方案经济性的前提下兼顾环保性, 更加符合可持续发展的理念以及电网的发展趋势。

3) 在规划模型中考虑需求响应, 用户收益将大幅上升, 虽然配电网收益有所下降, 但各主体的净收益总和和提高, 因此考虑需求响应的规划有利于提升整体经济效益。

在本文模型的基础上, 后续将考虑不同类型电力用户的用电行为和响应特性, 并与储能相配合, 更加有针对性地进行源网荷储综合协调规划。

参考文献

[1] 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): 200-211, 217.
XIAO Bai, GUO Bei. Review and prospect of distribution network planning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 200-211, 217.

[2] 龙川, 张文涛, 叶圣永, 等. 计及源荷相关性含电动汽车的分布式电源选址定容规划[J]. 热力发电, 2020, 49(6): 97-104.
LONG Chuan, ZHANG Wentao, YE Shengyong, et al. Optimal planning for siting and sizing of distributed generator including electric vehicles considering correlations of source and load[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(6): 97-104.

[3] 郝超超, 李晓明, 刘胜, 等. 基于 MILP 模型的多主体平衡的微网日前最优调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 32-39.
HAO Chaochao, LI Xiaoming, LIU Sheng, et al. Day-ahead optimal dispatch for multi-agent balanced micro grid based on MILP model[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 32-39.

[4] EHSAN A, YANG Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: a review of analytical techniques[J]. Applied Energy, 2018, 210: 44-59.

[5] HUANG Q. Insights for global energy interconnection from China renewable energy development[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 2-12.

[6] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11.

[7] 宋淼, 王克文. 主动配电网中考虑空间与时间相关性的分布式光伏并网规划[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(5): 106-114.
SONG Miao, WANG Kewen. Planning of distributed PV grid-access considering the space and time correlation in active distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 106-114.

[8] WANG Y N, ZHENG T. Site selection and capacity determination of multi-types of DG in distribution network planning[C] // 2019 4th Asia Conference on Power and Electrical Engineering, March 28-31, 2019, Hangzhou, China: 613-618.

[9] KAZMI S A A, SHIN D R. DG placement in loop distribution network with new voltage stability index and loss minimization condition based planning approach under load growth[J]. Energies, 2017, 10(8): 1-28.

[10] DING H, ZHANG W, CHEN M, et al. Multi-objective optimal configuration of distributed wind-solar generation considering energy storage[C] // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, October 20-22, 2018, Beijing, China: 1-6.

[11] 马丽叶, 王玉翠, 王楚通. 主动配电网中计及网络重构的分布式电源鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 94-101.
MA Liye, WANG Yucui, WANG Chutong. Robust planning of distributed generators in active distribution network considering network reconfiguration[J]. Automation of

- Electric Power Systems, 2018, 42(11): 94-101.
- [12] 石玉东, 刘晋源, 徐松, 等. 考虑时序特性的配电网风-光-储随机规划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 23-32.
SHI Yudong, LIU Jinyuan, XU Song, et al. Integrated wind-photovoltaic-storage stochastic planning model considering time-varying characteristics in distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 23-32.
- [13] KANSAL S, KUMAR V, TYAGI B. Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2013, 53: 752-760.
- [14] 刘晋源, 吕林, 高红均, 等. 计及分布式电源和电动汽车特性的主动配电网规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 41-49.
LIU Jinyuan, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Planning of active distribution network considering characteristics of distributed generator and electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 41-49.
- [15] ZHANG S, CHENG H, WANG D, et al. Distributed generation planning in active distribution network considering demand side management and network reconfiguration[J]. Applied Energy, 2018, 228: 1921-1936.
- [16] MOKRYANI G. Active distribution networks planning with integration of demand response[J]. Solar Energy, 2015, 122: 1362-1370.
- [17] 宋倩芸. 计及多种分布式能源运行的配电网双层优化规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 53-61.
SONG Qianyun. A bi-level optimization planning method for a distribution network considering different types of distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 53-61.
- [18] 高红均, 刘俊勇. 考虑不同类型 DG 和负荷建模的主动配电网协同规划[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(18): 4911-4922, 5115.
GAO Hongjun, LIU Junyong. Coordinated planning considering different types of DG and load in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4911-4922, 5115.
- [19] GHOLIZADEH-ROSHANAGH R, ZARE K. Electric power distribution system expansion planning considering cost elasticity of demand[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(22): 5229-5236.
- [20] HAO M, XIA B, KI-YEOB L, et al. Prediction and assessment of demand response potential with coupon incentives in highly renewable power systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 124-137. DOI: 10.1186/s41601-020-00155-x.
- [21] 朱文广, 廖志军, 刘洪, 等. 考虑需求响应与高比例可再生能源接入的主动配电网扩展规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(5): 84-91.
ZHU Wenguang, LIAO Zhijun, LIU Hong, et al. Expansion planning for active distribution network considering demand response and high ratio of renewable energy access[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(5): 84-91.
- [22] 彭春华, 于蓉, 孙惠娟. 基于 K-均值聚类多场景时序特性分析的分布式电源多目标规划[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(10): 58-65.
PENG Chunhua, YU Rong, SUN Huijuan. Multi-objective DG planning based on K-means clustering and multi-scenario timing characteristics analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10): 58-65.
- [23] 林哲, 胡泽春, 宋永华. 最优潮流问题的凸松弛技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(13): 3717-3728.
LIN Zhe, HU Zechun, SONG Yonghua. Convex relaxation for optimal power flow problem: a recent review[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(13): 3717-3728.
- [24] 刘健辰, 刘山林. 基于二阶锥松弛和 Big-M 法的配电网分布式电源优化配置[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2604-2611.
LIU Jianchen, LIU Shanlin. Optimal distributed generation allocation in distribution network based on second order conic relaxation and Big-M method[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2604-2611.
- [25] 徐迅, 陈楷, 龙禹, 等. 考虑环境成本和时序特性的微网多类型分布式电源选址定容规划[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 914-921.
XU Xun, CHEN Kai, LONG Yu, et al. Location and capacity planning of multi-type distributed generation in microgrid considering environmental cost and time-series characteristics[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 914-921.

收稿日期: 2020-11-10; 修回日期: 2021-05-05

作者简介:

胡晶(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为主动配电网规划; E-mail: 1156259997@qq.com

陈红坤(1967—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统规划、运行与控制。E-mail: chkinsz@163.com

(编辑 周金梅)