

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220219

# 考虑负荷差异化需求响应的配电网多目标扩展规划

刘雪飞<sup>1</sup>, 刘洋<sup>1</sup>, 马国真<sup>1</sup>, 孙增杰<sup>2</sup>, 杜明坤<sup>3</sup>, 黄媛<sup>3</sup>

(1. 国网河北省电力有限公司经济技术研究院, 河北 石家庄 050023; 2. 国网河北省电力有限公司, 河北 石家庄 050022; 3. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:** 为应对不断增长的能源需求和环境污染, 发展分布式电源(distributed generation, DG)、需求侧响应(demand response, DR)成为促进全球能源体系发展的重要举措。基于此, 提出基于改进 k-means 聚类 and 最优特征集提取的用电行为画像方法, 以实现针对用户差异化用电特征的需求响应方案界定。然后, 构建考虑差异化需求响应方案的配电网扩展规划模型, 在决策目标中添加年综合成本、DG 利用率等优化目标, 采用规格化法平面约束法(normalized normal constraint, NNC)求解帕累托最优解集。最后, 在 IEEE33 节点系统上验证了该需求响应方案界定方法和扩展规划模型的有效性。

**关键词:** 需求侧响应; 用电行为画像; 需求响应方案界定; 配电网扩展规划; 规格化法平面约束法

## Multi-objective extended planning for a distribution network considering demarcation of demand response schemes

LIU Xuefei<sup>1</sup>, LIU Yang<sup>1</sup>, MA Guozhen<sup>1</sup>, SUN Zengjie<sup>2</sup>, DU Mingkun<sup>3</sup>, HUANG Yuan<sup>3</sup>

(1. State Grid Hebei Electric Power Company Economic and Technological Research Institute, Shijiazhuang 050023, China; 2. State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050022, China; 3. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** In order to cope with increasing energy demand and environmental pollution, the development of distributed generation (DG) and demand response (DR) has become important in promoting the development of the global energy system. This paper proposes an electricity consumption behavior portrait method based on improved k-means clustering analysis and optimal feature collection to achieve the demarcation of demand response schemes for differentiated user electricity consumption characteristics. Then a distribution network expansion planning model with a differentiated demand response scheme is constructed. Annual comprehensive cost and DG utilization are added as optimization objectives in the decision-making objectives. Normalized normal constraint (NNC) is used to obtain the Pareto optimal solution set. Finally, the validity of the demand response scheme definition method and the extended planning model is verified on the IEEE33-bus system.

This work is supported by the Project of Sichuan Science and Technology Department (No. 2021YFSY0053).

**Key words:** demand response; electricity consumption behavior portrait; demarcation of demand response schemes; distribution network expansion planning; normalized normal constraint

## 0 引言

近年来, 为应对不断增长的能源需求和环境污染, 发展分布式电源(distributed generator, DG)成为促进全球能源体系发展的重要举措。此外, 需求侧响应(demand response, DR)的加入给配电网的扩展

规划也带来了新的因素<sup>[1]</sup>, 但在其落地实施过程中, 面临着难以根据不同用户用电特征制订适合的需求响应方案的难题。因此, 如何在配电网扩展规划中综合考虑 DG 和 DR 因素以及需求响应方案的界定, 从而应对高渗透分布式能源接入配电网带来的问题, 具有重要意义和价值。

目前, 已有许多学者对 DR 在配电网扩展规划中的应用展开研究。文献[2]在配电网扩展规划中考

基金项目: 四川省科技厅计划项目资助(2021YFSY0053)

虑了基于激励的可调度 DR，对配电网拓扑结构、DG 和参与 DR 负荷容量进行扩展规划。文献[3]考虑了基于激励机制的 DR，建立了针对多区域综合能源系统内设备(候选输电线路、天然气管道、热电联产机、电储能等)的协同规划模型。文献[4-5]采用实时电价的需求响应机制，构建了同时考虑 DG 和 DR 的配电网扩展模型，结果表明研究考虑 DR 的配电网扩展规划，对优化能源结构、减缓配电网投资具有重要意义。上述文献仅考虑了单一类型的 DR，如激励型需求响应<sup>[2-3]</sup>(incentive-based demand response, IDR)和价格型需求响应<sup>[4-5]</sup>(price-based demand response, PDR)，实际上两者往往同时存在于主动配电网中。此外，倾向 PDR 用户和倾向 IDR 用户在用电形态上具有明显区分<sup>[6]</sup>。当同时考虑 PDR 和 IDR 的协同作用进行配电网扩展规划时，如何围绕用户本身的用电特征对用户需求响应方案实现界定，也是本文需要研究的重点。

智能量测终端的大量投用，使得用户数据得以实时采集，这些数据的相似性与关联性反映了用户用电习惯与行为特性<sup>[7]</sup>，借助这些数据并通过基于数据驱动的用电行为画像方法有助于完成需求响应方案的界定，相关研究主要集中于用电行为画像分类模型方面。文献[8-10]分别采用模糊 C 均值聚类(fuzz C-means, FCM)、模糊随机聚类、综合降维技术和二次聚类等聚类方法对负荷曲线进行分析，构建了用户用电行为分类模型。文献[11]提出了基于用户负荷峰谷曲线的用户分类研究，但其负荷数据曲线计算数据量较大，不适合大规模用户用电行为分析。上述对用电行为画像的研究中，并未提及针对用户差异化用电特征的需求响应方案界定方法；同时，面对迅速增长的用电数据量，通过优选特征能够降低计算量，有效提高计算效率。

针对以上不足，本文的规划侧重于综合考虑负荷的差异化需求响应和配电网分布式发电资源的精确投资。首先，提出基于用电行为画像的用户用电特征提取方法，并基于提取的不同用电特征实现负荷差异化需求响应方案界定。然后，综合考虑配电网 DG、线路投资和负荷差异化需求响应，构建对配电网经济和环境效益同时优化的多目标规划模型，并在模型约束中添加针对差异化需求响应方案的 IDR 和 PDR 约束。根据所建模型的特点，采用规格化法平面约束法(normalized normal constraint, NNC)求取帕累托前沿解集。最后通过 IEEE33 节点算例验证了本文所提规划模型的合理性和有效性。

## 1 基于用电行为画像的需求响应方案界定

目前 DR 主要分为 PDR 和 IDR 两类。PDR 一般通过峰谷分时电价的调整措施，鼓励用户自发调整用电量，进而实现对系统中的用户负荷进行削峰填谷；IDR 则通过与用户签订补偿合同的形式，在系统供电不足时适当削减合适比例的部分负荷。为了鼓励用户参与 DR 并提高配电网整体的运行效益，本文将具有需求响应潜力的用户均视为可参与 PDR 的潜在用户，进一步通过最优特征提取和打分制，区分具有 IDR 潜力的用户。基于上述设定，图 1 给出了需求响应方案界定的流程。

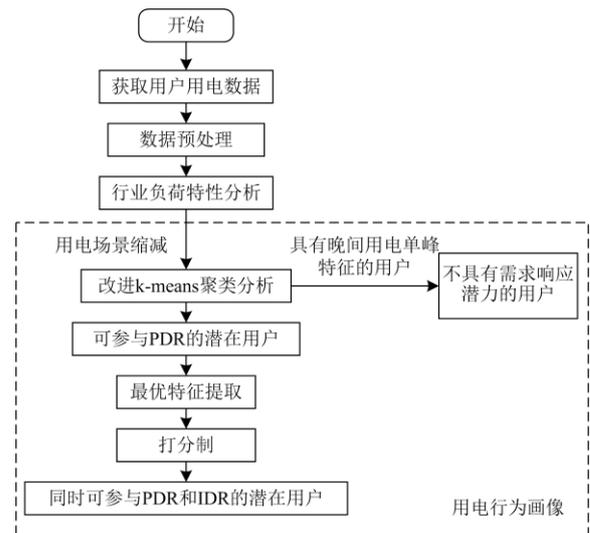


图 1 需求响应方案界定流程

Fig. 1 Demand response solution definition process

### 1.1 行业负荷特性分析

在进行用电行为画像之前，需依据用户行业负荷特性衡量该类用户参与 DR 的意愿。在实际生产中，不同行业用户具有不同用电特性，电力成本占其生产成本的比例也不尽相同，对 DR 的敏感度也不完全相同。表 1 基于课题组调研给出我国东北某省几类行业负荷特性的相关信息。

表 1 我国东北某省几类行业负荷特性相关信息

Table 1 Relevant information on load characteristics of several industries in a northeast province in China

类型	电费占总成本比例/%	可削减负荷比例/%
商业	9.2	16.8
机械制造	3.7	29.1
水泥	4	28.2
电气电子	12.5	11.8
纺织	6.2	1.7
居民	1.3	0.5

由表 1 中数据分析, 对于以峰谷分时电价为引导的 PDR 项目, 电力成本占生产成本比重越大的行业(如商业负荷和电气电子、纺织等工业负荷)对 PDR 的参与意愿越强烈, 这是因为该类行业对电价的敏感度相对更高, 更期望降低自身用电成本; 对于以可削减负荷为主的 IDR 项目, 商业负荷和电气电子、水泥、机械制造等工业负荷的负荷削减比例更大, 这表明工、商业负荷对 IDR 的参与意愿相对更强烈。

基于上述分析, 本文在进行用电行为画像之前, 先基于行业属性对用户进行分类, 一般可分为工业负荷、商业负荷和居民负荷三类用户。同时, 由于工业、商业负荷参与 DR 的意愿相对居民负荷要强烈得多, 本文将需求响应方案界定研究的对象设定为工、商业负荷。

### 1.2 改进 k-means 聚类分析

用电行为画像的第一步是对用电数据样本进行聚类分析, 以实现用电场景缩减和获取各用户类别标签。k-means 算法可对实际系统历史数据完成聚类分析, 避免随机变量拟合概率分布时的模型误差。然而聚类数值  $k$  的选择对聚类效果有较大影响, 因此, 本文采用基于聚类有效性指标控制  $k$  值的改进 k-means 聚类算法<sup>[12]</sup>对用电数据样本进行聚类分析, 以获得各用户的类别标签, 并定义特征向量到聚类中心的欧氏距离, 作为用户负荷的聚类有效性指标。通过 k-means 聚类分析后, 具有明显晚间用电单峰特征的用户被认为是不具有需求响应潜力的用户, 而剩下的具有需求响应潜力的用户均被认为是可参与 PDR 的潜在用户。

### 1.3 最优特征集提取

本文采用用户用电曲线的用电特征来表征用户用电行为, 选择合适的用电特征实现用户需求响应方案的界定, 常用的用电特征见表 2。

表 2 常用用电特征

Table 2 Characteristics of common power consumption	
用电特征	计算公式
日负荷率	日负荷平均功率/日负荷最大功率
日峰谷差率	(日负荷功率最大值-日负荷功率最小值)/日负荷功率最大值
峰时耗电率	高峰时段负荷/日总负荷
谷电系数	低谷时段用电量/日总用电量
峰期负载率	峰时段的负荷功率平均值/日负荷功率平均值
谷期负载率	谷时段的负荷功率平均值/日负荷功率平均值

本文采用皮尔逊相关系数作为用电行为特征提取的指标, 期望得到冗余度最小的特征集。皮尔逊相关系数可表示为

$$r_{i,j} = \frac{\text{cov}(\xi_i, \xi_j)}{\sqrt{\text{var}(\xi_i) \cdot \text{var}(\xi_j)}} \quad \xi_i, \xi_j \in U \quad (1)$$

式中:  $U$  为最优特征集;  $\xi_i$ 、 $\xi_j$  分别为最优特征集中的第  $i$  个、第  $j$  个特征;  $\text{cov}(\cdot)$  为协方差;  $\text{var}(\cdot)$  为方差。

最小冗余度指标定义为

$$I(U) = \max \left( -\frac{1}{N_U} \sum_{\xi_i, \xi_j \in U} |r_{\xi_i, \xi_j}| \right) \quad (2)$$

式中,  $N_U$  为最优特征集中包含的特征个数。

进一步求解满足式(2)的特征集  $U$  即为最优特征集, 本文采用遍历法<sup>[7]</sup>求取最优特征集。令  $\beta_i$  为集合隶属度指示指标,  $\beta_i = 1$  表征特征  $\xi_i$  存在于最优特征集  $U$  中,  $\beta_i = 0$  表征特征  $\xi_i$  不存在于最优特征集  $U$  中, 式(2)可转化为

$$I(U) = \max_{\beta \in \{0,1\}^n} \left( -\sum_{i,j=1}^n r_{\xi_i, \xi_j} \beta_i \beta_j / \left( \sum_{i=1}^n \beta_i \right)^2 \right) \quad (3)$$

通过遍历  $\beta = [0 \ 0L \ 0]$  至  $\beta = [1 \ 1L \ 1]$  所有取值, 得到使  $I(U)$  最大的  $\beta$  向量, 求得最优特征集。

### 1.4 用户需求响应方案界定

1.2 节采用改进 k-means 聚类获得了用户用电行为的类别标签, 1.3 节求得最优特征集表征用户用电的行为标签。本文采用打分制<sup>[7]</sup>的方法来实现用户的需求响应方案界定, 满分设为 100 分, 则第  $i$  类用户对应第  $j$  个标签的计分公式为

$$g_{ij} = \frac{100(\text{mean}(\xi_{i,j}) - \min(\xi_j))}{\max(\xi_j) - \min(\xi_j)} \quad \forall i, \forall j \quad (4)$$

式中:  $\text{mean}(\xi_{i,j})$  为第  $i$  类用户第  $j$  个标签的平均值;  $\max(\xi_j)$  为第  $j$  个标签的最大值;  $\min(\xi_j)$  为第  $j$  个标签的最小值。

获得第  $i$  类用户对应第  $j$  个标签的得分后, 进一步通过熵权法<sup>[13]</sup>计算第  $i$  类用户的加权得分, 以区分 IDR 类型的潜在用户, 本文取加权得分最高的第  $i$  类用户作为 IDR 的潜在用户, 认为该类用户具有参与 IDR 和 PDR 的潜力, 而其余用户仅被认为是 PDR 潜在用户。

## 2 考虑差异化需求响应方案的配电网扩展规划模型

基于第 1 节的差异化需求响应方案界定, 在明确本文规划目标为系统经济性最优和 DG 利用率最大后, 同时计及系统的 IDR 和 PDR 约束, 建立考虑差异化需求响应方案的配电网扩展规划模型。

## 2.1 规划目标

如前文所述, 规划目标为系统经济性最优和 DG 利用率最大, 本文围绕这一优化目标建立配电网扩展规划模型。

目标函数 1: 系统年综合成本最小。考虑系统的综合经济性, 以系统年投资运行综合成本最小为目标函数, 即

$$\min f_1 = C_{\text{inv}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{IDR}} + C_{\text{PDR}} + C_{\text{TL}} + C_{\text{M}} \quad (5)$$

$$C_{\text{inv}} = \frac{r(1+r)^{y_i}}{(1+r)^{y_i} - 1} \sum_{i \in \Omega_{\text{pv}}^{\text{inv}}} c_{i,\text{pv}}^{\text{inv}} x_{i,\text{pv}} + \frac{r(1+r)^{y_j}}{(1+r)^{y_j} - 1} \sum_{j \in \Omega_{\text{wt}}^{\text{inv}}} c_{j,\text{wt}}^{\text{inv}} x_{j,\text{wt}} + \quad (6)$$

$$\frac{r(1+r)^{y_l}}{(1+r)^{y_l} - 1} \sum_{l \in \Omega_{\text{line}}^{\text{inv}}} c_{l,\text{line}}^{\text{inv}} L_l x_{l,\text{line}}$$

$$C_{\text{grid}} = D \sum_{s \in S} \Pr(s) \sum_{t=1}^T (c_t^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}}) \Delta t \quad (7)$$

$$C_{\text{IDR}} = D \sum_{s \in S} \Pr(s) \sum_{t=1}^T \sum_{a \in \Omega_{\text{IDR}}} (c_{a,t}^{\text{IDR}} |\Delta P_{a,t}^{\text{IDR}}|) \Delta t \quad (8)$$

$$C_{\text{PDR}} = D \sum_{s \in S} \Pr(s) \sum_{t=1}^T \sum_{b \in \Omega_{\text{PDR}}} [c_{b,t} P_{b,t}^{\text{load}} - (c_{b,t} + \Delta c_{b,t}^{\text{PDR}})(P_{b,t}^{\text{load}} + \Delta P_{b,t}^{\text{PDR}})] \Delta t \quad (9)$$

$$C_{\text{TL}} = D \sum_{s \in S} \Pr(s) \sum_{t=1}^T c_{\text{loss}} P_{\text{loss},t} \Delta t \quad (10)$$

$$C_{\text{M}} = \lambda_{\text{M}} C_{\text{inv}} \quad (11)$$

式中:  $C_{\text{inv}}$  为新建 DG 和配电线路折算到每年的投资成本;  $C_{\text{grid}}$  为配电网的年购电成本;  $C_{\text{IDR}}$  为参与 IDR 的用户的年激励补偿成本;  $C_{\text{PDR}}$  为参与 PDR 的年调度成本;  $C_{\text{TL}}$  为年网损成本;  $C_{\text{M}}$  为年维护成本;  $r$  为折现率;  $y$  为设备的使用寿命;  $\Omega_{\text{pv}}^{\text{inv}}$ 、 $\Omega_{\text{wt}}^{\text{inv}}$  和  $\Omega_{\text{line}}^{\text{inv}}$  分别为待选光伏候选节点集合、待建风机候选节点集合和待建线路候选集合;  $c_{i,\text{pv}}^{\text{inv}}$  和  $c_{j,\text{wt}}^{\text{inv}}$  分别为光伏和风机的单台投资成本;  $c_{l,\text{line}}^{\text{inv}}$  为每千米线路建设成本;  $L_l$  为备选线路  $l$  的长度;  $x_{i,\text{pv}}$ 、 $x_{j,\text{wt}}$ 、 $x_{l,\text{line}}$  分别为光伏、风机和线路的投资决策的 0-1 变量;  $D$  为一年的天数;  $\Pr(s)$  为场景  $s$  出现的概率;  $T$  为场景考虑的运行时段数;  $\Delta t$  为每一时段的间隔时间;  $c_t^{\text{buy}}$  为  $t$  时段的购电价格;  $P_t^{\text{buy}}$  为  $t$  时段向主网的购电功率;  $\Omega_{\text{IDR}}$  和  $\Omega_{\text{PDR}}$  分别为  $t$  时段参与 IDR 和 PDR 的用户节点集合;  $c_{a,t}^{\text{IDR}}$  为  $t$  时段节点  $a$  的负荷削减的单位补偿成本;  $\Delta P_{a,t}^{\text{IDR}}$  为  $t$  时段节点  $a$  的负荷

削减量;  $c_{b,t}$  为  $t$  时段初始电价;  $P_{b,t}^{\text{load}}$  为  $t$  时段节点  $b$  的负荷初始功率;  $\Delta c_{b,t}^{\text{PDR}}$  为  $t$  时段节点  $b$  实施 PDR 后的电价变化量;  $\Delta P_{b,t}^{\text{PDR}}$  为  $t$  时段节点  $b$  实施 PDR 后负荷根据电价信号的响应功率量;  $c_{\text{loss}}$  为单位网损系数;  $P_{\text{loss},t}$  为配电网的有功损耗;  $\lambda_{\text{M}}$  为设备维护成本系数。

目标函数 2: DG 利用率最大。以规划年内所有场景下系统的 DG 利用率最大作为配电网扩展规划的另一目标函数。

$$\min f_2 = -D \sum_{s \in S} \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i \in \Omega_{\text{pv}}^{\text{inv}}} P_{i,t}^{\text{pv}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{wt}}^{\text{inv}}} P_{j,t}^{\text{wt}} \right) \Delta t \quad (12)$$

式中,  $P_{i,t}^{\text{pv}}$  和  $P_{j,t}^{\text{wt}}$  分别为光伏和风机的发电功率。

## 2.2 约束条件

### 1) 设备投资约束

假设规划后的配电网光伏、风机的最大数目以及预计新建线路的数目已预先规定, 则配电网扩展规划的设备投资约束可以表示为

$$\begin{cases} \sum_{j \in \Omega_{\text{wt}}^{\text{inv}}} x_{j,\text{wt}} \leq N_{\text{wt}} \\ \sum_{i \in \Omega_{\text{pv}}^{\text{inv}}} x_{i,\text{pv}} \leq N_{\text{pv}} \\ \sum_{l \in \Omega_{\text{line}}^{\text{inv}}} x_{l,\text{line}} \leq N_{\text{line}} \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $N_{\text{wt}}$ 、 $N_{\text{pv}}$  分别为新建风机、光伏的最大数目;  $N_{\text{line}}$  为预计新建线路的数目。

### 2) 网络辐射状约束以及连通性约束

配电线路在扩展规划过程中应避免环状结构的出现, 需满足“闭环设计, 开环运行”的原则, 在保证连通性约束的前提下, 最简单的约束则是最终规划的线路数比节点数少 1<sup>[14]</sup>。因此本文网络辐射状约束可以表示为

$$n = m + 1 \quad (14)$$

式中,  $n$  和  $m$  分别为规划后配电网的节点总数和线路总数。

同时为保证所规划电网各个节点的连通性, 需要将所规划配网的拓扑结构进行连通性检验<sup>[15]</sup>。

### 3) 电力平衡约束

规划后的配电网应满足电力平衡约束, 式(15)一式(17)表示节点功率平衡约束, 式(18)和式(19)为采用大  $M$  法的线路潮流约束, 通过引入一个足够大的正实数  $M$  使得在线路  $l$  未投运时, 不等式约束式(18)和式(19)无效, 式(20)和式(21)为线路功率的上下限约束。

$$\sum_{j \in \Omega_{\text{grid}}^{\text{inv}}} P_{j,t}^{\text{buy}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{wt}}^{\text{wt}}} P_{j,t}^{\text{wt}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{pv}}^{\text{pv}}} P_{j,t}^{\text{pv}} - \sum_{j \in \Omega_{\text{load}}} P_{j,t}^{\text{load}} - \sum_{j \in \Omega_{\text{PDR}}} \Delta P_{j,t}^{\text{PDR}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{IDR}}} \Delta P_{j,t}^{\text{IDR}} = \sum_{k \in \delta_j} P_{jk,t} - \sum_{i \in \pi_j} (P_{ij,t} - I_{ij,t}^{\text{sqr}} r_{ij}) \quad \forall t \quad (15)$$

$$\sum_{j \in \Omega_{\text{grid}}^{\text{inv}}} Q_{j,t}^{\text{buy}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{wt}}^{\text{wt}}} Q_{j,t}^{\text{wt}} + \sum_{j \in \Omega_{\text{pv}}^{\text{pv}}} Q_{j,t}^{\text{pv}} - \sum_{j \in \Omega_{\text{load}}^{\text{load}}} Q_{j,t}^{\text{load}} = \sum_{k \in \delta_j} Q_{jk,t} - \sum_{i \in \pi_j} (Q_{ij,t} - I_{ij,t}^{\text{sqr}} x_{ij}) \quad \forall t \quad (16)$$

$$I_{ij,t}^{\text{sqr}} U_{j,t}^{\text{sqr}} (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall t, \forall j, \forall ij \in \Omega_{\text{line}} \quad (17)$$

$$U_{i,t}^{\text{sqr}} - U_{j,t}^{\text{sqr}} - 2P_{ij,t} r_{ij} - 2Q_{ij,t} x_{ij} + I_{ij,t}^{\text{sqr}} (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \leq M(1 - x_{i,ij}^{\text{line}}) \quad \forall t, \forall ij \in \Omega_{\text{line}} \quad (18)$$

$$U_{i,t}^{\text{sqr}} - U_{j,t}^{\text{sqr}} - 2P_{ij,t} r_{ij} - 2Q_{ij,t} x_{ij} + I_{ij,t}^{\text{sqr}} (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \geq -M(1 - x_{i,ij}^{\text{line}}) \quad \forall t, \forall ij \in \Omega_{\text{line}} \quad (19)$$

$$-\bar{P}_{ij} x_{i,\text{line}} \leq P_{ij,t} \leq \bar{P}_{ij} x_{i,\text{line}} \quad \forall t, \forall ij \in \Omega_{\text{line}}^{\text{inv}} \quad (20)$$

$$-\bar{Q}_{ij} x_{i,\text{line}} \leq Q_{ij,t} \leq \bar{Q}_{ij} x_{i,\text{line}} \quad \forall t, \forall ij \in \Omega_{\text{line}}^{\text{inv}} \quad (21)$$

式中:  $\delta_j$  为以  $j$  为首端的线路集合;  $\pi_j$  为以  $j$  为末端的线路集合;  $I_{ij,t}^{\text{sqr}}$  为线路  $ij$  电流值的平方;  $U_{i,t}^{\text{sqr}}$ 、 $U_{j,t}^{\text{sqr}}$  分别为节点  $i$ 、节点  $j$  电压值的平方;  $P_{ij,t}$  和  $Q_{ij,t}$  分别为线路  $ij$  的有功和无功功率;  $r_{ij}$  为线路  $ij$  的电阻值;  $x_{ij}$  为线路  $ij$  的电抗值;  $P_{j,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{buy}}$  分别为向主网买入和售出的有功、无功功率;  $Q_{j,t}^{\text{wt}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{pv}}$  和  $Q_{j,t}^{\text{load}}$  分别为风机无功出力、光伏无功出力和负荷消耗的无功功率;  $M$  为一个足够大的正实数;  $\bar{P}_{ij}$  和  $\bar{Q}_{ij}$  分别为线路  $ij$  传输的最大有功和无功功率。

再将式(17)进行凸松弛<sup>[16]</sup>, 进而转化为如式(22)所示的标准二阶锥形式。

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{ij,t} \\ 2Q_{ij,t} \\ I_{ij,t}^{\text{sqr}} - U_{j,t}^{\text{sqr}} \end{array} \right\|_2 \leq I_{ij,t}^{\text{sqr}} + U_{j,t}^{\text{sqr}} \quad (22)$$

式中,  $\|\cdot\|_2$  为欧几里得范数, 本文目标函数为  $I_{ij,t}^{\text{sqr}}$  的增函数, 符合二阶锥约束的适用条件, 二阶锥松弛必精确。

#### 4) 元件运行特性约束

光伏发电运行约束为

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{pv}} \leq \bar{P}_i^{\text{pv}} \quad \forall t, \forall i \in \Omega_{\text{pv}} \quad (23)$$

式中,  $\bar{P}_i^{\text{pv}}$  第  $i$  个光伏机组发电功率的上限。

风电机组运行约束为

$$0 \leq P_{j,t}^{\text{wt}} \leq \bar{P}_j^{\text{wt}} \quad \forall t, \forall j \in \Omega_{\text{wt}} \quad (24)$$

式中,  $\bar{P}_j^{\text{wt}}$  第  $j$  个风电机组发电功率的功率上限。

#### 5) PDR 约束

PDR 通过制定合理的日前电价, 鼓励用户自发调整用电量, 因此其响应量与电价密切相关。式(25)表示电价变化率和负荷变化率之间的关系。

$$\begin{bmatrix} \lambda_{\Delta q,1} \\ \lambda_{\Delta q,2} \\ \mathbf{M} \\ \lambda_{\Delta q,t} \\ \mathbf{M} \\ \lambda_{\Delta q,T} \end{bmatrix} = \mathbf{E} \begin{bmatrix} \lambda_{\Delta p,1} \\ \lambda_{\Delta p,2} \\ \mathbf{M} \\ \lambda_{\Delta p,t} \\ \mathbf{M} \\ \lambda_{\Delta p,T} \end{bmatrix} \quad (25)$$

式中:  $\lambda_{\Delta q,t}$  为  $t$  时段的负荷变化率;  $\lambda_{\Delta p,t}$  为  $t$  时段的电价变化率;  $\mathbf{E}$  为 PDR 的需求弹性矩阵, 主对角线元素为自弹性系数, 副对角线为互弹性系数。一般工业用户互弹性系数为负, 表现出互补性; 商业用户互弹性系数为正, 表现出替代性<sup>[17]</sup>。

实施 PDR 前后负荷功率之间的等式约束可以表示为

$$P_{i,t}^{\text{PDR}} = P_{i,t}^{\text{load}} + \lambda_{\Delta q,t} P_{i,t}^{\text{load}} \quad \forall t, \forall i \in \Omega_{\text{PDR}} \quad (26)$$

此外, 为防止 PDR 过程负荷响应量过多而影响用户正常用电, PDR 实施前后总负荷量应保持不变, 即

$$\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{PDR}} = \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{load}} \quad \forall i \in \Omega_{\text{PDR}} \quad (27)$$

同时, 用户参与 PDR 的自身权益也需要考虑, 因此本文引入用电方式满意度、用电费用满意度约束保障用户权益。

$$\left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |P_{i,t}^{\text{PDR}} - P_{i,t}^{\text{load}}|}{\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{load}}} \geq M_{i,\min}^u \quad \forall i \in \Omega_{\text{PDR}} \\ 1 + \frac{\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{PDR}} (1 + \lambda_{\Delta p,t})}{\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{load}}} \geq M_{i,\min}^p \quad \forall i \in \Omega_{\text{PDR}} \end{array} \right. \quad (28)$$

式中:  $M_{i,\min}^u$  为用户用电方式满意度最小值;  $M_{i,\min}^p$  为用户用电费用满意度最小值。

#### 6) IDR 约束

本文考虑的 IDR 主要采取负荷削减的形式, 需要针对可削减负荷响应特点, 考虑参与用户的响应约束条件。为避免 IDR 实施过程中产生额外的调整成本, 用户所提交的参与负荷削减响应量应满足一

定的条件约束, 即

$$\Delta P_{i,t}^{\text{IDR}} \leq \chi_i P_{i,t}^{\text{load}} \quad \forall t, \forall i \in \Omega_{\text{IDR}} \quad (29)$$

式中,  $\chi_i$  为 IDR 实施过程中可以削减的负荷比率, 其取值取决于负荷的类型和性质。

同时, 整个调度周期内负荷削减量之和不应超过预先规定的最大负荷削减容量, 即

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_{i,t}^{\text{IDR}} \leq \Delta P_{i,\text{max}}^{\text{IDR}} \quad \forall i \in \Omega_{\text{IDR}} \quad (30)$$

式中,  $\Delta P_{i,\text{max}}^{\text{IDR}}$  为预先规定的最大负荷削减容量。

### 2.3 基于 NNC 法的多目标优化模型求解方法

为了对上述模型高效求解, 本文采用 NNC 法<sup>[18]</sup> 求解多目标优化问题, 其基本流程如图 2 所示。相比其他多目标优化方法, NNC 法可以将多目标优化问题转化为求解与每个等距离分割点对应的帕累托前沿最优点问题, 从而可以通过求较少的帕累托前沿点来描述完整的帕累托前沿, 可大幅减少计算量。

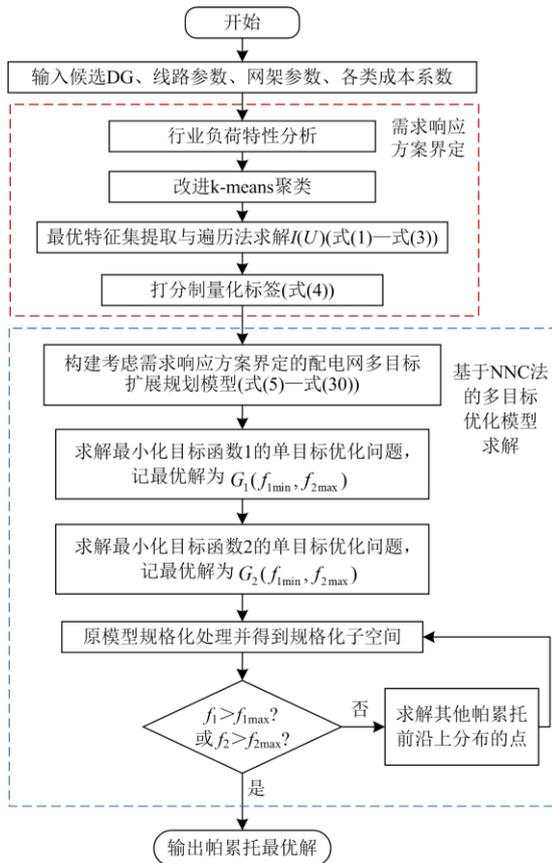


图 2 求解流程

Fig. 2 Solution procedure

本文构建的多目标混合整数线性规划模型可在 CPU 为 i5-10300H, 内存为 16 GB 的个人电脑上实现, 基于 Matlab 2016a 平台配置的 Yalmip 工具包, 调用 GUROBI 商业求解器完成求解。

### 3 算例分析

采用修改后的 IEEE33 节点配电网<sup>[14]</sup>构成如图 3 所示的算例测试系统进行配电网扩展规划。图 3 中, 虚线表示待建配电线路, 对应待建线路集为 {32-33, 33-34, 34-35, 35-36, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 40-41, 41-42, 9-35, 11-37, 16-42, 22-36}, 待建线路的具体参数见表 3。设定每个电网节点允许接入的光伏和风机数量至多 1 台, 配电网中的光伏和风机最多安装数量均为 5 台, 最小安装数量均为 1 台, 光伏安装的候选节点集为 {4, 18, 24, 26, 30, 32}, 风机安装的候选节点集为 {3, 9, 11, 12, 15, 17, 20, 27, 31}, 待安装的 DG 机组参数见表 4, 各场景 DG 出力变化规律参考文献[19]。本文典型场景下的负荷数据集参考文献[7]中的负荷数据按比例缩小得到。各节点负荷的行业属性参见表 5。

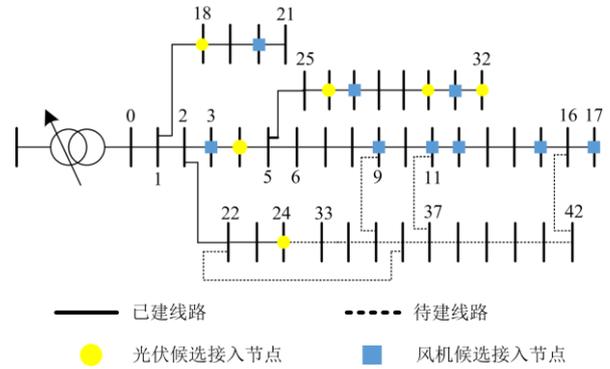


图 3 IEEE33 节点系统算例网络拓扑结构图

Fig. 3 Topology network of the IEEE33-bus system

表 3 待建线路数据

Table 3 Parameters of branches to be built

初始节点	末端节点	R/Ω	X/Ω	投资费用/万元
32	33	0.896	0.7011	25
33	34	0.341	0.5302	27
34	35	0.4095	0.4784	22
35	36	0.341	0.5302	28
36	37	0.2842	0.1447	26
37	38	0.341	0.5302	31
38	39	1.059	0.9337	28
39	40	0.341	0.5302	25
40	41	0.2842	0.1447	44
41	42	0.203	0.1034	27
9	35	0.341	0.5302	21
11	37	0.203	0.1034	19
16	42	0.591	0.526	22
22	36	0.591	0.526	25

表 4 待安装 DG 机组参数

Table 4 Parameters of generators of DG to be installed

参数	风机			光伏	
	型号#1	型号#2	型号#3	型号#1	型号#2
DG 容量/kW	100	200	500	100	300
单位容量投资成本/(万元/100 kW)	46.0	45.5	45.1	13.6	18.4

表 5 各节点负荷的行业属性

Table 5 Industry attribute of each bus load

行业名称	节点集合
工业负荷	{9, 16, 17, 23, 24, 25, 26, 31, 32}
商业负荷	{8, 30, 33}
居民负荷	其他节点

配电公司向主网的购电电价参考文献[20], 设备维护成本取为初始投资的 3%, 贴现率为 10%, 规划年限为 10 年。PDR 的响应前电价为 0.52 元/kWh, 需求弹性矩阵  $E$  的自弹性系数和互弹性系数取值对于不同行业类别会有所区别, 一般工业用户互弹性系数为负, 商业用户互弹性系数为正, 其具体取值参考文献[21]。分时电价政策: 高峰时段为 14:30—18:30, 低谷时段为 23:00—次日 07:00, 其余时段为平时段。IDR 类型主要考虑可削减负荷, 可削减负荷的补偿成本为 0.8 元/kWh。能够进行 DR 的负荷节点集为工、商业用户节点集合的并集, 即 {8, 9, 16, 17, 23, 24, 25, 26, 30, 31, 32, 33}, 并进一步通过用电行为画像的方法对能进行 DR 的负荷用户进行需求响应方案界定, 对具有 DR 潜力的用户进行筛选, 进一步细分用户类型为 PDR 潜在用户和 IDR 潜在用户。

### 3.1 帕累托最优解

通过优化求解本文所建的配电网扩展规划模型, 得到帕累托前沿解集如图 4 所示。

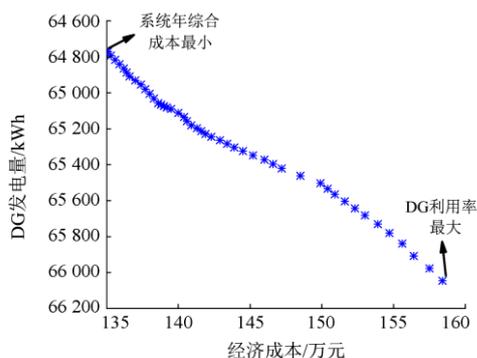


图 4 帕累托前沿集

Fig. 4 Pareto frontier set

从图 4 中可见, 若决策者优先考虑配电网经济性最优, 则配电网扩展规划模型优化求解得到的年综合成本最小为 135.07 万元, 但 DG 利用率最小, 其发电量仅有 64 770 kWh; 若决策者优先考虑系统 DG 利用率最优, 则配电网扩展规划模型求解结果表明 DG 发电量最大为 66 046 kWh, 但年综合成本最大为 158.40 万元。这表明提高配电网 DG 利用率, 不可避免地需要增加配电网对线路、DG 的投资成本以及设备的运行维护成本, 从而造成配电网年综合成本的上升。当决策者进行配电网扩展规划时, 需要综合权衡配电网经济性和 DG 利用率因素的影响, 合理制定预期内配电网的扩展规划方案。

规划过程中用电行为的画像分析: 对 DR 候选负荷节点集进行改进 k-means 聚类分析, 工业负荷的  $k$  值取 3 时聚合回报最大, 因此工业负荷数据聚类时最佳  $k$  值为 3; 商业负荷的  $k$  值取 4 时聚合回报最大, 因此商业负荷数据聚类时最佳  $k$  值为 4。然后进行聚类分析, 得到工业、商业负荷聚类结果, 工业、商业负荷的聚类中心如图 5 所示。

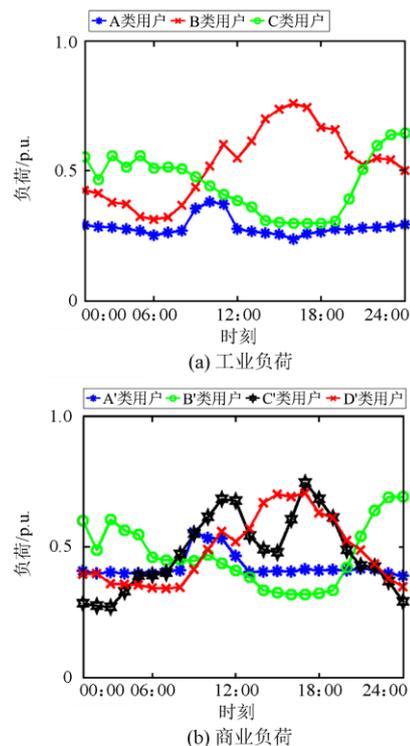


图 5 聚类中心

Fig. 5 Center of clustering

从图 5 中可见, 对于工业负荷: A 类用户日最大负荷时段在 09:00—11:00, 峰谷差不大, 且整体负荷量较低。B 类用户与 C 类用户日最大负荷时段分别在 22:00—24:00 和 14:00—17:00, 峰谷差较

大, 且具有明显的单峰特性。上述 3 类用户的类别标签可归纳为早间单峰型用户、午间单峰型用户和晚间单峰型用户。其中 C 类用户为晚间单峰型用户, 不具有需求响应潜力。对于商业负荷: A'、B'和 D'类用户日最大负荷时段分别在 08:00—11:00、22:00—24:00 和 14:00—17:00, 峰谷差较大且具有明显单峰特性, C'类用户日最大负荷时段在 16:00—18:00, 次峰时段在 10:00—12:00, 具有明显双峰特性。上述 4 类用户的类别标签可归纳为早间单峰型用户、晚间单峰型用户、早午间双峰型用户和午间单峰型用户。其中 B'类用户为晚间单峰型用户, 不具有需求响应潜力。A 类、B 类、A'类、C'类和 D'类用户具有需求响应潜力, 可作为参与 PDR 的潜在用户, 并进一步对上述用户进行用电行为画像。

构造初始特征集为  $U = \{\text{日负荷率、日峰谷差率、峰时耗电率、谷电系数、峰期负载率、谷期负载率}\}$ , 采用皮尔逊相关系数提取最小冗余度指标, 采用遍历法求得使  $I(U)$  最大的  $\beta$  向量, 求得最优特征集, 对应特征为“日负荷率”、“日峰谷差率”和“峰期负载率”。并对 DR 候选负荷节点集进行用电行为画像, 确定响应方案的边界, 表 6 给出了工、商业负荷不同类型用户的标签得分和加权得分, 表 7 给出了熵权法计算得到的各标签权重。

由表 6、表 7 可见, 工业负荷 B 类用户和商业负荷 D'类用户加权得分最高, 认为上述两类用户可作为 IDR 的潜在用户, 具有参与 IDR 和 PDR 的潜力, 而其余用户仅被认为是 PDR 潜在用户。最终需求响应方案界定结果如表 8 所示。

表 6 不同类型用户的标签得分和加权得分

Table 6 Label score and weighted score of different types of users

负荷类型		日负荷率得分	日峰谷差率得分	峰期负载率得分	加权得分
工业负荷	A	66.2	75.3	83.2	75.2
	B	81.9	87.1	92.5	87.3
商业负荷	A'	69.8	76.6	84.7	77.0
	C'	89.4	72.1	89.0	79.6
	D'	82.5	91.0	93.1	89.7

表 7 熵权法计算得到的各标签权重

Table 7 Weight of labels calculated by entropy weight method

标签	日负荷率	日峰谷差率	峰期负载率
熵权 $w_j$	0.2079	0.5630	0.2291

表 8 需求响应方案界定结果

Table 8 Demand response plan definition results

类型	节点集合
IDR 潜在用户	{8, 9, 25, 26, 30, 31}
PDR 潜在用户	{8, 9, 16, 24, 25, 26, 30, 31, 33}

### 3.2 DR 的影响

为分析考虑 DR 对配电网扩展规划的影响, 本节设置两类场景, 场景 1 为计及 DR, 同时考虑基于用电行为画像的需求响应方案界定, 并采用本文提出的多目标优化规划模型。场景 2 为不计及 DR, 并采用多目标优化规划模型。在上述两种场景下, 优化求解得到相应帕累托解集, 并针对各场景下的帕累托解集采用逼近理想解排序法<sup>[22]</sup>确定唯一的折中方案。表 9 和表 10 分别为两类场景的扩展规划方案和规划成本。

表 9 有无 DR 情况下配电网扩展规划方案

Table 9 Distribution network expansion planning results with or without DR

类型	场景 1: 计及 DR	场景 2: 不计及 DR
线路	{32-33, 33-34, 34-35, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 41-42, 11-37, 16-42}	{32-33, 33-34, 34-35, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 41-42, 11-37, 16-42}
光伏	24(#2), 26(#2)	4(#2), 18(#2), 24(#2), 26(#2)
风机	3(#3), 11(#3), 15(#2), 20(#3)	3(#3), 11(#3), 15(#3), 20(#3), 31(#3)

注: 光伏和风机规划结果中括号外数字代表该设备规划投建节点编号, 括号内数字代表该设备具体投建型号。

表 10 有无 DR 情况下配电网扩展规划成本

Table 10 Distribution network expansion planning costs with or without DR

成本/万元	场景 1: 计及 DR	场景 2: 不计及 DR
年投资成本	线路 21.01 光伏 5.99 风机 36.70	21.01 13.37 54.26
年运行成本	$C_{\text{grid}}$	20.54
	$C_{\text{IDR}}$	16.77
	$C_{\text{PDR}}$	8.59
	$C_{\text{TL}}$	23.56
	$C_{\text{M}}$	1.91
年综合成本	135.07	168.59

从表 9 和表 10 中可见, 与不计及 DR 的规划方案相比, 本文所提考虑 DR 规划方案对光伏机组、风机的投资数量和容量都有所减少, 这说明在配电网扩展规划中考虑 DR 因素能有效延缓配电网投资升级。此外, 计及 DR 的规划方案虽然增加了 IDR 成本和 PDR 成本, 但由于在 IDR 和 PDR 策略下, 用户能够调整自身负荷量和用电时间, 从而大幅减小配电网在高峰时段向主网的购电成本, 导致计及 DR 规划方案的配电网年综合成本相较于不计及

DR 的规划方案降低了 20.24%。这证明了本文所提考虑 DR 的规划方法的优势。

图 6 进一步给出了有无 DR 下的配电网运行情况对比。其中, 为了方便对比 3 类场景下负荷的时移特性和削减效果, 优化后负荷曲线选用了表 8 中 IDR 用户节点 8、25、30 的负荷数据。从图 6 中可见, 不计及 DR 时, 配电网负荷节点功率波动和用电峰谷差较大; 计及 DR 后, 由于 PDR 对负荷的时移特性和 IDR 对负荷在尖峰时刻的削减效果, 配电网负荷节点功率波动明显减小。

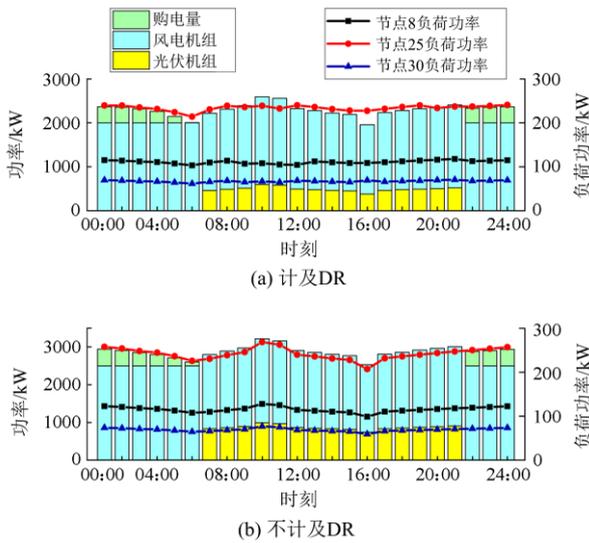


图 6 有无 DR 下的配电网运行情况

Fig. 6 Comparison of distribution network operation with or without DR

### 3.3 考虑差异化需求响应方案界定的影响

为揭示考虑差异化需求响应方案界定对配电网扩展规划的影响, 本节设置 3 类场景对比分析。场景 1 为不考虑需求响应方案界定, 假设可进行 DR 的用户仅选择 PDR 作为其需求响应方案; 场景 2 为不考虑需求响应方案界定, 假设可进行 DR 的用户仅选择 IDR 作为其需求响应方案; 场景 3 为考虑需求响应方案界定, 并采用本文提出的考虑差异化需求响应的配电网扩展模型。在上述 3 类场景下, 同样通过优化求解得到帕累托解集, 并采用理想解排序法得到唯一折中方案。表 11 和表 12 分别给出上述 3 类场景下的扩展规划方案和规划成本。

从表 11 和表 12 中可见, 用户选择的需求响应方案类型对配电网投资规划方案影响不大。此外, 场景 1 仅考虑 DR 用户为 PDR 类型时, 配电网年综合成本最小; 场景 2 仅考虑 DR 用户为 IDR 类型时, 配电网年综合成本最大。这是因为 PDR 的响应机制

为通过分时电价调控的可转移负荷, 实施 PDR 前后总负荷功率保持不变, 不影响配电网效益; 而 IDR 的响应机制为可削减负荷的形式, 实施 IDR 后总负荷功率有所减少, 配电网效益降低, 此外场景 2 下配电网投资成本也有所增加。

表 11 考虑/不考虑差异化需求响应方案界定下的配电网扩展规划方案

Table 11 Distribution network expansion planning results with/without consideration of demand response scheme

类型	场景 1	场景 2	场景 3	
线路	{32-33, 33-34, 34-35, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 41-42, 11-37, 16-42}	{32-33, 33-34, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 41-42, 9-35, 11-37, 16-42}	{32-33, 33-34, 34-35, 36-37, 37-38, 38-39, 39-40, 41-42, 11-37, 16-42}	
	光伏	24(#2), 30(#2)	26(#2), 30(#2)	24(#2), 26(#2)
	风机	3(#3), 11(#3), 15(#2), 20(#3)	3(#3), 11(#3), 15(#2), 20(#3), 31(#3)	3(#3), 11(#3), 15(#2), 20(#3)

表 12 考虑/不考虑差异化需求响应方案界定下的配电网扩展规划成本

Table 12 Distribution network expansion planning costs with/without consideration of demand response scheme

成本/万元	场景 1	场景 2	场景 3	
年投资成本	线路	21.01	20.85	21.01
	光伏	5.99	5.99	5.99
	风机	36.70	39.16	36.70
年运行成本	$C_{grid}$	22.73	23.03	20.54
	$C_{IDR}$	—	6.19	16.77
	$C_{PDR}$	2.14	—	8.59
	$C_{TL}$	23.01	23.87	23.56
	$C_M$	1.91	1.98	1.91
年综合成本	124.85	139.35	135.07	

图 7 进一步给出了 3 类场景下的配电网运行情况对比。同样为了方便对比 3 类场景下负荷的时移特性和削减效果, 优化后负荷曲线选用了表 8 中 IDR 用户节点 8、25、30 的负荷数据。从图 7 中可见, 不考虑差异化需求响应方案界定时, 由于配电网中负荷节点选择的需求响应方案与其出力特征之间匹配性较低, 负荷的削峰填谷效果不明显, 从负荷曲线可以观察到峰谷差仍较大, 负荷尖峰仍较明显。考虑差异化需求响应方案界定后, 由图 7(c)可以观察到负荷峰谷差显著降低, 起到明显的负荷时移和削峰填谷效果。这证明了本文所提考虑差异化需求响应方案的配电网扩展规划模型的优越性。

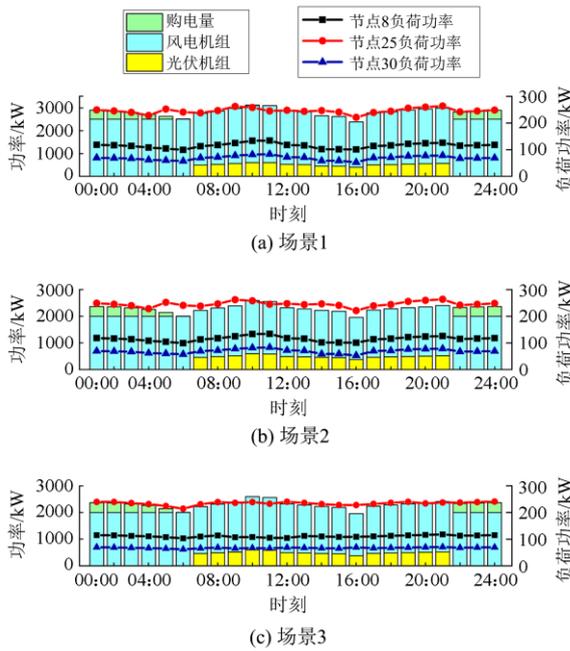


图7 考虑/不考虑差异化需求响应方案界定下的配电网运行情况

Fig. 7 Distribution network operation with/without consideration of differentiated demand response scheme

### 4 结论

针对大规模 DG 接入配电网带来的经济投资成本增加和清洁能源消纳等问题, 本文提出了一种基于用电行为画像的需求侧响应方案界定方法, 并针对差异化需求响应方案建立了对应的配电网扩展规划模型, 以实现配电网经济性和 DG 利用率综合最优, 并利用 NNC 法求解得到扩展规划模型的帕累托前沿。最后通过算例分析表明:

1) 配电网综合投资运行成本降低与 DG 利用率提升之间存在矛盾, 决策者需要综合权衡配电网经济性和 DG 利用率因素的影响情况, 制定满足预期的配电网扩展规划方案;

2) 计及 DR 的规划方案的配电网年综合成本相较于不计及 DR 的规划方案大幅降低, 合理的 DR 策略不仅能提高 DG 利用率, 还可以提高配电网投资经济性, 因而在配电网扩展规划中考虑 DR 具有重要意义;

3) 通过对考虑差异化需求响应方案的配电网扩展规划模型进行优化求解, 运行阶段仿真结果表明, 基于用电行为画像的需求响应方案界定起到了很好的负荷时移和削峰填谷效果, 同时相较于用户仅选择 IDR 作为其需求响应方案的情况, 本文所提考虑差异化需求响应方案界定的配电网扩展规划方

案减少了配电网的年综合成本。

### 参考文献

[1] HUANG W, ZHANG N, KANG C, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(12): 1-13.

[2] 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.  
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.

[3] 范宏, 鲁家阳, 陆骁霄. 考虑激励型需求响应的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电测与仪表, 2021, 59(3): 93-101.  
FAN Hong, LU Jiayang, LU Xiaoxiao. Coordinated planning of multi-region integrated energy system considering incentive demand response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 59(3): 93-101.

[4] 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.

[5] 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.

[6] 苏适, 李康平, 严玉廷, 等. 基于密度空间聚类和引力搜索算法的居民负荷用电模式分类模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(1): 129-136.  
SU Shi, LI Kangping, YAN Yuting, et al. Classification model of residential power consumption mode based on DBSCAN and gravitational search algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(1): 129-136.

[7] 赵晋泉, 夏雪, 刘子文, 等. 电力用户用电特征选择与行为画像[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3488-3496.  
ZHAO Jinquan, XIA Xue, LIU Ziwen, et al. User electricity consumption feature selection and behavioral portrait[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3488-3496.

[8] 王成亮, 郑海雁. 基于模糊聚类的电力客户用电行为模式画像[J]. 电测与仪表, 2018, 55(18): 77-81.  
WANG Chengliang, ZHENG Haiyan. A portrait of electricity consumption behavior mode of power users based on fuzzy clustering[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(18): 77-81.

[9] 林济铿, 刘露, 张闻博, 等. 基于随机模糊聚类的负荷建模与参数辨识[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(14): 50-58.

- LIN Jikeng, LIU Lu, ZHANG Wenbo, et al. Load modeling and parameter identification based on random fuzziness clustering[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14): 50-58.
- [10] 张斌, 庄池杰, 胡军, 等. 结合降维技术的电力负荷曲线集成聚类算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3741-3749.
- ZHANG Bin, ZHUANG Chijie, HU Jun, et al. Ensemble clustering algorithm combined with dimension reduction techniques for power load profiles[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3741-3749.
- [11] 冯晓蒲, 张铁峰. 基于实际负荷曲线的电力用户分类技术研究[J]. 电力科学与工程, 2010, 26(9): 18-22.
- FENG Xiaopu, ZHANG Tiefeng. Research on electricity users classification technology based on actual load curve[J]. Electric Power Science and Engineering, 2010, 26(9): 18-22.
- [12] 唐俊熙, 曹华珍, 高崇, 等. 一种基于时间序列数据挖掘的用户负荷曲线分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 140-148.
- TANG Junxi, CAO Huazhen, GAO Chong, et al. A new user load curve analysis method based on time series data mining[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 140-148.
- [13] 戴国华, 戴睿, 张琪瑞, 等. 基于主客观赋权相结合的省级电网发展诊断分析方法与实证研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 110-118.
- DAI Guohua, DAI Rui, ZHANG Qirui, et al. Empirical study and analysis of provincial power grid development diagnosis based on the combination of a subjective and objective weighting method[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 110-118.
- [14] 赵海洲, 陈建凯, 杨海跃, 等. 考虑传输能力的含分布式电源配电网扩展规划方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 70-77.
- ZHAO Haizhou, CHEN Jiankai, YANG Haiyue, et al. Expansion planning method of distribution network with distributed generation considering transmission capacity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 70-77.
- [15] 徐小琴, 郑旭, 王思聪, 等. 基于改进遗传退火算法的输电网协调规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 124-131.
- XU Xiaoqin, ZHENG Xu, WANG Sicong, et al. Coordinated planning method of transmission and distribution network based on an improved genetic annealing algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 124-131.
- [16] 尚龙龙, 魏碧桢, 王伟, 等. 主动配电网储能动态配置规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 84-92.
- SHANG Longlong, WEI Bihui, WANG Wei, et al. A planning method of dynamic energy storage configuration in an active distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(17): 84-92.
- [17] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663.
- WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663.
- [18] 刘澧庆, 吴宁, 张焕亨, 等. 微电网经济型二次频率和电压控制的多目标优化模型及仿真验证[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 521-529.
- LIU Liqing, WU Ning, ZHANG Huanting, et al. Multi objective optimization model and its simulation verification for economical secondary frequency and voltage controls of microgrids[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 521-529.
- [19] 葛少云, 张有为, 刘洪, 等. 考虑网架动态重构的主动配电网双层扩展规划[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1526-1536.
- GE Shaoyun, ZHANG Youwei, LIU Hong, et al. Bi-layer expansion programming method for active distribution network considering dynamic grid reconfiguration[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1526-1536.
- [20] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1409-1420.
- LIN Shunfu, LIU Chitao, LI Dongdong, et al. Bi-level multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi-microgrid system considering power interaction among microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1409-1420.
- [21] 孔祥玉, 杨群, 穆云飞, 等. 分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 75-80.
- KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, et al. Analysis method for customers demand response in time of using price[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2015, 27(10): 75-80.
- [22] 陈琪华, 何育恒, 曾永忠, 等. TOPSIS 法在垃圾焚烧发电锅炉蒸汽空气预热器综合评价中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(4): 1274-1280.
- CHEN Qihua, HE Yuheng, ZENG Yongzhong, et al. Application of TOPSIS method in the comprehensive evaluation of steam-air preheater on waste incineration boiler[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(4): 1274-1280.

收稿日期: 2022-02-23; 修回日期: 2022-06-03

作者简介:

刘雪飞(1984—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为能源发展、配电网规划; E-mail: huster2004@qq.com

杜明坤(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网规划与投资决策; E-mail: mingkundu96@gmail.com

黄媛(1974—), 女, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士研究生导师, 研究方向为电力系统的稳定与运行分析、能源互联网、配电网规划。E-mail: 15883505170@163.com

(编辑 许威)