

# 基于博弈论的“源—网—荷”多主体利益协调互动的 ADN 分层规划

宁 月, 胡志坚, 林伟伟, 谢仕炜, 孔顺飞, 陈 旷

(武汉大学电气工程学院, 湖北 武汉 430072)

**摘 要:**针对开放电力市场环境下存在的多主体利益博弈规划问题,提出一种基于博弈论的“源—网—荷”多主体利益协调互动的主动配电网(ADN)分层规划模型,结合迭代搜索法和改进的粒子群算法来对模型进行求解。模型上层从规划层面上考虑源、网、荷三方各自的决策,以每一个利益主体效益在博弈模式中达到均衡为目标;下层从主动管理层面考虑分布式电源(DG)削减和有载调压变压器(OLTC)调节等策略,以 DG 年切除量期望值最小为目标。在上层中运用迭代搜索算法搜索多方均衡解,在上层中的每一方主体决策寻优过程以及下层决策寻优过程中运用改进的粒子群算法。通过改进的 IEEE 33 节点算例,验证所提模型的可行性,为电力市场开放环境下存在多决策主体利益博弈的 ADN 规划问题提出思路和建议。

**关 键 词:**主动配电网规划;源—网—荷;博弈论;分层规划

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.01.007 中图分类号:TM761 文章编号:1673-9140(2021)01-0063-10

## ADN hierarchical planning for multi-agent interest coordination interaction of "source-net-load" based on gametheory

NING Yue, HU Zhijian, LIN Weiwei, XIE Shiwei, KONG Shunfei, CHEN Kuang

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

**Abstract:** Aiming at the problem of multi-agent interest game planning in the open environment of electricity market, a hierarchical planning model is proposed for Active Distribution Network with the coordination and interaction of "source-network-load" multi agents based on the game theory, and the iterative search method and improved particle swarm optimization algorithm is applied to get the solution. The upper layer of the model considers the respective decisions of the source, network and load agents, and aims at achieving the equilibrium in the game mode for each interest body. The lower layer considers the DG(Distributed generation) reduction and OLTC(On-load Tap Changer) adjustment strategies from the active management level. The target of the lower layer is minimizing the expected value of annual load cutting of DG. In the upper layer, the iterative search algorithm is utilized to search the equilibrium solution of multi-agents, and the improved particle swarm optimization algorithm is employed in the optimization process of each agent in the upper layer and the optimization process in the lower layer. Finally, an improved IEEE 33-node example is simulated to verify the feasibility of the model. It also gives ideas and suggestions for the ADN planning game problem with multi-decisions in the open environment of electricity market.

**Key words:** active distribution network planning; source-net-load; game theory; hierarchical planning

收稿日期:2018-09-20;修回日期:2018-12-08

基金项目:国网福建省电力有限公司重点科技项目(SGFJJY00GHJS1700060)

通信作者:胡志坚(1969-),男,博士,教授,主要从事新能源接入电网与分布式电力系统研究;E-mail:zhijian\_hu@163.com

在售电侧放开、需求侧管理积极开展的逐步开放性的电力市场环境下,主动配电网的规划需要统筹考虑分布式电源的接入与需求响应带来的不确定性影响<sup>[1-5]</sup>。为了提高分布式电源消纳能力以降低终端用能碳比例,优化用户侧需求响应策略以提高终端用户电能使用效率,针对电力市场下各主体追求利益最大化的趋势,“源—网—荷”多主体间利益的协调规划问题亟待深入研究。

文献[6]虽然建立了同时适应分布式发电(distributed generation, DG)和负荷的不确定性的主动配电网(active distribution network, ADN)分层规划模型,但规划决策集中在网层,没有体现“源—网—荷”在规划上的互动协调。文献[7-8]将分布式电源和配电网进行协调优化规划,考虑在 DG 开发商与配网公司作为独立决策主体的规划环境下,建立兼顾整体经济性和 DG 利用率最大化的双层优化规划模型,但并未涉及负荷层面需求响应带来的不确定性。文献[9]研究“源—网—荷”协调优化运行下的主动配电网网架规划,虽涉及到分布式电源与可中断负荷需求响应的优化,却并未涉及分布式电源在规划期的选址定容问题。文献[10]建立了分布式电源选址定容与 ADN 拓展规划相结合的多目标双层优化模型,虽然在模型下层中引入博弈方法,但博弈仅针对的是 DG 内部的优化策略,从而使整个 DG 层面建设运行成本最小。文献[11]以总体成本最小为目标来建立“源—网—荷”协同规划模型,没有考虑开放电力市场环境下,“源—网—荷”可能作为多方独立决策主体为实现各自利益最大化而存在的博弈后决策行为。文献[11]引入博弈论分析了“源—网—荷”多主体在经济层面的多种博弈关系,但建立的多目标优化调度模型仅适用于经济调度层面,不适用于规划层面。文献[12]为“源—网—荷”中不同利益集团设置智能体,虽然通过多层电价响应机制来分析“源—网—荷”在不同风险场景中的协调调度关系,但研究是建立在已存在的主动配电网网架之上,不适用于分析“源—网—荷”在规划上的利益博弈问题。

在上述研究的基础上,该文在“源—网—荷”多方主体追求各自利益最大化的环境下,利用多场景技术与机会约束规划方法,建立了基于博弈论的

“源—网—荷”多主体利益协调互动的 ADN 分层规划模型。源层决策主体为 DG 运营商,决策内容为风电、光伏的选址定容;网层决策主体为配网公司,决策内容为升级与新建的网架结构以及售电的分时电价;荷层决策主体为终端用户,决策内容为需求响应策略。模型上层通过研究“源—网—荷”三方主体间的相互作用,从规划层面考虑三方在独立决策环境下的利益博弈过程,将潮流可解性、可靠性等作为约束,以每个主体利益在博弈过程中达到均衡稳定为目标;模型下层从主动管理层面出发,在多场景机会约束中考虑削减 DG 以及有载调压变压器(on-load tap changer, OLTC)调节等策略来增加主动配电网的运行稳定性,将 DG 年切除量期望值最小作为目标,以适应分布式电源消纳能力增加的趋势。在上层博弈模型中运用迭代搜索算法搜索多方均衡解,在上层多方主体决策与下层决策寻优过程中运用改进的粒子群算法搜索。

该文所建立的模型追求多主体各自利益最大化,因而基于该模型求解的规划方案对促进“源—网—荷”多主体友好互动、协调规划有实际意义。通过改进的 IEEE 33 节点算例进行了模型的仿真分析,给出了 DG 定容选址、网架拓展规划、分时电价、负荷需求响应方案。

## 1 源—网—荷多主体间博弈关系

### 1.1 博弈论在“源—网—荷”协调规划中的应用

在开放电力市场的大环境下, DG 运营商、配电网公司和参与需求响应的电力用户多主体在规划决策时都试图以自身利益最大为目标,然而这些目标之间存在相互冲突关系。传统的线性组合或者分组分类是将多目标转化为单目标的优化方法,不可避免地受到设计者主观性的影响。为了兼顾各自目标利益与体现个体目标地位,引入博弈论将多目标问题转化为可以确定博弈者、博弈策略、收益函数及博弈规则的博弈问题<sup>[13]</sup>,进而求取博弈问题的均衡解集,最终从该解集中选取原多目标优化问题的满意解。

### 1.2 源—网—荷多主体间的博弈关系

每一个主体决策都为自身目标服务,但各自的

决策同时又受到其他主体决策的影响。源层基于分布式电源的选址定容和网层的网架结构、分时电价设计,影响荷层需求响应最优决策的实现;网层的网架结构和荷层的需求响应用电安排,影响分布式电源的选址定容方案;源层的分布式电源选址定容和荷层的需求响应用电安排,影响网层的网架构建。三方形成如图 1 所示的博弈关系。

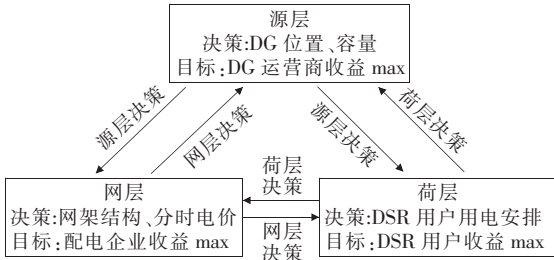


图 1 “源—网—荷”三方博弈关系

Figure 1 The three-party game relationship of "Source-Net-Load"

## 2 “源—网—荷”多主体利益协调的 ADN 分层规划模型

该文提出的“源—网—荷”多主体利益协调的 ADN 分层规划模型中,包含 3 个主体:DG 运营商、配网公司和需求侧响应(demand side response, DSR)用户。模型为双层,上层为“源—网—荷”利益主体的策略式博弈规划模型,下层为 ADN 主动管理模型。

### 2.1 上层博弈模型

#### 2.1.1 源层模型

##### 1) 源层目标。

源层规划中考虑以光伏、风电为主的分布式电源运营商的利益。目标函数:

$$\max C^Y = C_{\text{OUT}}^Y + C_G^Y - C_{\text{OM}}^Y - C_I^Y \quad (1)$$

式中  $C^Y$  为 DG 运营商年收益综合值;  $C_{\text{OUT}}^Y$  为 DG 运营商的年卖电收益;  $C_G^Y$  为来自政府的新能源补贴;  $C_{\text{OM}}^Y$  为 DG 的年运维成本;  $C_I^Y$  为年投资费用。

$$C_{\text{OUT}}^Y = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{DG},s,t} \cdot T_t \cdot p_1 \quad (2)$$

$$C_G^Y = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{DG},s,t} \cdot T_t \cdot p_2 \quad (3)$$

$$C_{\text{OM}}^Y = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{DG},s,t} \cdot T_t \cdot p_{\text{OM}} \quad (4)$$

$$C_I^Y = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot$$

$$\left( \sum_{k=1}^{N_k} x_k \cdot P_{\text{DG}}^U \cdot N_k^{\text{DG}} \cdot p_1 \right) \quad (5)$$

式中  $N_s$  为场景数;  $T_s$  为第  $s$  场景的天数;  $N_t$  为一天总时段数;  $T_t$  为每一时段的间隔时间;  $p_1$ 、 $p_2$ 、 $p_{\text{OM}}$ 、 $p_1$  分别为供电公司向 DG 运营商购电电价、政府对新能源发电的补贴电价、DG 单位发电量运维成本以及 DG 单位容量的投资成本;  $P_{\text{DG},s,t}$  为第  $s$  场景、第  $t$  时段下所有 DG 的总有功出力;  $r$  为贴现率;  $T$  为 DG 设备寿命周期;  $x_k$  为 0-1 变量,表示第  $k$  个待选节点是否接入 DG;  $N_k$  为待选节点数;  $N_k^{\text{DG}}$  为第  $k$  个节点接入的 DG 设备数量。

##### 2) 源层约束。

$$N_k^{\text{DG},\min} \leq N_k^{\text{DG}} \leq N_k^{\text{DG},\max}, \forall k \in \Gamma^{\text{DG}} \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{loss},s,t} \geq \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{loss},s,t}^{\text{DG}}, \forall s, \forall t \quad (7)$$

$$\beta_{\min} \sum_{j \in \Gamma^b} P_j^L \leq \sum_{j \in \Gamma^{\text{DG}}} \sum_{p \in K^{\text{DG}}} \tilde{P}_{j,p}^{\text{DG}} x_{j,p}^{\text{DG}} \leq \beta_{\max} \sum_{j \in \Gamma^b} P_j^L \quad (8)$$

式中  $N_k^{\text{DG},\min}$  为允许在待选节点  $k$  上接入 DG 发电机台数的上下限值;  $P_{\text{loss},s,t}$ 、 $P_{\text{loss},s,t}^{\text{DG}}$  分别为第  $s$  场景、第  $t$  时段接入 DG 前后的系统有功网损值;  $\Gamma^b$ 、 $\Gamma^{\text{DG}}$ 、 $K^{\text{DG}}$  分别为系统所有母线的点集、分布式电源可接入系统母线点集、分布式电源类型集合(风电、光伏);  $\beta_{\min}$ 、 $\beta_{\max}$  分别为分布式电源渗透率上下限;  $P_j^L$  为系统各个节点的负荷值。

#### 2.1.2 网层模型

##### 1) 网层目标。

网层规划中考虑以配电公司的年综合净收益值最大为目标。目标函数:

$$\min C^W = C_S^W - C_C^W \quad (9)$$

$$C_C^W = C_I^W + C_P^W + C_{\text{IM1}}^W + C_{\text{IM2}}^W + C_{\text{BESS}}^W \quad (10)$$

式中  $C^W$  为配电公司的年净收益值;  $C_S^W$  为配电公司的卖电收益;  $C_C^W$  为供电公司总成本的年综合值。  $C_I^W$  为折算到寿命周期每年的线路升级改造的投资费用;  $C_P^W$  为年网损费用;  $C_{\text{IM1}}^W$  为向上级电网购电费用;  $C_{\text{IM2}}^W$  为向 DG 运营商购电费用;  $C_{\text{BESS}}^W$  为储能的年投资运维成本,其中:

$$C_S^W = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \left( \sum_{t=1}^{N_{\text{tf}}} P_{L,s,t} \cdot p_f \cdot T_t + \right.$$

$$\sum_{t=1}^{N_{tp}} P_{L,s,t} \cdot p_p \cdot T_t + \sum_{t=1}^{N_{tg}} P_{L,s,t} \cdot p_g \cdot T_t \quad (11)$$

$$C_1^W = C_{11}^W + C_{12}^W = \left( \sum_{i=1}^{N_i} x_i \cdot C_{11,i} \cdot l_i + \sum_{j=1}^{N_j} x_j \cdot C_{12,j} \cdot l_j \right) \cdot \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (12)$$

$$C_P^W = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{loss},s,t} \cdot p_{1,s,t} \cdot T_t \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} C_F^W &= \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} E_{\text{ENS},s,t} \cdot p_{2,s,t} \\ E_{\text{ENS},s,t} &= \sum_{j=1}^{N_b} \lambda_j \cdot \sum_{i=1}^{N_n} P_{T,s,t,i} \cdot T_t \end{aligned} \right. \quad (14)$$

$$C_{\text{IM1}}^W = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} p_{1,s,t} \cdot (P_{L,s,t} - P_{\text{DG},s,t} - (P_{\text{IL},s,t} + P_{\text{TL},s,t})) \cdot T_t \quad (15)$$

$$C_{\text{IM2}}^W = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \sum_{t=1}^{N_t} p_1 \cdot P_{\text{DG},s,t} \cdot T_t \quad (16)$$

式(11)~(16)中  $N_{\text{tf}}$ 、 $N_{\text{tp}}$ 、 $N_{\text{tg}}$  分别为一天内峰、平、谷时段小时数； $p_t$ 、 $p_p$ 、 $p_g$  分别为峰、平、谷各时段售电电价； $C_{11}^W$ 、 $C_{12}^W$  分别为新建和升级改造线路的成本； $N_i$ 、 $N_j$  为待新建和升级的线路数； $x_i$ 、 $x_j$  均为 0~1 变量； $x_i$  为所选线路是否新建； $x_j$  为所选线路是否升级； $l_i$  和  $l_j$  分别为第  $i$  条新建线路和第  $j$  条改造线路的长度； $C_{11,i}$ 、 $C_{12,j}$  分别为第  $i$  条新建线路和第  $j$  条改造线路的单位长度费用； $p_{1,s,t}$  为配电网在第  $s$  场景第  $t$  时段向上级电网的购电电价； $P_{\text{loss},s,t}$  为配网在第  $s$  场景第  $t$  时段的有功损耗； $E_{\text{ENS},s,t}$  为配网在第  $s$  场景第  $t$  时段供电不足期望值； $N_b$  为网络支路总数； $\lambda_j$  为第  $j$  条支路的线路故障率； $P_{T,s,t,i}$  为第  $j$  条线路故障导致的第  $i$  个负荷节点供电不足的功率； $p_{2,s,t}$  为配电网第  $s$  场景第  $t$  时段所提供的售电电价； $P_{L,s,t}$ 、 $P_{\text{IL},s,t}$  以及  $P_{\text{TL},s,t}$  分别为配网于第  $s$  场景第  $t$  时段网络原始总负荷量、中断负荷功率以及需求响应负荷转移量。

## 2) 网层约束。

节点功率平衡约束：

$$\left\{ \begin{aligned} P_{i,s,t} &= U_{i,s,t} \cdot \sum_{j \in i} U_{j,s,t} \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ Q_{i,s,t} &= U_{i,s,t} \cdot \sum_{j \in i} U_{j,s,t} \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \right. \quad (17)$$

节点电压上下限概率约束：

$$P\{U_{\min} \leq U_{i,s,t} \leq U_{\max}\} = k_u / N \geq \beta_u \quad (18)$$

支路功率概率约束：

$$P\{P_{l,s,t} \leq P_{l\max}\} = k_l / N \geq \beta_l \quad (19)$$

禁止主网口倒送功率概率约束：

$$P\{P_{\Sigma\text{DG}} \leq P_{\Sigma\text{L}}\} = k_B / N \geq \beta_B \quad (20)$$

式(17)~式(20)中  $P_{i,s,t}$ 、 $Q_{i,s,t}$  分别为节点  $i$  第  $s$  场景第  $t$  时段的有功、无功注入； $U_{i,s,t}$ 、 $U_{j,s,t}$  为节点  $i$ 、 $j$  第  $s$  场景第  $t$  时段的电压幅值； $U_{\max}$ 、 $U_{\min}$  分别为节点电压的上下限； $k_u$  为满足支路功率约束的场景数； $\beta_u$  为节点电压约束的置信水平； $P_{l,s,t}$  为第  $s$  场景第  $t$  时段的  $l$  支路功率； $P_{l\max}$  为支路允许的功率上限； $k_l$  为满足支路功率约束的场景数； $\beta_l$  为支路功率约束的置信度； $P_{\Sigma\text{DG}}$ 、 $P_{\Sigma\text{L}}$  分别为 DG 总出力和配网总负荷需求； $k_B$  为满足禁止倒送功率约束的场景数； $\beta_B$  为禁止倒送功率约束的置信度。

供电可靠性约束：

$$\text{ASAI} = (N \times 8760 - T) / (N \times 8760) \geq 0.999 \quad (21)$$

式中  $N$  表示记数； $T$  表示总的用户停电时间。

网络的连通性和辐射性的约束：

先利用最小生成树算法生成无向图，再基于 Kruskal 思想生成有向图，作为网架的辐射性约束依据；进一步相继求出图的邻接矩阵和可达性矩阵，通过可达性矩阵判断图的连通性，作为网架结构连通性约束依据。

峰谷分时电价的约束：

$$2 \leq \frac{p^f}{p^g} = \frac{p^p(1+\alpha)}{p^p(1-\beta)} \leq 5 \quad (22)$$

式中  $\alpha$ 、 $\beta$  分别为实行分时电价后峰、谷时段电价和平时段电价的差额比例。

## 2.1.3 荷层模型

1) 荷层目标。

荷层规划建立在网层的分时电价策略基础上，分为价格型 DSR 和激励型 DSR。价格型 DSR 为用户根据自身负荷不同类型、经营特点，对分时电价作出需求响应<sup>[14]</sup>，在电价高峰时段转移出负荷，电价平谷时段转移进负荷；激励型 DSR 为用户按照签订的合同在相应时段进行用电量的中断，即可中断负荷。通过确定相应价格型 DSR 和激励性 DSR 策略发挥需求响应最大潜力，达到用户收益最大化的目标。其目标函数为

$$\max C^H = C_{\text{IL}}^H + C_B^H \quad (23)$$

式中  $C_{\text{IL}}^{\text{H}}$  为可中断负荷获得的补偿费用;  $C_{\text{B}}^{\text{H}}$  为参加可中断负荷与负荷转移需求响应后用户减少的费用支出。

$$C_{\text{IL}}^{\text{H}} = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \sum_{t=1}^{N_t} p_t \cdot P_{\text{IL},s,t} \cdot T_t \quad (24)$$

$$C_{\text{B}}^{\text{H}} = \sum_{s=1}^{N_s} T_s \cdot \sum_{t=1}^{N_t} (p_t - p_{t0}) \cdot (P_{\text{IL},s,t} + P_{\text{TL},s,t}) \cdot T_t \quad (25)$$

式中  $p_{t0}$ 、 $p_t$  分别为实行分时电价前后  $t$  时段的配电网售电电价;  $P_{\text{IL},s,t}$ 、 $P_{\text{TL},s,t}$  分别为可中断负荷功率在第  $s$  场景第  $t$  时段的中断负荷、第  $s$  场景第  $t$  时段的需求响应转移负荷。

2) 荷层约束。

峰平谷时段划分约束:

荷层根据半梯形隶属函数<sup>[15]</sup>去划分每个季节的峰平谷时段。

$$A_{s,t} = \frac{b - (q_{\text{L},s,t} - q_{\text{DG},s,t})}{b - a} \quad (26)$$

$$B_{s,t} = \frac{(q_{\text{L},s,t} - q_{\text{DG},s,t}) - a}{b - a} \quad (27)$$

式中  $A_{s,t}$ 、 $B_{s,t}$  分别为第  $s$  场景第  $t$  时段处于谷时段和峰时段的可能性;  $a$ 、 $b$  为各季节典型场景日负荷最小值与最大值;  $q_{\text{L},s,t}$ 、 $q_{\text{DG},s,t}$  分别为  $s$  季节典型场景日第  $t$  时段对应的系统总负荷与 DG 总接入量。

取 75% 作为划分标准,且约束平时段划分不得少于 4 h,从而得到峰、平、谷对应时段数  $n_1$ 、 $n_2$ 、 $24 - n_1 - n_2$ 。

需求响应负荷调度约束:

根据需求价格弹性理论,采用多时段负荷响应模型<sup>[15-16]</sup>来计算分时电价对负荷的影响。多时刻点负荷响应模型为

$$P_{\text{L},s}(i) = P_{\text{L},s}^0(i) \cdot [1 + \sum_{j=1}^{24} E(i,j) \frac{\Delta p(i) + C(i) + D(i)}{p_0(i)}] \quad (28)$$

式中  $P_{\text{L},s}^0(i)$ 、 $P_{\text{L},s}(i)$  分别为第  $s$  场景第  $i$  时段需求响应前后的系统总负荷;  $E(i,j)$  为  $i$ 、 $j$  时刻的弹性系数;  $\Delta p(i) = p(i) - p_0(i)$  为引入需求响应  $i$  时刻的电价变化;  $C(i)$ 、 $D(i)$  分别为用户削减单位负荷的奖励价格与系统容量短缺时负荷削减不足的惩罚价格。

考虑可中断负荷与转移负荷的上下限约束:

$$P_{\text{IL},s,t}^{\min} \leq P_{\text{IL},s,t} \leq P_{\text{IL},s,t}^{\max} \quad (29)$$

式中  $P_{\text{IL},s,t}^{\min}$ 、 $P_{\text{IL},s,t}^{\max}$  分别为第  $s$  场景第  $t$  时段负荷中断功率的上下限值。

考虑需求响应转移负荷的约束:

$$\begin{aligned} & \{P_{\text{TL},s,t} = P_{\text{TLO},s,t} - P_{\text{TLL},s,t} \\ & \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{TLO},s,t} = \sum_{t=1}^{N_t} P_{\text{TLL},s,t} \\ & \alpha_{s,t}^{\min} P_{\text{L},s,t} \leq P_{\text{TLO},s,t} \leq \alpha_{s,t}^{\max} P_{\text{L},s,t} \\ & \beta_{s,t}^{\min} P_{\text{L},s,t} \leq P_{\text{TLL},s,t} \leq \beta_{s,t}^{\max} P_{\text{L},s,t} \end{aligned} \quad (30)$$

式中  $P_{\text{TLO},s,t}$ 、 $P_{\text{TLL},s,t}$  分别为第  $s$  场景第  $t$  时段移出负荷与转移进负荷;  $\alpha_{s,t}^{\min}$ 、 $\alpha_{s,t}^{\max}$  分别表示第  $s$  场景第  $t$  时段转移出负荷响应系数的上下限;  $\beta_{s,t}^{\min}$ 、 $\beta_{s,t}^{\max}$  分别表示第  $s$  场景第  $t$  时段转移进负荷响应系数的上下限。

## 2.2 下层主动管理模型

针对上层模型每一轮博弈后三方综合决策方案下的多场景潮流计算,保留满足机会约束(满足所有约束的场景数比例要求)的方案,进入下层主动管理模型。在下层模型中,不满足约束的场景通过削减 DG 出力(弃风、弃光)、调节 OLTC 变压器分接头、储能的调节使其满足约束。

### 2.2.1 主动管理目标

为适应终端电能低碳化目标,最大化减小弃风弃光量,下层主动管理目标设为 DG 削减量最小,目标函数:

$$\min P_{\text{DG-cut}} = \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_{\text{DG}}} P_{\text{cut},s-\text{DG}k} \quad (31)$$

式中  $P_{\text{cut},s-\text{DG}k}$  为第  $s$  场景下第  $k$  个 DG 的有功切除量;  $\Omega_s$  为不满足约束的场景集合;  $\Omega_{\text{DG}}$  为进入下层模型的上层规划方案确定的 DG 集合。

### 2.2.2 主动管理约束

1) DG 出力削减量约束。

$$P_{\text{cut},s-\text{DG}k}^{\min} \leq P_{\text{cut},s-\text{DG}k} \leq P_{\text{cut},s-\text{DG}k}^{\max} \quad (32)$$

式中  $P_{\text{cut},s-\text{DG}k}^{\min}$ 、 $P_{\text{cut},s-\text{DG}k}^{\max}$  分别为第  $s$  场景下第  $k$  个 DG 出力切除上下限。

2) OLTC 分接头调节范围约束。

$$T_k^{\min} \leq T_k \leq T_k^{\max} \quad (33)$$

式中  $T_k$  为变压器分接头的位置;  $T_k^{\min}$  和  $T_k^{\max}$  分别为变压器分接头调节范围的下限和上限。

3) 储能调约束。

$$\begin{cases} S_{OC}(t) = (1 - \epsilon) \cdot S_{OC}(t - 1) + \frac{P_{BESS,c}(t) \cdot \Delta t \cdot \alpha}{E_e} \\ S_{OC}(t) = (1 - \epsilon) \cdot S_{OC}(t - 1) - \frac{P_{BESS,dis}(t) \cdot \Delta t}{E_e \cdot \beta} \end{cases}$$

$$S_{OC,min} \leq S_{OC}(t) \leq S_{OC,max} \quad (34)$$

式中  $S_{OC}(t)$  为  $t$  时刻储能的剩余电量水平;  $\epsilon$  为储能剩余电量每小时的损失率, 即自放电率;  $P_{BESS,c}(t)$ 、 $P_{BESS,dis}(t)$  分别为储能充、放电功率大小;  $\alpha$  和  $\beta$  分别表示储能充、放电效率;  $E_e$  为储能的容量;  $t$  为采样间隔;  $S_{OC,min}$ 、 $S_{OC,max}$  分别为剩余电量水平的上下限值。

### 2.3 模型层间传递关系

源—网—荷博弈规划层间关系如图 2 所示。在上层模型的每一轮博弈中, 每一方主体都是在另两方主体传递过来各自上一轮博弈最优决策的基础上, 进行以自身收益最大为目标的本轮决策寻优过程。在上层模型每一轮博弈形成的“源—网—荷”总规划方案下, 不满足约束的场景进入下层主动管理模型, 按照 DG 削减最小的目标来确定一系列主动管理措施, 将更新的规划方案传递回上层进行下一轮博弈。

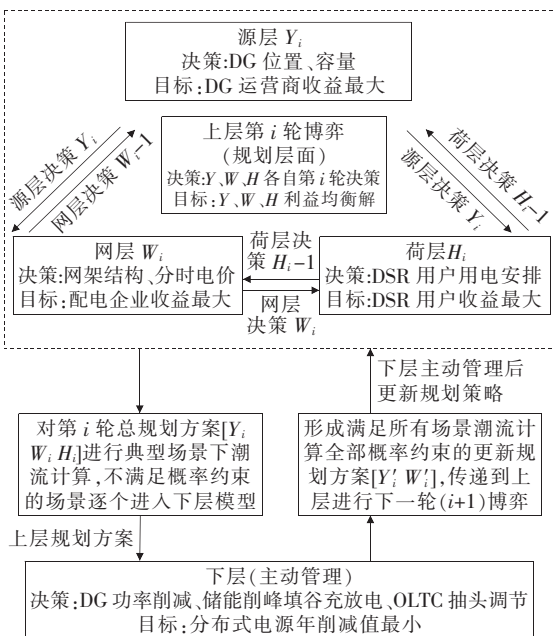


图 2 “源—网—荷”博弈规划层间关系

Figure 2 Inter-layer relationship of "source-network-load" game planning

## 3 模型求解

### 3.1 迭代搜索法

根据博弈论的概念, 将该文的源—网—荷协调规划博弈问题划分为非合作博弈问题, 是每个参与者在受到其他参与者决策影响的基础上独立优化各自目标的多个相互耦合优化问题的集成<sup>[17]</sup>, 因此采用迭代搜索法求此非合作博弈问题的均衡解。

### 3.2 改进 PSO 算法

在搜索均衡解的每一轮博弈过程中, 各方(源—网—荷)主体内部优化的寻求采用改进的混合粒子群算法, 通过采用异步时变的学习因子、非线性动态惯性权重<sup>[18]</sup>, 同时引入遗传算法的交叉变异操作以增加 PSO 算法的种群多样性, 以粒子位置向量与种群全局最优解的差值作为交叉变异的依据<sup>[19]</sup>, 提高解决混合有连续性和离散型变量寻优问题的全局搜索能力。同时下层的主动管理模型也通过改进的混合 PSO 算法求解。权重和学习因子的更新公式:

$$\begin{cases} \omega = \omega_{max} - (\omega_{max} - \omega_{min}) \cdot (N_{dd} / N_{dd,max}) \\ c_1 = (c_{1f} - c_{1i}) \cdot (N_{dd} / N_{dd,max}) + c_{1i} \\ c_2 = (c_{2f} - c_{2i}) \cdot (N_{dd} / N_{dd,max}) + c_{2i} \end{cases} \quad (35)$$

式中  $\omega_{max}$ 、 $\omega_{min}$  分别为  $\omega$  的初始值和终值;  $c_{1i}$ 、 $c_{2i}$  分别为  $c_1$ 、 $c_2$  的初始值;  $c_{1f}$ 、 $c_{2f}$  分别为  $c_1$ 、 $c_2$  的终值;  $N_{dd}$  为当前迭代次数;  $N_{dd,max}$  为最大迭代次数。

速度和位置的更新公式:

$$\begin{cases} v_i^{k+1} = \omega v_i^k + c_1 (P_{jb} - x_i^k) + c_2 (P_{qb} - x_i^k) \\ x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \end{cases} \quad (36)$$

式中  $P_{jb}$  和  $P_{qb}$  分别为局部和全局最优解。

根据粒子位置向量和种群最优解差值的阈值、交叉率和变异率, 对粒子进行概率性交叉与变异, 其中交叉对象为种群全局最优解<sup>[19]</sup>。交叉变异等效过程:

$$x_{id} = x_{min} + (x_{max} - x_{min}) \cdot r \quad (37)$$

式中  $x_{id}$  为第  $i$  个粒子第  $d$  维位置分量;  $x_{min}$ 、 $x_{max}$  为粒子位置变量的最小值与最大值;  $r$  为  $[0, 1]$  的随机数。

### 3.3 模型求解步骤

该文提出的“源—网—荷”博弈分层规划模型的求解流程如图 3 所示。

## 4 算例分析

### 4.1 参数设置

该文采用改进的 IEEE 33 节点系统进行仿真分析。系统的拓扑结构如图 4 所示<sup>[20]</sup>。

该系统包括 61 条线路、39 个节点,其中 34~39 为新增的 6 个负荷节点,支路(33)~(61)为 29 条待新建线路。DG 考虑接入风力发电机(wind power generation, WG)、光伏发电机(photovoltaic, PV), DG 最大渗透率设为 30%。PV 和 WG 的安装基准容量均为 100 kW。可选 DG 节点候选集为{2,6,9,12,14,20,23,28}。各个节点 DG 数量安装上限为 20 个,每个 DG 的容量为 0.02 MW。

该文利用多场景技术,将一年划分为 4 个场景,每个场景选取典型日 24 小时数据,构成 96 个场景。

改进粒子群算法参数设置<sup>[20]</sup>:源层种群大小为 100,网层种群大小为 150,荷层种群大小为 100,迭代次数均为 10 次,惯性权重的初始值与终值分别为 0.9 和 0.4,学习因子  $c_1$ 、 $c_2$  的初始值分别为 2.5 和 0.5,终值分别为 0.5 和 2.5。

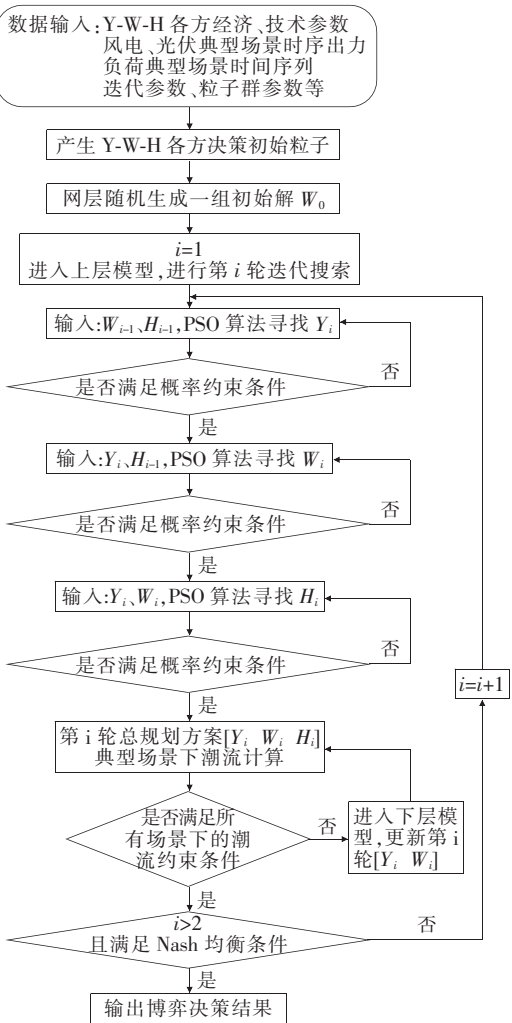


图 3 “源—网—荷”博弈分层规划模型求解流程

Figure 3 The solution steps of the "source-network-load" game hierarchical planning model

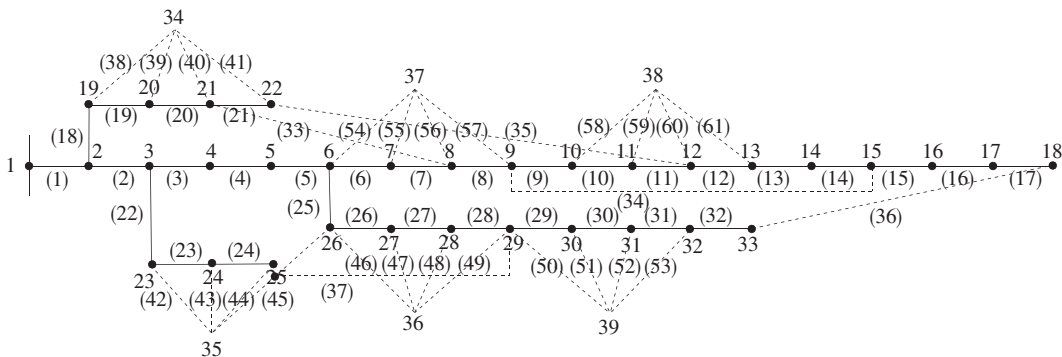


图 4 改进 IEEE 33 节点系统

Figure 4 Modified IEEE 33-node distribution system

### 4.2 仿真结果及分析

表 1 和图 5 给出每一轮博弈“源—网—荷”各方的目标收益结果。图 6 为“源—网—荷”每一轮博弈下各方按照不同比例分配后的均收益。仿真结果表

明“源—网—荷”三方经过 6 轮博弈后,各方规划决策解与目标收益值均达到均衡稳定。

源层收益增多影响网层收益中的成本部分,使其成本部分增高,网层电价直接影响网层的收益,网

层电价和源层 DG 选址定容影响着荷层的需求响应最优决策安排和 DSR 带来的收益。荷层的 DSR 决策进一步影响下一轮博弈中源层的 DG 选址定容和网层从用户方获取的电费收益。在以上的博弈环境下,最终经过 6 轮博弈,“源—网—荷”三方规划决策方案和目标收益达到均衡稳定。

表 1 “源—网—荷”博弈过程中目标收益结果

Table 1 The results of the various parties in the

"source-network-load" game			
	10 <sup>4</sup> 元		
博弈轮数	源层收益	网层收益	荷层收益
第 1 轮	262.558 4	841.497 7	299.719 1
第 2 轮	286.630 4	794.261 6	300.221 5
第 3 轮	282.168 9	883.165 7	302.682 4
第 4 轮	255.400 1	862.522 2	304.663 6
第 5 轮	251.771 0	928.901 0	301.548 0
第 6 轮	261.626 2	995.776 8	302.698 3
第 7 轮	261.626 2	995.776 8	302.698 3

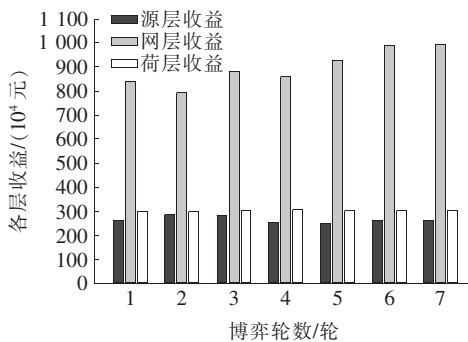


图 5 “源—网—荷”博弈过程中各方收益结果

Figure 5 The results of the various parties in the "source-network-load" game

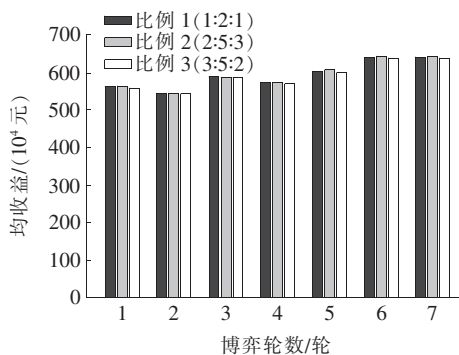


图 6 “源—网—荷”博弈过程中按不同比例分配的均收益

Figure 6 The average income distributed according to different proportions in the "source-network-load" game

从表 1 和图 5 可以看出,“源—网—荷”在博弈均衡后的各方目标收益不一定是博弈过程各自的最大收益,但从图 6 可得,“源—网—荷”按照合理的不同比例分配下的均收益在博弈均衡后均达到最大,说明此模型的博弈规划可以促进三方在友好协调互动情况下获得各自较高收益的规划方案。

源层规划在受到 DG 渗透率、系统多场景潮流有解、网络节点电压、支路潮流限值、供电可靠性等机会约束下,每一轮博弈以收益最优为目标进行决策寻优,最优决策传递给网层,网层在同一轮博弈中结合源层与上一轮荷层博弈结果传递回的规划方案,进行多场景下的潮流计算,同样满足系统各项约束条件下寻求最优的线路升级、新建决策与不同类别负荷分时电价方案。最优方案作为共享信息传递给荷层以及下一轮博弈开始时的源层。荷层接受本轮博弈过程中源层、网层传递来的规划方案,结合 DG 出力、网架结构与所定分时电价方案,进行满足不同类别负荷各自需求响应约束条件的 DSR 方案决策寻优,来达到本轮博弈 DSR 后荷层收益最优的目的,最优决策作为共享信息传递给下一轮博弈的源层和网层。

表 2 为博弈终止时源层和网层的规划决策结果。

图 7~9 分别给出最终荷层达到博弈均衡后的居民、工业、商业负荷 DSR 前后的时序曲线。

由图 7~9 可知,商业负荷在分时电价实施前后变动较大,表现为高峰负荷的时间段减少,高峰负荷出现的时间向几个更小的时间段集中;工业负荷的需求响应导致负荷曲线变动的程度大于居民负荷;所有类型的负荷在夏季的负荷响应程度都是 4 个季节中最高的,表现为在夏季 DSR 后的负荷曲线峰谷比最小。

表 2 源层、网层最终博弈均衡的规划决策结果

Table 2 The planning decision result of final game equilibrium in source layer and network layer

DG 选址定容	升级 线路	新建 线路	分时电价/元 (居、商、工)
WG:2(7)/6(18)/			峰:0.859、1.253、
9(19)/14(6)/20(6)/	1(2)	38、39	0.953
23(4)/28(19)	2(2)	43、45	平:0.572、0.836、
PV:6(12)/9(10)/	4(1)	46、49	0.635
12(4)/14(17)/20(5)/	10(1)	50、56	谷:0.382、0.557、
28(8)	24(1)	59、60	0.423



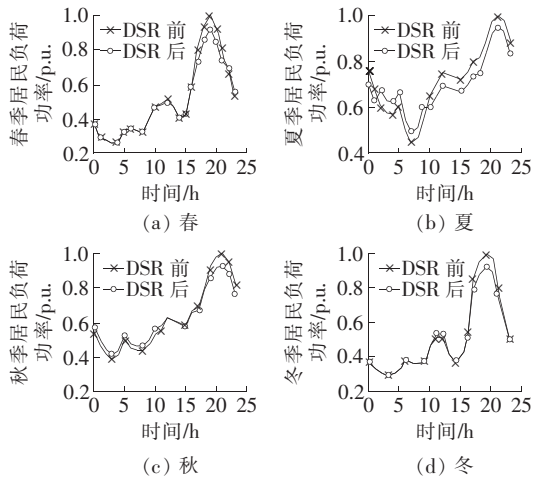


图7 居民负荷 DSR 前后四季时序曲线

Figure 7 Time series curves of four seasons before and after DSR of residential loads

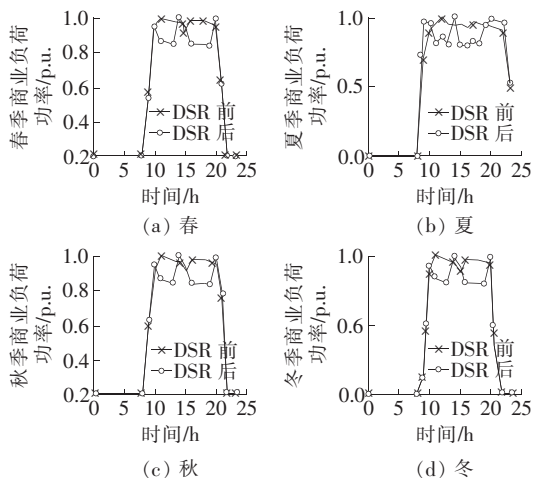


图8 商业负荷 DSR 前后四季时序曲线

Figure 8 Time series curves of four seasons before and after DSR of commercial loads

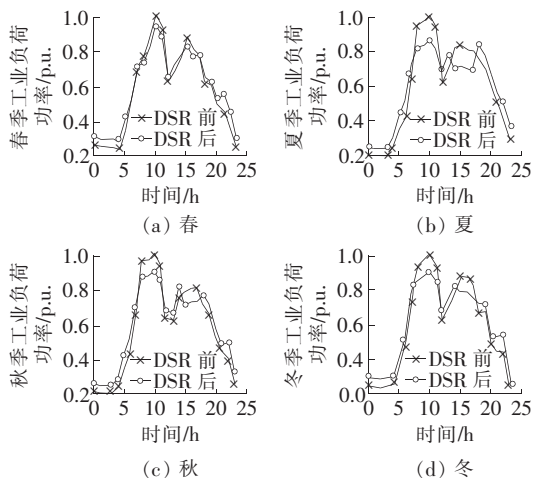


图9 工业负荷 DSR 前后四季时序曲线

Figure 9 Time series curves of four seasons before and after DSR of commercial loads

## 5 结语

该文针对逐步放开竞争的电力市场下各主体追求利益最大化的趋势,统筹考虑分布式电源的接入与需求应对主动配电网规划带来的不确定性影响,提出了基于博弈论的“源—网—荷”多主体利益协调互动的ADN分层规划模型。通过算例分析得到以下几点结论。

1)“源—网—荷”多主体利益协调规划可以使DG运营商在满足DG渗透率、不破坏系统运行约束的情况下进行利益最大化的选址定容决策,提高分布式电源消纳能力,促进终端电能的低碳化。

2)“源—网—荷”多主体利益协调规划使配网公司综合“源”“荷”两方信息,进行更合理的网架升级与拓展规划,使调整的分时电价在约束范围内促进网层收益增加,同时激励荷层进行更充分且合理的需求响应用电安排,提高终端用户电能使用效率。

3)“源—网—荷”多主体利益协调规划模型追求多主体各自利益在受其他主体影响情况下的最大化,通过博弈关系来寻求各方利益均较高的均衡解,因而模型求解的规划方案对促进“源—网—荷”多主体友好互动、协调规划有实际意义。

## 参考文献:

- [1] 王林富,邱方驰,张斌,等.基于分布式电源的配电网多目标优化策略研究[J].智慧电力,2019,47(1):47-53+65.  
WANG Linfu, QIU Fangchi, ZHANG Bin, et al. Research on multi-objective optimal strategy for distribution network based on distributed generation[J]. Smart Power, 2019, 47(1): 47-53+65.
- [2] 郜宁,张慧媛,王子琪,等.区域电网分布式储能选址定容规划[J].高压电器,2020,56(8):52-58.  
GAO Ning, ZHANG Huiyuan, WANG Ziqi, et al. Planning for site selection and capacity determination of distributed energy storage in regional power grid[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(8): 52-58.
- [3] 袁泽,宝海龙,周鹿鸣,等.规模化电采暖设备对配电网电能质量的影响分析[J].电测与仪表,2019,56(1):60-68.  
YUAN Ze, BAO Hailong, ZHOU Luming, et al. Virtual synchronous generator control strategy with reactive power compensation in symmetrical voltage sagging[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(1): 60-68.
- [4] 白浩,于力,姜臻,等.考虑售电侧放开后的配电网供电能力

- 计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10):99-105.
- BAI Hao, YU Li, JIANG Zhen, et al. Calculation method of power supply capacity of a distribution network considering the opening of power sale side[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10):99-105.
- [5] 周欣怡, 齐先军, 吴红斌, 等. 提高需求响应可靠性的储能优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2):107-114.
- ZHOU Xinyi, QI Xianjun, WU Hongbin, et al. Research on optimal allocation of energy storage to improve the reliability of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2):107-114.
- [6] 高红均, 刘俊勇, 魏震波. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5):1389-1401.
- GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo. A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution method[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5):1389-1401.
- [7] 曾博, 刘念, 张玉莹, 等. 促进间歇性分布式电源高效利用的主动配电网双层场景规划方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(9):155-163+171.
- ZENG Bo, LIU Nian, ZHANG Yuying, et al. Bi-level scenario programming of active distribution network for promoting intermittent distributed generation utilization [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(9):155-163+171.
- [8] 张翔. 含分布式电源的主动配电网规划研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2014.
- [9] 曾顺奇, 汤森培, 程浩忠, 等. 考虑源网荷储协调优化的主动配电网架规划[J]. 南方电网技术, 2018, 12(3):35-43.
- ZENG Shunqi, TANG Senzhen, CHENG Haozhong, et al. Framework planning of active distribution network considering coordinated optimization of generation, network, load and storage [J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(3):35-43.
- [10] 刘洪, 范博宇, 唐翀, 等. 基于博弈论的主动配电网扩展规划与光储选址定容交替优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(23):38-45+116.
- LIU Hong, FAN Boyu, TANG Chong, et al. Game theory based alternate optimization between expansion planning of active distribution system and siting and sizing of photovoltaic power and storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(23):38-45+116.
- [11] 张宁, 胡兆光, 周渝慧, 等. 计及随机模糊双重不确定性的源网荷协同规划模型[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1):39-44+142.
- ZHANG Ning, HU Zhaoguang, ZHOU Yuhui, et al. Source-grid-load coordinated planning model considering randomness and fuzziness[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1):39-44+142.
- [12] 徐熙林, 宋依群, 姚良忠, 等. 基于多层电价响应机制的主动配电网源-网-荷协调方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5):9-17+24.
- XU Xilin, SONG Yiqun, YAO Liangzhong, et al. Source-grid-load coordination method for active distribution network based on multi-level electricity price response mechanism[J]. Automation of Electric Power System, 2018, 42(5):9-17+24.
- [13] 梅生伟. 工程博弈论基础及电力系统应用[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
- [14] 张俊, 李文东, 杨洪朝. 考虑不同需求偏好的可控负荷需求响应菜单定价研究[J]. 电力科学与技术学报, 2015, 30(2):111-118.
- ZHANG Jun, LI Wendong, YANG Hongzhao. Study on the menu-pricing of controllable load demand response considering different demand and preference [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2015, 30(2):111-118.
- [15] 胡美玉, 胡志坚. 考虑需求响应的有源配电系统可靠性评估[J]. 电力建设, 2016, 37(12):112-118.
- HU Meiyu, HU Zhijian. An active distribution system reliability evaluation method considering demand response[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(12):112-118.
- [16] 孙毅, 贾孟扬, 陆俊, 等. 计及用户需求响应的智能用电互动潜力分析[J]. 电力科学与技术学报, 2016, 31(4):43-50.
- SUN Yi, JIA Mengyang, LU Jun, et al. Analysis on interactive potential of intelligent power utilization considering user demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2016, 31(4):43-50.
- [17] 沈琛云, 王明俭, 李晓明. 基于风-光-蓄-火联合发电系统的多目标优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(11):74-82.
- SHEN Chenyun, WANG Mingjian, LI Xiaoming. Multi-objective optimal dispatch based on wind-solar-pumped storage-thermal combined power system[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(11):66-73.
- [18] 翟金涛. 改进的粒子群优化算法[D]. 西安: 陕西师范大学, 2013.
- [19] 吴小刚, 刘宗歧, 田立亭, 等. 基于改进多目标粒子群算法的配电网储能选址定容[J]. 电网技术, 2014, 38(12):3405-3411.
- WU Xiaogang, LIU Zongqi, TIAN Liting, et al. Energy storage device locating and sizing for distribution network based on improved multi-objective particle swarm optimizer [J]. Power System Technology, 2014, 38(12):3405-3411.
- [20] 芦新波. 可再生能源 DG 与配电网架的多目标协调规划方法[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.