

市场背景下考虑不确定性价值和全市场要素博弈的 电力系统规划方法

杨楠¹, 丁力¹, 刘钊², 鄢晶³, 邢超⁴, 郝珍鑫¹, 黄悦华¹, 张谢天¹, 任羽纶⁵

(1. 三峡大学智慧能源技术湖北省工程研究中心, 湖北 宜昌 443002; 2. 国网江西省电力有限公司鹰潭供电分公司, 江西 鹰潭 335000; 3. 国网湖北省电力有限公司, 湖北 武汉 440000; 4. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 云南 昆明 650217; 5. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院, 湖北 武汉 440000)

摘要: 电力市场化改革的深化为电力系统规划领域引入了新的问题。为应对这一变化, 提出了一种市场背景下考虑规划不确定性价值和全市场要素博弈的电力系统规划方法。首先, 在分析电力市场各参与者的整体利益诉求的基础上引入特殊主体独立系统运营商(Independent System Operator, ISO), 并从市场运营角度构建输电公司规划模型。然后, 在 RO(Real Option)理论的基础上, 以发电机组选址定容、输电线路扩容和分布式电源(Distributed Generation, DG)投运为决策变量, 并同时分析各市场参与者之间的博弈交互机理, 构建基于 RO 理论的多主体博弈规划模型。基于 IEEE30 系统的仿真算例验证了所提方法的有效性和正确性。

关键词: 电力市场; 多主体博弈; 实物期权理论; 电力系统规划

Power system planning method considering uncertainty value and entire market element game under market background

YANG Nan¹, DING Li¹, LIU Zhao², YAN Jing³, XING Chao⁴, ZHU Binxin¹, HUANG Yuehua¹, ZHANG Xietian¹, REN Yunlun⁵

(1. Hubei Provincial Engineering Research Center of Intelligent Energy Technology, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. Yingtan Power Supply Branch, State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Yingtan 335000, China; 3. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 440000, China; 4. Electric Power Research Institute, Yunnan Power Grid Co., Ltd, Kunming 650217, China; 5. Economy & Technology Research Institute, State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 440000, China)

Abstract: The deepening of power market reform has introduced new problems to the field of power system planning. To cope with this change, a power system planning method considering the uncertainty value of planning and the game of entire market factors under a market background is proposed. First, an independent system operator (ISO) is introduced based on the analysis of the overall interests of participants in the power market, and the planning model of transmission companies is constructed from the perspective of market operation. Then, the location and capacity of the generator set, transmission line expansion, and distributed generation (DG) operation are taken as decision variables, and the game interaction mechanism between market participants is analyzed. A multi-agent game planning model based on RO theory is constructed. Simulation results based on the IEEE30 system verify the effectiveness and correctness of the proposed method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51607104).

Key words: electricity market; multi-agent game; real options; power system planning

0 引言

电力市场化改革的深化为电力行业在各领域的发展带来了不同程度的影响^[1-2]。一方面, 市场化使

得电力系统规划过程中的资源配置能力得到有效改善; 而另一方面, 开放性的市场格局不仅导致了大批新的市场参与者涌入电力市场领域, 同时也为电力系统规划引入了诸多不确定性^[3-5]。基于此, 在充分发挥市场调节作用的同时, 考虑源网荷不同市场参与者的投资不确定性, 研究能够协调源网荷不同

市场参与者的电力系统规划方法,对于提升各市场参与者的规划决策效率及其经济性具有重要意义。

传统规划方法大多针对在垂直一体化垄断经营模式下的规划问题。其研究多是解决规划流程中的需求侧响应^[6-7]、负荷波动^[8-9]和促进 DG 充分消纳^[10-11]等问题。上述文献虽然研究领域各不相同,但其在建立规划决策模型时多是从市场参与者的整体理性角度出发,而忽略了电价波动和多市场主体博弈行为对电力市场背景下规划的影响,因而对于市场化背景下的规划问题而言,该方法难以适用。

现有针对电力市场背景下电力系统的规划方法研究多是采用博弈论的方法。文献[12]分析了发电公司和电力用户的双边竞价关系,同时基于节点边际电价(Locational Marginal Price, LMP)构建了市场出清模型。文献[13]计及市场化交易体系和发展风力发电的相关激励政策,以发电公司和电力交易中心为决策主体,构建电源扩展规划双层模型。上述文献都是基于 LMP 分析不同参与者间的博弈关系并构建相应的模型,然而却存在以下问题。

1) 上述文献中所涉及的规划方法虽然构建了 LMP 定价模型,但其并没有实现完整的电力市场要素之间的博弈互动。一方面,上述文献只考虑了市场中某一部分参与者和 ISO 之间的互动和信息交互关系,其他市场参与者的信息仍然维持固定不变。而电力市场在规划过程中任意市场参与者决策方案的调整 and 改变,都有可能引起 ISO 内部决策边界条件的变化,进而难以保证其决策的准确性。另一方面,传统的输电网规划方法多是在构建规划模型时简单地将单位输电费率与输送功率相乘,并以收益最大化为目标选取最优规划方案。这种方法在计算输电收益时忽略了多方面市场不确定性因素(设备使用率、潮流、用电需求、用户满意度、输电阻塞等因素)的影响,因而既难以快速、精准地反映市场需求,也无法在充分发挥市场引导资源配置优势的同时提升输电规划的效率。

2) 上述从净现值(Net Present Value, NPV)角度考虑的方法忽略了中长期投资规划过程中的大量不确定性价值^[14-15](电价、负荷和资产价值波动)。由于通常面临较高的沉没成本,决策者在电力系统规划投资时往往持谨慎的态度。具体而言,如果决策者在进行投资决策时忽视了长期规划的不确定性价值,可能会失去一些虽然存在风险但未来更有价值的投资机会,甚至有可能会受到风险的干扰而做出错误的决策。

目前已有大量文献将 RO 理论应用于研究投资的不确定性价值问题。文献[16]基于 RO 理论并考

虑了电价、补贴和单位成本波动等随机因素,构建了新建风力发电工程的规划模型。文献[17]结合电源投资工程的特点,基于 B-S 模型建立了电源投资决策模型。上述文献虽然都是基于 RO 理论构建相应的投资规划模型,但这些方法均是以期权为依据对所有目标方案进行评比,其市场定价机制和收益计算都相对简单,且电力系统规划所涉及到的各种约束条件被简化甚至忽略,因而只能对有限的投资方案进行评估决策而无法有效指导电力系统规划。

基于此,本文充分考虑全市场要素对电力系统规划的影响并将 RO 理论引入源网荷多主体博弈规划模型之中,提出了一种市场背景下考虑规划不确定性价值和全市场要素博弈的电力系统规划方法。首先,基于市场化要素的输电收益计算方法,从市场运营角度构建输电公司规划模型;在考虑投资不确定性的基础上,基于 RO 理论建立了电力系统多市场主体的规划模型。然后在博弈规划框架中引入特殊主体 ISO,同时基于各市场参与者间的博弈交互机理,构建了考虑全市场要素的动态博弈决策模型;最后采用相应算法对其进行求解。通过 IEEE30 节点系统对本文仿真结果的有效性进行了验证。

1 各市场参与者规划决策模型

本文分别构建源(发电公司)、网(输电公司)、荷(电力大用户)和特殊主体 ISO 的规划决策模型,进而充分模拟电力市场背景下各市场参与者的规划决策行为。其中 ISO 主要负责在得到其他市场参与者的规划决策方案后进行市场出清,并向其他市场参与者反馈 LMP、机组有功输出等信息,并不直接参与本文所涉及的电力系统规划问题^[18-19]。同时,本文基于 RO 理论分别构建发电、输电公司以及电力大用户的规划模型,对各市场参与者在规划决策新建工程过程中的不确定性价值进行全面评估。

1.1 发电公司规划决策模型

1.1.1 目标函数

对于发电公司,其目标函数如式(1)所示。

$$\begin{cases} \max U^{\text{Gen}}(\gamma^{\text{Gen}}, N^{\text{Gen}}) = (C_{\text{Sn}}^{\text{Gen}} - C_{\text{On}}^{\text{Gen}})(1+r)^{-T} + U_{\text{RO}}^{\text{Gen}} \\ C_{\text{Sn}}^{\text{Gen}} = \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} \sum_{n=1}^{Q_N} \lambda_n \cdot P_{n,t}^{\text{Gen}} \\ C_{\text{On}}^{\text{Gen}} = \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{n=1}^{Q_N} \sum_{t=1}^{Q_t} \theta_{\text{om}}^{\text{Gen}} \cdot P_{n,t}^{\text{Gen}} \\ U_{\text{RO}}^{\text{Gen}} = U^{\text{GNPV}} + U^{\text{GROV}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: U^{Gen} 表示发电公司总收益; $\gamma^{\text{Gen}} = [\gamma_1^{\text{Gen}}, \dots,$

$\gamma_{nG}^{\text{Gen}}, \dots, \gamma_{NG}^{\text{Gen}}$ 为决策新建发电工程的集合, 其中 γ_{nG}^{Gen} 为 0-1 离散决策变量, 表示决策是否投资该工程; $N^{\text{Gen}} = [N_1^{\text{Gen}}, \dots, N_{nG}^{\text{Gen}}, \dots, N_{NG}^{\text{Gen}}]$ 为决策新建发电工程的装机容量集合, 其中 $N_1^{\text{Gen}}, \dots, N_{nG}^{\text{Gen}}, \dots, N_{NG}^{\text{Gen}}$ ($nG \in \Omega_{nG}$) 为对应新建发电工程的装机容量, Ω_{nG} 为规划投资新建发电工程的编号集合; λ_n 表示节点 n 处的 LMP; $C_{S,n}^{\text{Gen}}$ 和 $C_{O,n}^{\text{Gen}}$ 分别表示发电公司机组的售电收益和运维成本; Ω_T 、 Ω_N 和 Ω_t 分别表示规划周期集合、节点集合和在第 T 年期间负荷峰值典型时刻 t 的集合; T 和 r 分别表示工程可以运行的年限和折现率; $\theta_{\text{om}}^{\text{Gen}}$ 为发电机组的单位运维成本; $P_{n,t}^{\text{Gen}}$ 表示 t 时刻 n 节点处的售电量; $U_{\text{RO}}^{\text{Gen}}$ 、 U^{GNPV} 和 U^{GROV} 分别为新建发电工程的总扩展期权价值 (Extended Option value, EOV)、总 NPV 和总实物期权价值 (Real Option Value, ROV)。

发电公司第 nG 个新建发电工程的 EOV 由新建工程的 NPV 和 ROV 组成, 其中 ROV 可以评估新建发电工程的不确定性价值:

$$U_{\text{RO},nG}^{\text{Gen}} = U_{\text{RO},nG}^{\text{GNPV}} + U_{\text{RO},nG}^{\text{GROV}} \quad (2)$$

式中, $U_{\text{RO},nG}^{\text{GNPV}}$ 和 $U_{\text{RO},nG}^{\text{GROV}}$ 分别为发电公司第 nG 个新建工程的 NPV 和 ROV, 并分别由式(3)和式(4)表示。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nG}^{\text{GNPV}} = C_{S,nG}^{\text{Gen}} - C_{1,nG}^{\text{Gen}} - C_{O,nG}^{\text{Gen}} \\ C_{S,nG}^{\text{Gen}} = \sum_{n=1}^{\Omega_N} \lambda_n \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} P_{n,t,nG}^{\text{Gen}} \\ C_{1,nG}^{\text{Gen}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} N_{nG}^{\text{Gen}} \cdot \beta^{\text{Gen}} \cdot \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} (1+r)^{-T} \\ C_{O,nG}^{\text{Gen}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} C_{O,t,nG}^{\text{Gen}} (1+r)^{-T} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $C_{S,nG}^{\text{Gen}}$ 、 $C_{O,nG}^{\text{Gen}}$ 和 $C_{1,nG}^{\text{Gen}}$ 分别表示第 nG 个新建发电工程的售电收益、运维成本和初始投资成本; $C_{O,t,nG}^{\text{Gen}}$ 表示第 nG 个新建发电工程在第 T 年 t 时刻的运维成本; β^{Gen} 表示规划发电机组的单位容量价格; LT 表示设备使用寿命; $P_{n,t,nG}^{\text{Gen}}$ 为第 nG 个新建发电工程在 n 节点和 t 时刻的有功输出。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nG}^{\text{GROV}} = C_{S,nG}^{\text{Gen}} N(d_1^{\text{Gen}}) - (C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}}) e^{-\rho_{nG}^{\text{Gen}} T} N(d_2^{\text{Gen}}) \\ d_1^{\text{Gen}} = \frac{\ln(C_{S,nG}^{\text{Gen}} / (C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}})) + (\rho_{nG}^{\text{Gen}} + 0.5(\alpha_{nG}^{\text{Gen}})^2)T}{\alpha_{nG}^{\text{Gen}} \sqrt{T}} \\ d_2^{\text{Gen}} = d_1^{\text{Gen}} - \alpha_{nG}^{\text{Gen}} \sqrt{T} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $N(\cdot)$ 为标准正态概率分布函数; ρ_{nG}^{Gen} 为第 nG

个新建发电工程的无风险收益率; α_{nG}^{Gen} 为第 nG 个新建发电工程的资产价值波动率。

由式(3)和式(4)可得发电公司新建发电工程的总 NPV 和总 ROV 分别如式(5)和式(6)所示。

$$\begin{cases} U^{\text{GNPV}} = C_S^{\text{Gen}} - C_1^{\text{Gen}} - C_O^{\text{Gen}} \\ C_S^{\text{Gen}} = \sum_{nG=1}^{\Omega_{nG}} C_{S,nG}^{\text{Gen}} \\ C_1^{\text{Gen}} = \sum_{nG=1}^{\Omega_{nG}} C_{1,nG}^{\text{Gen}} \\ C_O^{\text{Gen}} = \sum_{nG=1}^{\Omega_{nG}} C_{O,nG}^{\text{Gen}} \end{cases} \quad (5)$$

$$U^{\text{GROV}} = \sum_{nG=1}^{\Omega_{nG}} U_{\text{RO},nG}^{\text{GROV}} \quad (6)$$

式中, C_S^{Gen} 、 C_1^{Gen} 、 C_O^{Gen} 分别为发电公司的所有新建工程的总收入、总投资成本和总运维成本。

1.1.2 约束条件

1) 机组有功输出功率限制

$$P_{k,\min}^{\text{Gen}} \leq P_k^{\text{Gen}} \leq P_{k,\max}^{\text{Gen}} \quad (7)$$

式中, $P_{k,\max}^{\text{Gen}}$ 和 $P_{k,\min}^{\text{Gen}}$ 分别为机组有功输出功率 P_k^{Gen} 的最大、最小值。

2) 待选规划机组容量约束

$$N_{\min}^{\text{Gen}} \leq N_{nG}^{\text{Gen}} \leq N_{\max}^{\text{Gen}} \quad (8)$$

式中, $N_{\max}^{\text{Gen}}$ 和 $N_{\min}^{\text{Gen}}$ 分别为待选规划机组容量的最大值和最小值。

1.2 输电公司规划决策模型

1.2.1 目标函数

输电公司在进行输电网的扩容规划决策时以收益最大为目标。此外, 为了充分发挥市场的引导作用进而提升公司运营效率和设备利用率, 本文参考北美市场化的输电收益计算方法将输电公司的收益精细化, 分为公司运营费用、运维成本和通信服务费用^[20], 其核算输电收益时涉及的相关单位费率参数由 ISO 统筹各方市场参与者的决策信息后得出, 从市场运行角度合理引导新建输电网络的扩容工程。式(9)为其输电收益计算的表达式。

$$\begin{cases} \max U^{\text{Tra}}(\gamma^{\text{Tra}}, N^{\text{Tra}}) = (C_{\text{SI}}^{\text{Tra}} - C_{\text{EI}}^{\text{Tra}}) \cdot (1+r)^{1-T} + U_{\text{RO}}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{SI}}^{\text{Tra}} = C_{\text{OI}}^{\text{Tra}} + C_{\text{MI}}^{\text{Tra}} + C_{\text{CI}}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{EI}}^{\text{Tra}} = \sum_{l=1}^{\Omega_l} \sum_{T=1}^{\Omega_T} \psi_{\text{es}} \cdot EENS_{l,T} \\ U_{\text{RO}}^{\text{Tra}} = U^{\text{TNPV}} + U^{\text{TROV}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: U^{Tra} 为输电公司总收益; $\gamma^{\text{Tra}} = [\gamma_1^{\text{Tra}}, \dots, \gamma_{nT}^{\text{Tra}}, \dots, \gamma_{NT}^{\text{Tra}}]$ 表示新建待选工程变量集合, 其中 γ_{nT}^{Tra} 为 0-1 离散决策变量; $N^{\text{Tra}} = [N_1^{\text{Tra}}, \dots, N_{nT}^{\text{Tra}}, \dots, N_{NT}^{\text{Tra}}]$

N_{NT}^{Tra} 为新建待选扩容工程的容量集合, $N_1^{\text{Tra}}, \dots, N_{nT}^{\text{Tra}}, \dots, N_{NT}^{\text{Tra}}$ ($nT \in \Omega_{nT}$) 为对应的容量, Ω_{nT} 为规划投资待选扩容工程的编号集合; $C_{\text{Sl}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{El}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{Ol}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{MI}}^{\text{Tra}}$ 和 $C_{\text{Cl}}^{\text{Tra}}$ 分别为服务收入、可靠性成本、运维成本、运营费用和通信等其他服务费用; ψ_{es} 为单位停电损失成本; $EENS_{l,T}$ 为线路 l 在第 T 年的电力短缺期望值; Ω 为线路集合; $U_{\text{RO}}^{\text{Tra}}$ 、 U^{TNPV} 和 U^{TROV} 分别为输电公司新建线路的总 EOV、总 NPV 和总 ROV。

$C_{\text{Ol}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{MI}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{Cl}}^{\text{Tra}}$ 和 $EENS_{l,T}$ 由式(10)、式(11)表示。

$$\begin{cases} C_{\text{Ol}}^{\text{Tra}} = \sum_{l=1}^{\Omega_l} \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} \frac{P_{l,T}^{\text{Flow}}}{P_l^{\text{cap}}} \left(\sum_{l=1}^{\Omega_l} \theta_{\text{bm}}^{\text{Tra}} P_l^{\text{cap}} + \theta_{\text{om}}^{\text{Tra}} P_{l,T}^{\text{Flow}} \right) \\ C_{\text{MI}}^{\text{Tra}} = 0.4 \times \sigma_m \sum_{l=1}^{\Omega_l} \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} P_l^{\text{cap}} \\ C_{\text{Cl}}^{\text{Tra}} = \sigma_c \cdot \sum_{l=1}^{\Omega_l} \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} P_l^{\text{len}} \end{cases} \quad (10)$$

$$EENS_{l,T} = \sum_{b=1}^{\Omega_b} \sum_{l=1}^{\Omega_l} \sum_{t=1}^{\Omega_t} \lambda_b P_{l,t}^{\text{load}} \quad (11)$$

式中: P_l^{cap} 、 P_l^{len} 和 $P_{l,T}^{\text{Flow}}$ 分别为线路 l 的容量、长度和其在第 T 年所流经的有功功率极值; $\theta_{\text{bm}}^{\text{Tra}}$ 、 $\theta_{\text{om}}^{\text{Tra}}$ 、 σ_m 和 σ_c 分别为单位建模分析成本、单位运维成本、单位运营成本 and 单位通信服务成本; 其核算收益过程中用到的单位费率参数($\theta_{\text{bm}}^{\text{Tra}}$ 、 $\theta_{\text{om}}^{\text{Tra}}$ 、 σ_m 和 σ_c)由 ISO 在市场出清时决策得到; Ω_b 为故障状态集合; λ_b 为第 b 类故障状态; $P_{l,t}^{\text{load}}$ 为 t 时刻电力系统处于非正常运行状态时输电线路的切负荷量。

第 nT 个新建输电扩容工程的 EOV 为

$$U_{\text{RO},nT}^{\text{Tra}} = U_{\text{RO},nT}^{\text{TNPV}} + U_{\text{RO},nT}^{\text{TROV}} \quad (12)$$

式中, $U_{\text{RO},nT}^{\text{TNPV}}$ 和 $U_{\text{RO},nT}^{\text{TROV}}$ 分别为第 nT 个新建扩容工程的 NPV 和 ROV, 其值可分别由式(13)、式(14)表示。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nT}^{\text{TNPV}} = C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}} - C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}} - C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}} - C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} C_{\text{S},t,nT}^{\text{Tra}} \cdot (1+r)^{-T} \\ C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} N_{nT}^{\text{Tra}} \cdot L_{nT}^{\text{Tra}} \cdot \beta^{\text{Tra}} \cdot \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} \cdot (1+r)^{-T} \\ C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} C_{\text{E},t,nT}^{\text{Tra}} \cdot (1+r)^{-T} \\ C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}} = \sum_{T=1}^{\Omega_T} \sum_{t=1}^{\Omega_t} C_{\text{O},t,nT}^{\text{Tra}} \cdot (1+r)^{-T} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}}$ 和 $C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}}$ 分别为第 nT 个新

建工程的收入、投资成本、可靠性成本和运维成本; $C_{\text{S},t,nT}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{E},t,nT}^{\text{Tra}}$ 和 $C_{\text{O},t,nT}^{\text{Tra}}$ 分别为其在 t 时刻相应的收入、可靠性成本和运维成本; 结合式(10)可知, 售电收益 $C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}}$ 会受到线路潮流不确定性的影响, 本文在核算收益时将其考虑在内; L_{nT}^{Tra} 、 N_{nT}^{Tra} 和 β^{Tra} 分别表示第 nT 个新建工程的总长度、扩容容量以及单位长度容量的线路扩容成本。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nT}^{\text{TROV}} = C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}} N(d_1^{\text{Tra}}) - (C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}} + C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}} + C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}}) e^{-\rho_{nT}^{\text{Tra}} t} N(d_2^{\text{Tra}}) \\ d_1^{\text{Tra}} = \frac{[\ln(C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}} / (C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}} + C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}} + C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}})) + (\rho_{nT}^{\text{Tra}} + 0.5(\alpha_{nT}^{\text{Tra}})^2) T]}{\alpha_{nT}^{\text{Tra}} \sqrt{T}} \\ d_2^{\text{Tra}} = d_1^{\text{Tra}} - \alpha_{nT}^{\text{Tra}} \sqrt{T} \end{cases} \quad (14)$$

式中: ρ_{nT}^{Tra} 为输电公司第 nT 个扩容工程的无风险收益率; α_{nT}^{Tra} 为第 nT 个扩容工程的资产价值波动率。

由式(13)和式(14)可得其总新建扩容工程的总 NPV 和总 ROV 分别如式(15)、式(16)所示。

$$\begin{cases} U^{\text{TNPV}} = C_{\text{S}}^{\text{Tra}} - C_{\text{I}}^{\text{Tra}} - C_{\text{E}}^{\text{Tra}} - C_{\text{O}}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{S}}^{\text{Tra}} = \sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} C_{\text{S},nT}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{I}}^{\text{Tra}} = \sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} C_{\text{I},nT}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{E}}^{\text{Tra}} = \sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} C_{\text{E},nT}^{\text{Tra}} \\ C_{\text{O}}^{\text{Tra}} = \sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} C_{\text{O},nT}^{\text{Tra}} \end{cases} \quad (15)$$

$$U^{\text{TROV}} = \sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} U_{\text{RO},nT}^{\text{TROV}} \quad (16)$$

式中, $C_{\text{S}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{I}}^{\text{Tra}}$ 、 $C_{\text{E}}^{\text{Tra}}$ 和 $C_{\text{O}}^{\text{Tra}}$ 分别为输电公司新建扩容工程的总收入、总投资成本、总可靠性成本和总运维成本。

1.2.2 约束条件

1) 输电网络潮流约束

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

式中: $P_{i,t}$ 和 $Q_{i,t}$ 分别表示节点 i 在 t 时刻的有功及无功传输功率; $U_{i,t}$ 、 $U_{j,t}$ 、 θ_{ij} 、 G_{ij} 和 B_{ij} 分别表示节点 i 与 j 在 t 时刻的电压幅值及其之间的相角差、电导和电纳。

2) 新建线路投资规划数量约束

$$\sum_{nT=1}^{\Omega_{nT}} \gamma_{nT}^{\text{Tra}} < 6 \quad (18)$$

1.3 电力大用户规划决策模型

电力大用户的用电负荷需求可由以下两种方式提供: 1) 从发电公司购电, 以 LMP 的方式进行结算, 且需向输电公司支付一定的输电费用; 2) 投资建设 DG, 所产生的投资和运维成本均由电力大用户承担。

1.3.1 目标函数

电力大用户的目标函数如式(19)所示。

$$\begin{cases} \min U^{\text{Use}}(\gamma^{\text{Use}}, N^{\text{Use}}) = (C_B^{\text{Use}} + C_O^{\text{Use}}) \cdot (1+r)^{-T} - U_{\text{RO}}^{\text{Use}} \\ C_B^{\text{Use}} = C_F^{\text{Use}} - C_{\text{SF}}^{\text{Use}} + C_{\text{TR}}^{\text{Use}} \\ C_O^{\text{Use}} = \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} \sum_{c=1}^{Q_c} \sum_{n=1}^{Q_N} P_{n,c,t}^{\text{Use}} \cdot \theta_{\text{om}}^{\text{Use}} \\ U_{\text{RO}}^{\text{Use}} = U^{\text{DNPV}} + U^{\text{DROV}} \end{cases} \quad (19)$$

式中: U^{Use} 表示总用电成本; $\gamma^{\text{Use}} = [\gamma_1^{\text{Use}}, \dots, \gamma_{nU}^{\text{Use}}, \dots, \gamma_{NU}^{\text{Use}}]$ 表示待选新建 DG 工程集合, 其中 γ_{nU}^{Use} 为决策是否投资该工程的 0-1 离散决策变量; $N^{\text{Use}} = [N_1^{\text{Use}}, \dots, N_{nU}^{\text{Use}}, \dots, N_{NU}^{\text{Use}}]$ 为其对应的待选新建 DG 工程的容量集合, $N_1^{\text{Use}}, \dots, N_{nU}^{\text{Use}}, \dots, N_{NU}^{\text{Use}}$ 为待选新建 DG 工程的容量, $nU \in \Omega_{nU}$ 为待选新建 DG 工程的编号集合。 C_B^{Use} 、 C_F^{Use} 、 $C_{\text{SF}}^{\text{Use}}$ 、 $C_{\text{TR}}^{\text{Use}}$ 和 C_O^{Use} 分别为电力大用户的总购电成本、主网购电成本、DG 发电收入、输电支付成本和设备运维成本; Ω_c 为 DG 的集合; $P_{n,c,t}^{\text{Use}}$ 为第 c 台 DG 机组 t 时刻在节点 n 处的有功输出; $\theta_{\text{om}}^{\text{Use}}$ 为单位运维成本; $U_{\text{RO}}^{\text{Use}}$ 、 U^{DNPV} 和 U^{DROV} 分别表示电力大用户新建 DG 工程的总 EOV、总 NPV 和总 ROV。

其中, C_F^{Use} 、 $C_{\text{SF}}^{\text{Use}}$ 和 $C_{\text{TR}}^{\text{Use}}$ 如式(20)所示。

$$\begin{cases} C_F^{\text{Use}} = \sum_{n=1}^{Q_N} \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} f_{n,t} \lambda_n \\ C_{\text{SF}}^{\text{Use}} = \sum_{n=1}^{Q_N} \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} \sum_{c=1}^{Q_c} P_{n,c,t}^{\text{Use}} \lambda_n \\ C_{\text{TR}}^{\text{Use}} = \frac{f_{n,t}}{\sum_{n \in \Omega_N} f_{n,t}} \cdot C_{\text{S},l}^{\text{Tra}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $f_{n,t}$ 表示 t 时刻在节点 n 处的购电量; $C_{\text{S},l}^{\text{Tra}}$ 为在第 l 条线路上电力大用户向输电公司所需支付的单位输电费率。

第 nU 个新建 DG 工程的 EOV 为

$$U_{\text{RO},nU}^{\text{Use}} = U_{\text{RO},nU}^{\text{DNPV}} + U_{\text{RO},nU}^{\text{DROV}} \quad (21)$$

式中, $U_{\text{RO},nU}^{\text{DNPV}}$ 和 $U_{\text{RO},nU}^{\text{DROV}}$ 分别为第 nU 个新建 DG 工程

的 NPV 和 ROV。其中, $U_{\text{RO},nU}^{\text{DNPV}}$ 和 $U_{\text{RO},nU}^{\text{DROV}}$ 可分别由式(22)、式(23)表示。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nU}^{\text{DNPV}} = C_{\text{S},nU}^{\text{Use}} - C_{\text{I},nU}^{\text{Use}} - C_{\text{O},nU}^{\text{Use}} \\ C_{\text{S},nU}^{\text{Use}} = \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} \sum_{n=1}^{Q_N} P_{n,t}^{\text{Use}} \cdot \lambda_n \\ C_{\text{I},nU}^{\text{Use}} = \sum_{T=1}^{Q_T} N_{nU}^{\text{Use}} \beta^{\text{Use}} \cdot \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} \cdot (1+r)^{-T} \\ C_{\text{O},nU}^{\text{Use}} = \sum_{T=1}^{Q_T} \sum_{t=1}^{Q_t} \sum_{n=1}^{Q_N} P_{n,t}^{\text{Use}} \theta_{\text{om}}^{\text{Use}} (1+r)^{-T} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $C_{\text{S},nU}^{\text{Use}}$ 、 $C_{\text{I},nU}^{\text{Use}}$ 和 $C_{\text{O},nU}^{\text{Use}}$ 分别为第 nU 个新建 DG 工程的收益、投资成本和运维成本, 其中售电收益 $C_{\text{S},nU}^{\text{Use}}$ 会受到用户购电电价和 DG 有功功率输出不确定性的影响; β^{Use} 和 $\theta_{\text{om}}^{\text{Use}}$ 分别为单位容量投资建设成本和新建 DG 的单位运维成本; $P_{n,t}^{\text{Use}}$ 为新建 DG 工程 t 时刻在节点 n 处的有功功率输出。

$$\begin{cases} U_{\text{RO},nU}^{\text{DROV}} = C_{\text{S},nU}^{\text{Use}} N(d_1^{\text{Use}}) - (C_{\text{I},nU}^{\text{Use}} + C_{\text{O},nU}^{\text{Use}}) e^{-\rho_{nU}^{\text{Use}} T} N(d_2^{\text{Use}}) \\ d_1^{\text{Use}} = \frac{\left[\ln(C_{\text{S},nU}^{\text{Use}} / (C_{\text{I},nU}^{\text{Use}} + C_{\text{O},nU}^{\text{Use}})) + (\rho_{nU}^{\text{Use}} + 0.5(\alpha_{nU}^{\text{Use}})^2) T \right]}{\alpha_{nU}^{\text{Use}} \sqrt{T}} \\ d_2^{\text{Use}} = d_1^{\text{Use}} - \alpha_{nU}^{\text{Use}} \sqrt{T} \end{cases} \quad (23)$$

式中: ρ_{nU}^{Use} 和 α_{nU}^{Use} 分别为电力大用户第 nU 个新建工程的无风险收益率和资产价值波动率。

由式(22)、式(23)可得其总新建 DG 的总 NPV 和总 ROV 分别如式(24)和式(25)所示。

$$\begin{cases} U^{\text{DNPV}} = C_{\text{S}}^{\text{Use}} - C_{\text{I}}^{\text{Use}} - C_{\text{O}}^{\text{Use}} \\ C_{\text{S}}^{\text{Use}} = \sum_{nU=1}^{Q_{nU}} C_{\text{S},nU}^{\text{Use}} \\ C_{\text{I}}^{\text{Use}} = \sum_{nU=1}^{Q_{nU}} C_{\text{I},nU}^{\text{Use}} \\ C_{\text{O}}^{\text{Use}} = \sum_{nU=1}^{Q_{nU}} C_{\text{O},nU}^{\text{Use}} \end{cases} \quad (24)$$

$$U^{\text{DROV}} = \sum_{nU=1}^{Q_{nU}} U_{\text{RO},nU}^{\text{DROV}} \quad (25)$$

式中, $C_{\text{S}}^{\text{Use}}$ 、 $C_{\text{I}}^{\text{Use}}$ 和 $C_{\text{O}}^{\text{Use}}$ 分别为新建 DG 工程的总收入、投资成本和运维成本。

1.3.2 约束条件

1) DG 有功功率输出约束

$$P_{\min}^{\text{Use}} \leq P_t^{\text{Use}} \leq P_{\max}^{\text{Use}} \quad (26)$$

式中, $P_{\max}^{\text{Use}}$ 和 $P_{\min}^{\text{Use}}$ 分别表示 DG 有功功率输出的最大值和最小值。

2) 节点功率平衡限制

$$f_{n,t} + P_{n,t}^{\text{Use}} = P_{n,t}^{\text{Load}}, \forall t \in \Omega_t, \forall n \in \Omega_N \quad (27)$$

式中, $P_{n,t}^{\text{Load}}$ 为 n 节点在 t 时刻的总负荷。

3) 新建 DG 投资规划数量约束

$$N_{i,\min} \leq \sum_{nU=1}^{\Omega_{nU}} \gamma_{nU}^{\text{Use}} \leq N_{i,\max} \quad (28)$$

式中, $N_{i,\max}$ 和 $N_{i,\min}$ 分别表示在待选节点 i 处接入 DG 数量的最大值和最小值。

1.4 ISO 市场出清模型

本文引入特殊市场主体 ISO 并将其作为规划过程中独立的电力市场参与者, 其首要任务是根据市场参与者提供的交互信息, 在制定最优发电机组调度方案的同时生成 LMP。

1.4.1 ISO 发电计划决策模型

1) 目标函数

ISO 的主要目标是结合各方参与者的决策信息, 通过制定机组组合方案将系统的总发电成本降至最低。其具体目标函数为

$$\begin{cases} \min F(P_g) = \sum_{w=1}^{\Omega_w} f_{pw}(P_{gw}) \\ f_{pw}(P_{gw}) = c_{pw} P_{gw}^2 + b_{pw} P_{gw} + a_{pw} \quad w \in \Omega_w \end{cases} \quad (29)$$

式中: P_{gw} 表示发电设备 w 的有功功率输出; $P_g = [P_{g1}, \dots, P_{gw}, \dots, P_{gW}]$ 表示各发电机组有功功率输出的向量集合; $f_{pw}(\cdot)$ 表示调度成本函数; Ω_w 表示发电机组 w 的编号集合; c_{pw} 、 b_{pw} 和 a_{pw} 均表示机组 w 的发电市场报价参数。

2) 约束条件

(1) 等式约束

$$\begin{cases} P_{gw,\min} \leq P_{gw} \leq P_{gw,\max}, w \in \Omega_w \\ Q_{gw,\min} \leq Q_{gw} \leq Q_{gw,\max}, w \in \Omega_w \\ U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max}, i \in \Omega_N \\ P_{l,\min} \leq P_l \leq P_{l,\max}, l \in \Omega_l \end{cases} \quad (30)$$

式中: $P_{gw,\max}$ 、 $Q_{gw,\max}$ 、 $U_{i,\max}$ 和 $P_{l,\max}$ 分别为发电机组 w 的有功功率输出 P_{gw} 、无功功率输出 Q_{gw} 、节点 i 处的电压幅值 U_i 和线路 l 处所流过的有功功率 P_l 的最大值约束; $P_{gw,\min}$ 、 $Q_{gw,\min}$ 、 $U_{i,\min}$ 和 $P_{l,\min}$ 分别为其对应的最小值约束。

(2) 等式约束

$$\begin{cases} P_{gw} - P_{dw} - \sum_{j=1}^{\Omega_N} U_i U_j |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) = 0 \\ Q_{gw} - Q_{dw} - \sum_{j=1}^{\Omega_N} U_i U_j |Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (31)$$

式中: P_{dw} 和 P_{gw} 分别表示有功负荷与机组的输出功率; Q_{dw} 和 Q_{gw} 分别表示无功负荷与机组的输出功率; θ_i 和 U_i 分别表示节点 i 处的相角和电压幅值; θ_j 和 U_j 分别表示节点 j 处的相角和电压幅值; Y_{ij} 和 δ_{ij} 分别表示节点 i 和 j 之间的导纳矩阵元素及其对应的相角元素。

1.4.2 LMP 生成模型

根据边际成本定价理论, 在式(29)一式(31)的基础上, 通过引入松弛变量和障碍函数构造拉格朗日函数如式(32)。

$$L(P_g, \boldsymbol{\varphi}, \boldsymbol{\beta}, \boldsymbol{\omega}, \boldsymbol{u}, \boldsymbol{o}) = F(P_g) - \mu \sum_{e=1}^E (\ln o_e + \ln u_e) - \boldsymbol{\varphi}^T \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{\omega}^T (\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{u} - \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})_{\max}) - \boldsymbol{\beta}^T (\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) - \boldsymbol{o} - \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})_{\min}) \quad (32)$$

式中: $\boldsymbol{o}, \boldsymbol{u} > 0$ 表示松弛变量; E 为 $\boldsymbol{o}$ 与 $\boldsymbol{u}$ 的向量维度; $\boldsymbol{\varphi}$ 、 $\boldsymbol{\beta}$ 、 $\boldsymbol{\omega}$ 均表示拉格朗日乘子向量; $\boldsymbol{u} > 0$ 表示障碍因子; $\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) = \boldsymbol{g}(P_{gw}, Q_{gw}, U_i, P_l)$ 表示等式约束式(30), $\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})$ 表示等式约束式(31)。

通过引入障碍函数后可得式(33)。

$$F_k(P_g) = F(P_g) - \mu \left(\sum_{p=1}^P \ln o_p + \sum_{p=1}^P \ln u_p \right) \quad (33)$$

式(30)引入松弛变量后转换为等式约束:

$$\begin{cases} \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) - \boldsymbol{o} - \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})_{\min} = 0 \\ \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{u} - \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})_{\max} = 0 \end{cases} \quad (34)$$

进而可得节点 n 处的 LMP 如式(35)所示。

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gw}} /_* = \lambda_n \quad (35)$$

式中, $*$ 表示为最优解。

2 源网荷多市场主体规划决策博弈架构

2.1 各市场参与主体交互机理

本文通过构建包含特殊市场参与者 ISO 以及发电(发电公司)、输(输电公司)和用(电力大用户)全市场要素的博弈架构用以模拟和解决多主体规划协调问题。其在规划过程中的交互机理如图 1 所示。

如图 1 所示, 发电公司基于输电公司决策所得的输电网络扩容规划方案和 ISO 市场出清得到的发电有功功率输出方案, 决策自身的电源容量、位置和发电报价, 并将其决策所得出的电源选址定容方案和发电报价分别传递给输电公司及 ISO; 输电公司基于发电公司、电力大用户和 ISO 所传递的电源选址定容方案、购电信息和单位费率收益参数制定输电电费和相应的输电网络扩容方案, 同时把输电

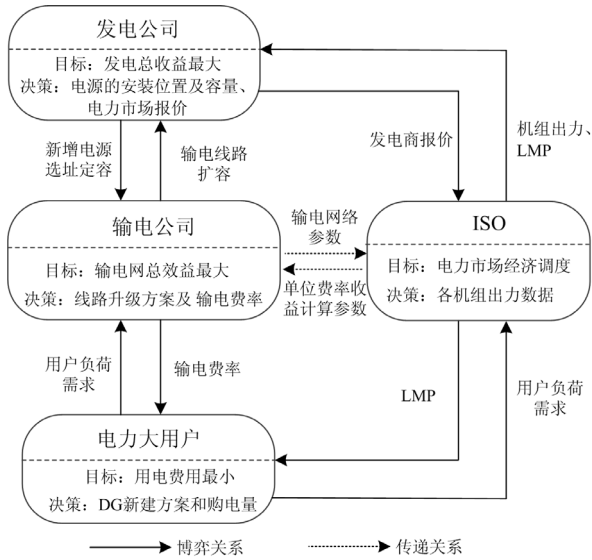


图1 各主体信息交互关系

Fig. 1 Transfer relationship chart between each subject

网架信息、输电费率、输电网络参数(输电线路容量 P_l^{cap} 、输电线路长度 P_l^{len} 和输电网络潮流约束等信息)分别传递给发电公司、电力大用户和ISO; 电力大用户基于ISO市场出清阶段得出的LMP以及输电公司决策得出的输电费率信息制定相应的DG投资规划方案和购电方案, 并将其负荷需求同时传递给ISO和输电公司; ISO通过收集源-网-荷三方的信息进行市场出清, 基于输电公司所传递的输电网络参数决策得出输电单位费率收益计算参数, 将其传递给输电公司, 并在决策得出发电公司有功功率输出方案后制定LMP, 与此同时, 将LMP同时反馈给电力大用户和发电公司。考虑到发电和输电公司最终的规划方案需要通过安全校核才能实施, 而安全校核又需基于电力系统的全局角度汇集全市场要素信息, 因而发电、输电公司的每一轮规划决策方案都会受到电力系统各市场参与者决策的约束。对于电力大用户而言, 其市场决策行为将同时受到发电、输电公司的间接和直接作用。综上所述, 本文所涉及的电力市场源-网-荷三个市场参与者的规划决策行为在信息交互共享的同时彼此又相互制约, 进而共同构成了完全信息博弈关系。

2.2 各主体动态博弈行为分析

在博弈过程中, 发电公司、输电公司和电力大用户有序更新其决策方案, 直到达到均衡为止, 其具体的动态博弈行为如图2所示。

如图2所示, ISO在连接两个连续的回合中起信息传递的作用。此外, 在一轮博弈中, 发电公司、输电公司和电力大用户根据上一回合博弈得到的规

划决策方案各自独立做出决策, 而下一回合博弈在更新发电公司、输电公司和电力大用户的规划方案之后开始。只有在其他市场参与者的决策保持不变的情况下, 发电公司、输电公司和电力大用户的博弈参与者都不能通过改变其自身决策方案的方式以获得更多的利益, 博弈的均衡条件才能得到满足。具体限制条件如式(36)所示。

$$\begin{cases} M_G^* = \arg\max F_G(M_G, M_T, M_U) \\ M_T^* = \arg\max F_T(M_G, M_T, M_U) \\ M_U^* = \arg\max F_U(M_G, M_T, M_U) \end{cases} \quad (36)$$

式中, M_G^* 、 M_T^* 、 M_U^* 都是在对方选择最优策略的情况下己方的最优策略。

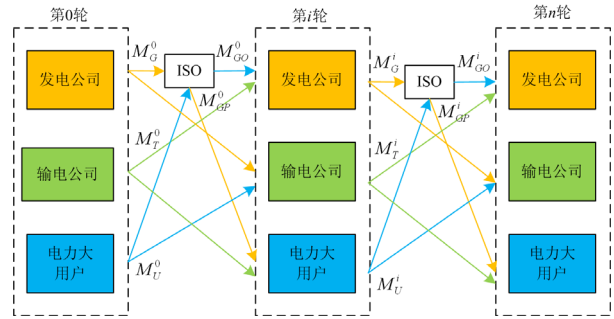


图2 各市场主体动态博弈交互关系

Fig. 2 Dynamic game interaction among market entities

2.3 纳什均衡存在性与唯一性证明

根据纳什均衡的存在性定理, 可对本文所涉及的完全信息博弈问题进行求解。在多个主体博弈的过程中, 若每个主体的策略集均为非空、有限的凸子集, 且其收益函数关于策略集合是连续的拟凹函数, 则该博弈问题存在纳什均衡。以发电公司为例对非合作博弈过程中纳什均衡解的存在性进行证明。发电公司的策略集合中每个元素的取值均满足 $N_{\min}^{\text{Gen}} \leq N_{nG}^{\text{Gen}} \leq N_{\max}^{\text{Gen}}$ 的约束, 故发电公司的策略集合显然为凸子集, 且其策略空间的方案一定存在且是有限个。对发电公司目标函数求取二阶偏导可得:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 U^{\text{Gen}}}{\partial N_{nG}^{\text{Gen}^2}} = \sum_{nG=1}^{Q_{nG}} \frac{(C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}}) d_1^{\text{Gen}} \cdot LC - C_{S,nG}^{\text{Gen}} d_2^{\text{Gen}} \cdot LA}{\sqrt{2\pi} [\alpha_{nG}^{\text{Gen}} \sqrt{T}]^2 [C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}}]^2} \\ LC = e^{-\frac{(d_1^{\text{Gen}})^2}{2}} \cdot \left[\beta^{\text{Gen}} \cdot \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} (1+r)^{-T} \right]^2 \\ LA = e^{-\frac{(d_1^{\text{Gen}})^2 + \rho_{nG}^{\text{Gen}} T}{2}} \cdot \left[\beta^{\text{Gen}} \cdot \frac{r(1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} (1+r)^{-T} \right]^2 \end{cases} \quad (37)$$

在本文的解空间中, 由于 $0 < d_2^{\text{Gen}} < d_1^{\text{Gen}} < 4$,

可得 $10^{-1} < \frac{d_2^{\text{Gen}}}{d_1^{\text{Gen}}} = \frac{d_2^{\text{Gen}}}{d_2^{\text{Gen}} + \alpha_{nG}^{\text{Gen}} \sqrt{T}} < 1$ ，且 $10^{-1} < \frac{LC \cdot LA}{LC^2} = e^{-\rho_{nG}^{\text{Gen}} T} < 1$ (其中 ρ_{nG}^{Gen} 和 T 在本文中分别为 0.1 和 20)。而新建工程收益 $C_{S,nG}^{\text{Gen}}$ 远大于其成本 $C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}}$ ，且 $e^{\frac{(d_2^{\text{Gen}})^2}{2}} / e^{\frac{(d_1^{\text{Gen}})^2}{2}} > 10^3$ ，进而可得 $C_{S,nG}^{\text{Gen}} d_2^{\text{Gen}} \cdot LA > (C_{1,nG}^{\text{Gen}} + C_{O,nG}^{\text{Gen}}) d_1^{\text{Gen}} \cdot LC$ ，即 $\frac{\partial^2 U_{nG}^{\text{Gen}}}{\partial N_{nG}^{\text{Gen}^2}} < 0$ 。

由此可得，发电公司的目标函数关于其决策变量是拟凹函数，当其他主体最优策略确定时，发电公司存在纳什均衡解。通过将各个主体反馈的决策方案代入发电公司规划决策模型，即可得到在该条件下的最佳决策方案，因此该均衡是存在且唯一的。综上所述，在本文的博弈模型中发电公司的决策满足判定条件，存在唯一纳什均衡解。输电公司与电力大用户的证明与发电公司相似，在此不再赘述。

3 仿真算例

3.1 仿真参数设置

目前已有多种算法能够求解多个博弈参与者的纳什均衡问题，如分布式迭代算法^[21]、迭代搜索算法^[19]等。而考虑到迭代搜索算法的收敛波动性更小、收敛速度更高的特点，因此本文参考文献[22]使用迭代搜索算法求解所涉及的博弈均衡问题。此外，本文基于 LMP 理论设置市场电价，以电力系统机组组合安全约束为各市场参与者决策的理论基础，选用 IEEE30 节点系统对本文方法进行仿真分析。在所构建模型中发电、输电公司和电力大用户涉及的相关参数分别如表 1—表 3 所示。

表 1 发电规划新建电源相关参数信息

Table 1 Related parameters information of power generation planning new power supply

新建待选节点	7	8	12	19	21	30
机组规划容量/MW	10	10	10	10	10	10
规划新建成本/万元	120	135	155	125	140	137
单位运维费用/万元	0.035	0.038	0.036	0.059	0.058	0.063
资产价值波动率	0.43	0.58	0.6	0.5	0.6	0.45

表 2 输电规划新建扩容线路相关参数信息

Table 2 Related parameter information of transmission planning new expansion line

线路选型	单位规划费用/(元/km)	阻抗值/(\Omega/km)	电流极值/A	规划使用期限/年
1	74 000	0.25+j0.4	380	20
2	81 000	0.2+j0.4	450	20

表 3 电力大用户新建工程 DG 机组参数信息

Table 3 Parameter information of DG units in the new construction project for large power users

新建待选节点	1	2	3	4	5	6
机组规划容量/MW	5	5	5	5	5	5
规划新建成本/万元	125	135	140	128	120	155
单位运维费用/万元	0.035	0.038	0.036	0.059	0.058	0.063
资产价值波动率	0.51	0.53	0.48	0.58	0.53	0.56

此外，本文设计了三种不同的案例对所提方法进行分析和比较。

案例 1: 不考虑 ROV 和全市场要素博弈的规划决策方法；

案例 2: 考虑全市场要素博弈但是不考虑 ROV 的规划方法；

案例 3: 同时考虑 ROV 和全市场要素博弈的规划方法，即为本文所提方法。

3.2 仿真结果

图 3 为本文所提方法得到的仿真规划方案示意图，表 4 为在三种案例下发电、输电公司和电力大用户的决策方案。采用文中方法得出发电公司选择在 8、12 和 21 号节点规划建设 10 MW 的发电机组；输电公司则选用 2 号线型规划扩容 2、6、16 和 35 号输电线路；电力大用户选择在 2、4、5 和 6 号节点规划建设 5 MW 的 DG。

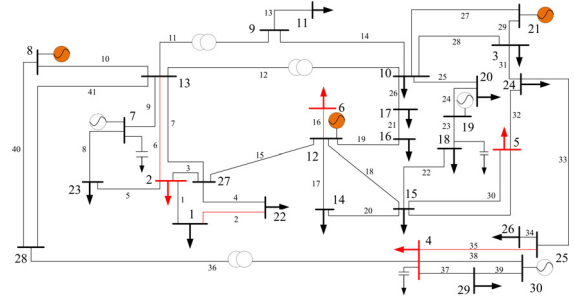


图 3 规划结果示意图

Fig. 3 Schematic diagram of planning results

表 4 各方案不同市场参与者的决策方案

Table 4 Planning schemes of different market entities by various methods

案例	市场参与者	决策方案
案例 1	发电公司	7(10), 8(0), 12(0), 19(10), 21(0), 30(0)
	输电公司	2(2), 6(0), 16(0), 28(0), 32(0), 35(2)
	电力大用户	1(5), 2(5), 3(5), 4(5), 5(5), 6(5)
案例 2	发电公司	7(10), 8(0), 12(0), 19(10), 21(0), 30(10)
	输电公司	2(2), 6(0), 16(2), 28(0), 32(0), 35(2)
	电力大用户	1(5), 2(0), 3(5), 4(5), 5(5), 6(0)
案例 3	发电公司	7(0), 8(10), 12(10), 19(0), 21(10), 30(0)
	输电公司	2(2), 6(2), 16(2), 28(0), 32(0), 35(2)
	电力大用户	1(0), 2(5), 3(0), 4(5), 5(5), 6(5)

3.3 仿真分析

3.3.1 规划过程中考虑全市场要素的必要性分析

1) 输电公司

通过对比输电公司在案例 1 和案例 2 中的规划结果, 以验证在输电规划过程中考虑全市场要素的有效性。其具体收益和成本如表 5 所示。

如表 5 所示, 案例 1 和案例 2 中的 NPV 值相差不大, 其原因是: 输电公司新建扩容工程所产生的总收入提高了 1.955×10^7 元, 而相应的案例 2 中新建扩容工程的投资成本和运维成本之和比案例 1 中提高了 1.964×10^7 元, 两者相互抵消后导致两个案例的 NPV 值相差不大。其更深层次的原因是案例 2(2、16 和 35 号线路)比案例 1(2 和 35 号线路)多规划了一条输电线路, 因而使得其新建扩容工程的输电收入、投资成本和运维成本均有所提高。也就是说, 仅从新建输电扩容工程的 NPV 的角度来看, 扩容 16 号线路对其没有明显优势。

表 5 案例 1 和案例 2 中输电公司仿真结果比较

Table 5 Comparison of simulation results obtained by transmission companies in case 1 and case 2

案例	新建工程投	新建工程运	新建工程	新建工程
	资成本 C_1^{Tra}	维成本 C_O^{Tra}	总收入 C_S^{Tra}	NPV U^{TNPV}
1	660	2 323.18	55 428.46	52 445.28
2	1 131	3 816.88	57 383.68	52 435.80

案例	总可靠性 成本 $C_{\text{Ol}}^{\text{Tra}}$	总收入 $C_{\text{Sl}}^{\text{Tra}}$	总收益 U^{Tra}
1	19 333.46	904 318.49	937 430.31
2	19 012.45	904 609.45	938 032.80

但与案例 1 相比, 案例 2 中现存输电网络的总收入提高了 2.91×10^6 元, 可靠性成本降低了 3.21×10^6 元, 最终总收益提高了 6.02×10^6 元。这是因为: 虽然在新建工程方面扩容 16 号线路对 NPV 没有优势, 但案例 2 仍选择对该条线路进行扩容。其更深层次的原因是案例 1 中输电公司在进行规划决策时没有考虑其他市场参与者的博弈行为对其决策的影响, 并以 NPV 为决策指标规划其扩容方案。与之不同的是案例 2 在兼顾其他市场主体利益诉求的同时从输电网络的整体运营角度出发, 在规划过程中增加了 16 号线路。虽然规划该线路并没有对案例 2 新建工程的 NPV 带来显著提升, 然而却从输电网络的全局视角优化了潮流分布, 同时加强了输电网络的输电能力和整体架构。这不仅使得 LMP 有所下降(如表 8 所示), 减少了电力大用户的用电成本, 同时也显著降低了输电公司的总可靠性成本, 进而

提升了其收益。

2) 发电公司

发电公司在案例 1 和案例 2 中的具体成本和收益如表 6 所示。

表 6 案例 1 和案例 2 中发电公司仿真结果比较

Table 6 Comparison of simulation results of power generation companies in cases 1 and case 2

案例	新建工程投	新建工程运维	新建工程	新建工程 NPV
	资成本 C_1^{Gen}	成本 C_O^{Gen}	总收入 C_S^{Gen}	U^{GNPV}
1	2 450	44 887.34	317 745.74	270 408.4
2	3 820	62 776.45	444 846.26	378 249.81

案例	总运维成本 $C_{\text{On}}^{\text{Gen}}$	总收入 $C_{\text{Sn}}^{\text{Gen}}$	总收益 U^{Gen}
1	110 812.45	9 569 613.32	9 729 209.27
2	145 313.13	9 898 621.45	10 131 558.13

如表 6 所示, 相较于案例 1, 案例 2 中发电公司的新建发电工程的总收入提高了 1.27×10^9 元, 而其投资成本和运维成本之和仅比案例 1 增长了 1.93×10^8 元, 进而导致其 NPV 提高了 1.08×10^9 元。其具体原因是由于案例 2(7、19 和 30 节点)比案例 1(7 和 19)多规划了 10 MW 的发电机组, 因而增加了其投资和运维成本。而机组规划容量的增加意味着更多的用电需求可以得到满足, 因而大幅提高了其总收入, 进而提高了新建发电工程的总 NPV。与此同时, 相较于案例 1, 案例 2 中发电公司现存机组的总收入和运维成本分别提高了 3.29×10^9 元和 3.45×10^8 元, 导致其总收益提高了 4.02×10^9 元。这是由于: 首先案例 2 将 ISO 引入构建的博弈框架内, 进而可以从整体电力市场运行的角度协调各个参与者的利益, 在优化整体电力系统网络架构的同时降低了 LMP。而同时 LMP 的降低又使得电力大用户减少了对 DG 的投资而相应地增加了购电量。此外, 由于案例 2 中输电公司基于整体电力系统输电网络优化运行的思路优化了输电网络的整体架构, 使得一些在案例 1 中未通过安全校验的方案得以在案例 2 中通过, 使发电公司可以新建更大容量的发电机组, 进而使其总收益得到了有效提升。

3) 电力大用户

电力大用户在案例 1 和案例 2 中的具体成本和收入如表 7 所示。

如表 7 所示, 相较于案例 1, 案例 2 中电力大用户新建 DG 工程的总收入降低了 1.11×10^8 元, 而其投资和运维成本分别降低了 1.45×10^7 元和 1.51×10^7 元, 进而导致其 NPV 降低了 8.14×10^7 元。其具体原因是由于随着 LMP 的降低(表 8 中可见),

电力大用户通过直接购电的方式将比其投资 DG 更加经济, 所以增加了购电量而放弃了建设更多 DG 的规划方案, 导致案例 2(1、3、4 和 5 号节点)比案例 1(1~6 号节点)总共少规划了 10 MW 的 DG, 因而导致新建 DG 工程的投资成本、运维成本、收入和 NPV 均有所下降。

表 7 案例 1 和案例 2 中电力大用户仿真结果比较

Table 7 Comparison of simulation results of large power users in case 1 and case 2

万元				
案例	新建工程投资成本 C_1^{DG}	新建工程运维成本 C_0^{DG}	新建工程总收入 C_{SF}^{Use}	新建工程 NPV U^{DNPV}
1	4 015	6 153	1 000 734.99	990 566.987
2	2 565	4 643	989 634.56	982 426.56
案例	总运维成本 C_0^{Use}	总收入 C_{SF}^{DG}	总购电成本 C_B^{Use}	总用电成本 U^{Use}
1	0	0	10 676 316.82	9 685 749.83
2	0	0	10 609 815.19	9 627 388.63

表 8 部分节点负荷峰值时 LMP

Table 8 LMP at peak load of some nodes

元						
节点	1	2	3	4	5	6
案例 1	2.337	2.334	2.392	2.391	2.354	2.746
案例 2	2.303	2.234	2.332	2.382	2.301	2.565

此外, 由于案例 1 和案例 2 中均没有现存 DG 发电机组, 因而其总收入和运维成本均为 0。而总购电成本降低了 6.65×10^8 元, 进而使得其总用电成本降低了 5.84×10^8 元。这是由于案例 2 有别于案例 1 仅从 NPV 的视角对单个工程的决策进行分析, 其在规划时充分计及各类市场参与者的协调和交互作用, 从电力市场运行的全局视角进行规划决策, 不仅提高了规划的经济性, 同时也增强了输电网络整体架构, 降低了 LMP, 因而导致电力大用户的总用电成本有所降低。图 4 表示各输电线路的潮流分布,

表 9 案例 2 和案例 3 中输电公司仿真结果比较

Table 9 Comparison of simulation results of transmission company in case 2 and case 3

万元									
案例	新建工程投资成本 C_1^{Tra}	新建工程运维成本 C_0^{Tra}	新建工程总收入 C_S^{Tra}	新建工程 NPV U^{TNPV}	新建工程 ROV U^{TROV}	新建工程 EOV $U^{Tra_{RO}}$	总可靠性成本 C_{Ol}^{Tra}	总收入 C_{St}^{Tra}	总收益 U^{Tra}
2	1 131	3 816.88	57 383.68	52 435.80	50 396.46	102 832.26	19 012.45	904 609.45	988 429.26
3	1 297	3 860.42	57 422.63	52 265.21	54 211.35	106 476.56	19 143.94	904 934.65	992 267.27

由表 9 可知, 相较于案例 2, 案例 3 中输电公司的新建输电扩容工程所产生的总收入提高了 3.895×10^5 元, 而相应的其投资成本和运维成本之和

用以详细分析案例 1 和案例 2 对输电网络的影响。

如图 4 所示, 相较于案例 1, 案例 2 的输电网络中 1、7 和 10 号输电线路传输功率得到了显著提高, 进而导致了输电线路利用率和输电收入都有提高。这是由于案例 1 以 NPV 为重要参考决策其扩容规划方案, 而没有将投资建设成本更高的 16 号输电线路纳入其规划方案。结果表明, 案例 1 中部分节点的 LMP 值比案例 2 高, 直接增加了电力大用户的购电成本, 促使其扩大 DG 规划容量。而案例 2 中在引入 ISO 参与市场博弈并在计算输电收益时引入了市场化的输电收益计算方法^[23], 推动输电公司在进行输电规划时强化其输电网络架构。因而在案例 2 中对 16 号线路进行了扩容规划, 在降低了 LMP 的同时, 还提升了发电公司和电力大用户规划的经济性。与此同时提高了一部分线路的利用率, 进一步增加了输电公司的整体利润。

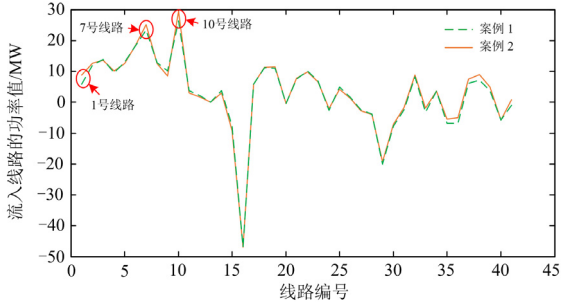


图 4 案例 1、2 中线路峰值负荷时的流入功率比较

Fig. 4 Comparison of inflow power at peak load of lines in case 1 and case 2

综上所述, 在规划过程中考虑本文所提全市场要素的规划方法, 可以在保证电力系统可靠性的同时提升各市场参与者的经济性。

3.3.2 规划过程中引入 RO 理论的必要性分析

1) 输电公司

输电公司在案例 2 和案例 3 中的具体成本和收入如表 9 所示。

则提高了 2.09×10^6 元, 进而导致其 NPV 增长了 1.70×10^6 元。其具体原因是由于案例 3 相较于案例 2 多规划了 6 号输电线路。仅就案例 2 中输电公司

新建工程的 NPV 而言,规划该线路所产生的总运维和投资成本大于其收入,因而案例 2 选择在满足电力市场各参与者需求的前提下只对 2、16 和 35 号输电线路进行扩容规划。然而 6 号输电线路具有更高的资产价值波动率,其未来潜在的不确定价值更大,因而在规划过程中引入 RO 理论对新建输电工程评估后,案例 3 中的 ROV 较案例 2 增加了 3.815×10^7 元,进而导致其 EOVR 较案例 2 提高了 3.644×10^7 元。

而相较于案例 2,案例 3 的总收入和可靠性成本分别提高了 3.25×10^6 元和 1.31×10^6 元,进而导致

其总收益提高了 3.838×10^7 元。这是由于引入 RO 理论后案例 3 较案例 2 多规划了资产价值波动率更高的线路 6,从而在优化潮流分布的同时提高了电网的输电能力,同时也增加了总收入和可靠性成本。此外,在案例 3 中,考虑到新建扩容工程的 EOVR 大于案例 2,进而使得案例 3 中输电公司的总收益得以进一步提升。

2) 发电公司

发电公司在案例 2 和案例 3 中的具体成本和收入如表 10 所示。

表 10 案例 2 和案例 3 中发电公司仿真结果比较

Table 10 Comparison of simulation results of power generation companies in case 2 and case 3

案例	新建工程投	新建工程运	新建工程总	新建工程	新建工程	新建工程	总运维成本	总收入	总收益
	资成本 C_1^{Gen}	维成本 C_0^{Gen}	收入 C_S^{Gen}	NPV U^{GNPV}	ROV U^{GROV}	EOVR U^{GenRO}	$C_{\text{On}}^{\text{Gen}}$	$C_{\text{Sn}}^{\text{Gen}}$	U^{Gen}
2	3 820	62 776.45	444 846.26	378 249.81	651 459.46	1 029 709.27	145 313.13	9 898 621.45	10 783 017.59
3	4 300	63 843.56	445 431.56	377 288	661 316.47	1 038 604.47	145 261.89	9 898 513.57	10 791 856.15

如表 10 所示,相较于案例 2,案例 3 中发电公司的新建发电工程所产生的总收入提高了 5.85×10^6 元,而其投资成本和运维成本之和却比案例 1 增长了 1.547×10^7 元,进而导致其 NPV 降低了 9.61×10^6 元。这是由于有别于案例 2 在 7、19 和 30 节点建设发电机组,案例 3 选择在单位新建成本和运维成本更高的 8、12 和 21 号节点新建机组,因而导致其新建发电工程的运维和投资成本均有所提高。此外,对各个规划机组接入节点的负荷量进行分析可得:案例 3 中所接入的节点 8(25 MW)、12(0 MW)和 21(3.2 MW)的负荷整体水平高于案例 2 中所接入的节点 7(0 MW)、19(0 MW)和 30(0 MW)的负荷整体水平,因而在两种方案 LMP 基本保持不变的情形下使得案例 3 中新建发电工程的收入更大。但是由于案例 3 所选节点的单位成本更高,使得运维和投资成本增加的幅度更大,导致案例 3 的 NPV 小于案例 2。此外,虽然案例 3 所选择的规划机组接入节点具有更高的单位新建成本和运维成本,但其资产价值波动率相较于案例 2 所接入的节点更高,使得其新建工

程的 ROVR 比案例 2 增长了 9.86×10^7 元,进而导致了其 EOVR 比案例 2 增长了 8.89×10^7 元。

与此同时,相对于案例 2,案例 3 的总收入和运维成本分别降低了 1.08×10^6 元和 5.12×10^5 元,进而导致发电公司的总收益相较于案例 2 增加了 8.84×10^7 元。这是由于本文在解决电力系统规划问题时引入了 RO 理论,导致各市场参与者都相应地增加了对新建工程的投入。而投入的增加意味着电力系统运行稳定性的提高,使得案例 3 中 LMP 的整体水平相较于案例 2 在降低的同时也降低了发电公司的总运维成本。而考虑到在电力需求得到充分满足后,发电公司的电力销售水平很难得到进一步改善,因而其总收入也会因为 LMP 的降低而降低。但考虑到案例 3 中发电公司新建发电工程的 EOVR 更大,且其增量抵消了总收入的减少,进而有效提高了发电公司的总收益。

3) 电力大用户

电力大用户在案例 2 和案例 3 中的具体成本和收入如表 11 所示。

表 11 案例 2 和案例 3 中电力大用户仿真结果比较

Table 11 Comparison of simulation results of large power users in case 2 and case 3

案例	新建工程投	新建工程运	新建工程总	新建工程 NPV	新建工程	新建工程	总运维	总收入	总购电	总用电
	资成本 C_1^{DG}	维成本 C_0^{DG}	收入 C_S^{Use}	U^{DNPV}	ROV U^{DROV}	EOVR U^{DGRO}	成本 C_0^{Use}	$C_{\text{SF}}^{\text{DG}}$	费用 $U_{\text{B}}^{\text{Use}}$	成本 U^{Use}
2	2 565	4 643	989 634.56	982 426.56	798 791.53	1 781 218.09	0	0	10 609 815.19	8 828 597.10
3	2 690	5 263	990 126.57	982 173.57	801 343.21	1 783 516.78	0	0	10 609 964.33	8 826 447.55

如表 11 所示,相较于案例 2,案例 3 中电力大用户新建 DG 工程的总收入提高了 4.92×10^6 元,而其

运维和投资成本之和则仅比案例 2 提高了 7.45×10^6 元,进而导致其 NPV 减少了 2.53×10^6 元。其具体

原因是由于在案例 3 中节点 2(30.15 MW)和节点 6(10.63 MW)的负荷整体水平高于其在案例 2 中节点 1(22.914 MW)和节点 3(11.23 MW)的负荷整体水平,因而其消纳新建 DG 发电的能力更强,从而提高了其总收入。与此同时,与案例 2 不同,案例 3 的规划方案是选择在单位投资和运维成本整体水平更高的 2、4、5 和 6 号节点规划建设 DG 机组,其新建 DG 工程所产生的投资和运维成本更高。与案例 2 相比,案例 3 与其成本的差值大于收入带来的增量,从而使得案例 3 中的 NPV 小于案例 2。然而在引入 RO 理论后,与案例 2 在节点 1(0.51)和节点 3(0.48)进行规划不同,案例 3 选择在资产价值波动率更高的 2(0.53)和节点 6(0.56)进行新建 DG 机组规划,使得其新建工程的 ROV 比案例 2 增长了 2.55×10^7 元,进而导致了其 EOY 比案例 2 增长了 2.298×10^7 元。

与此同时,由于电力大用户在新建工程规划之前没有存量 DG 机组,因而其总收入和运维成本都是 0。而两个案例的总购电费用差距不大(案例 3 比案例 2 仅提高了 0.00142%),这是由于两个案例的整体 LMP 和购电量水平基本相同。而因为案例 3 的 EOY 较案例 2 得到了显著提高,因而导致案例 3 中电力大用户的总用电成本比案例 2 少了 2.149×10^7 元。由此可知,在电力系统规划时如果每个市场参与者在规划决策过程中仅以 NPV 为重要参考,虽然可以在一定程度上提升各市场参与者规划的经济性,却忽视了电力市场投资时的不确定性因素对其自身规划决策的影响,因而只适合用来对待选新建工程进行简单的比选,而不适用于对当前电力市场环境下电力新建工程投资决策的引导。通过引入 RO 理论评比待选新建工程,不仅可以在保证电力系统安全稳定运行的同时提高各市场参与者的经济性,还可以显著提高其投资决策效率。

4 结论

本文提出了一种市场背景下考虑不确定性价值和全市场要素博弈的电力系统规划方法,通过仿真分析得到具体结论总结如下:

1) 本文在构建输电公司规划模型时引入了市场化要素的输电收益计算方法,并构建了包含独立市场主体 ISO、发电公司、输电公司和电力大用户的博弈架构,使得各市场参与者可以充分考虑规划时其他市场参与者的动态反应。仿真结果表明,与传统方法相比,本文方法使得发电公司、输电公司总收益分别提高了 4.02×10^9 元和 6.02×10^6 元,同时使电力大用户的总用电成本降低了 5.84×10^8 元。不仅保证了新建工程的效益,又使总利润最大化,同

时提高了各市场参与者的规划效率。

2) 本文在电力市场环境下各市场参与者的规划模型中引入 RO 理论。仿真结果表明,与传统方法相比,考虑 RO 理论的规划方法使发电公司、输电公司的总收益分别提高了 8.84×10^7 元和 3.838×10^7 元,同时使电力大用户的总用电成本降低了 2.149×10^7 元。因此,在电力系统规划过程中引入 RO 理论可以保证新建工程 NPV 的同时,有效提高各市场参与者的经济性,有助于各市场参与者对 ROV 较大的工程进行投资。

参考文献

- [1] 何黎君,程杉,陈梓铭.考虑交互功率控制和双边竞价交易的多微电网双层优化调度[J].电力系统保护与控制,2020,48(11):10-17.
HE Lijun, CHENG Shan, CHEN Ziming. A scheduling model of a multi-microgrid system based on bi-layer optimization with consideration of PCC power control and bilateral bidding[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 10-17.
- [2] WU C, GU W, BO R, et al. Energy trading and generalized nash equilibrium in combined heat and power market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3378-3387.
- [3] MUÑOZ-DELGADO G, CONTRERAS J, ARROYO J M, et al. Integrated transmission and distribution system expansion planning under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5): 4113-4125.
- [4] 张伟晨,熊永新,李程昊,等.基于改进 VDCOL 的多馈入直流系统连续换相失败抑制及协调恢复[J].电力系统保护与控制,2020,48(13):63-72.
ZHANG Weichen, XIONG Yongxin, LI Chenghao, et al. Continuous commutation failure suppression and coordinated recovery of multi-infeed DC system based on improved VDCOL[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(13): 63-72.
- [5] 李欣悦,李凤婷,尹纯亚,等.直流双极闭锁故障下送端系统暂态过电压计算方法[J].电力系统保护与控制,2021,49(1):1-8.
LI Xinyue, LI Fengting, YIN Chunya, et al. Transient overvoltage calculation method of HVDC sending-end system under DC bipolar blocking[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 1-8.
- [6] MING Hao, XIA Bainan, LEE K Y, 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.
- [7] CHEN J J, QI B X, PENG K, et al. Conditional value-at-credibility for random fuzzy wind power in demand response integrated multi-period economic emission dispatch[J]. Applied Energy, 2020, 261.

- [8] 陈磊, 何慧雯, 王磊, 等. 基于限流器与断路器协调的混合直流输电系统故障隔离方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 119-127.
CHEN Lei, HE Huiwen, WANG Lei, et al. Fault isolation method of a hybrid HVDC system based on the coordination of a fault current limiter and a DC circuit breaker[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 119-127.
- [9] YANG P, YU M, WU Q, et al. Decentralized bidirectional voltage supporting control for multi-mode hybrid AC/DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 11(3): 2615-2626.
- [10] 李军徽, 冯喜超, 严干贵, 等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 163-170.
LI Junhui, FENG Xichao, YAN Gangui, et al. Survey on frequency regulation technology in high wind penetration power system[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 163-170.
- [11] 孙立明, 杨博. 蓄电池/超导混合储能系统非线性鲁棒分数阶控制[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(22): 76-83.
SUN Liming, YANG Bo. Nonlinear robust fractional-order control of battery/SMES hybrid energy storage systems[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(22): 76-83.
- [12] 陈丽霞, 周云, 方陈, 等. 考虑碳交易的发电商和电力用户竞价博弈[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(10): 66-72.
CHEN Lixia, ZHOU Yun, FANG Chen, et al. Bidding game between power generation companies and consumers considering carbon trade[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2019, 31(10): 66-72.
- [13] 娄素华, 吕梦璇, 王永灿, 等. 考虑投资风险的含风电系统电源投资扩展规划研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(7): 1944-1956.
LOU Suhua, LÜ Mengxuan, WANG Yongcan, et al. Generation investment expansion planning for wind power accommodation considering investment risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(7): 1944-1956.
- [14] 卢志鹏. 电力建设工程投资风险分析及评价[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.
LU Zhipeng. Investment risk analysis and evaluation of electric power construction project[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [15] 刘旭娜, 魏俊, 张文涛, 等. 基于信息熵和模糊分析法的配电网投资效益评估及决策[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 48-56.
LIU Xuna, WEI Jun, ZHANG Wentao, et al. Investment benefits evaluation and decision for distribution network based on information entropy and fuzzy analysis method[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 48-56.
- [16] 曾鸣, 李晨, 刘超, 等. 考虑电价补贴政策的风电投资决策模型与分析[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(23): 17-23, 86.
ZENG Ming, LI Chen, LIU Chao, et al. Wind power investment decision-making model and policy analysis considering the electricity price subsidies of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(23): 17-23, 86.
- [17] 袁德, 李宜君, 董全学, 等. 基于 Black-Scholes RO 定价模型的发电商投资决策分析[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(12): 17-20.
YUAN De, LI Yijun, DONG Quanxue, et al. The generation investment decision based on the Black-Scholes real option pricing model[J]. Power System Protection and Control, 2008, 36(12): 17-20.
- [18] 冯长有, 王锡凡. 电力市场环境发电机组检修规划研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(13): 138-147.
FENG Changyou, WANG Xifan. Review of unit maintenance scheduling in market environment[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(13): 138-147.
- [19] RENANI Y K, EHSAN M, SHAHIDEHPOUR M. Optimal transactive market operations with distribution system operators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 9(6): 6692-6701.
- [20] PJM. Formula rates[EB/OL]. [2020-10-27]. <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/trans-service/jan-to-dec/2021/atsi/2021-pttr.ashx/>.
- [21] 黄悦华, 王艺洁, 杨楠, 等. 基于演化博弈的用户综合用能行为决策方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(23): 21-29.
HUANG Yuehua, WANG Yijie, YANG Nan, et al. Research on a decision method of a user comprehensive energy use behavior based on an evolutionary game[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(23): 21-29.
- [22] 杨楠, 董邦天, 黄禹, 等. 考虑不确定性和多主体博弈的增量配电网源网荷协同规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2689-2702.
YANG Nan, DONG Bangtian, HUANG Yu, et al. Incremental distribution network source-load collaborative planning method considering uncertainty and multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2689-2702.
- [23] PJM. AMPT projected transmission revenue requirement [EB/OL]. [2019-11-21/2020-08-16]. <http://www.pjm.com/-/media/markets-ops/trans-service/jan-to-dec/2020/ampt/ampt-2020-projected-transmission-revenue-requirement.ashx>.

收稿日期: 2021-08-03; 修回日期: 2021-10-13

作者简介:

杨楠(1987—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制、电力系统规划, 电力系统的机组组合问题, 主动配电网, 人工智能技术. E-mail: ynyyayy@ctgu.edu.cn

(编辑 魏小丽)