



计及源荷不确定性的社区综合能源系统多主体混合博弈优化运行

王成江 徐晓锐 袁小红 魏诗蒙

Optimization Operation of Multi-agent Mixed Game in Community Comprehensive Energy System Considering Source-load Uncertainty

WANG Chengjiang, XU Xiaorui, YUAN Xiaohong, WEI Shimeng

引用本文:

王成江, 徐晓锐, 袁小红, 等. 计及源荷不确定性的社区综合能源系统多主体混合博弈优化运行[J]. *现代电力*, 2025, 42(6): 1318–1328. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0292

WANG Chengjiang, XU Xiaorui, YUAN Xiaohong, et al. Optimization Operation of Multi-agent Mixed Game in Community Comprehensive Energy System Considering Source-load Uncertainty[J]. *Modern Electric Power*, 2025, 42(6): 1318–1328. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0292

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0292>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

考虑源荷双重不确定性的电气互联综合能源系统分布鲁棒优化调度

Robust Optimal Scheduling of Power-Gas Interconnected Integrated Energy System with Double Uncertainty of Source and Load
现代电力. 2019, 36(6): 52–60 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I6/52>

考虑不确定性的区域能源互联网源荷储协调优化

Generation-load-storage Coordinated Optimization for Regional Energy Internet Considering Uncertainties
现代电力. 2019, 36(3): 11–18 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I3/11>

考虑碳捕集和风电出力不确定性和电热联合系统多阶段鲁棒优化的低碳调度

Multi-stage Low Carbon Robust Dispatch of Integrated Electricity and Heat System Considering Carbon Capture and Wind Power Uncertainty
现代电力. 2023, 40(3): 363–371 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0339>

考虑不确定性价格型需求响应的多源微网运行优化

Multi-source Micro-grid Operation Optimization Considering Uncertain Electricity Price Demand Response
现代电力. 2020, 37(4): 425–432 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2019.0412>

不确定性环境下的孤岛型微电网鲁棒优化算法

Robust Optimization Algorithm for Islanded Microgrid in Uncertain Environment
现代电力. 2021, 38(2): 147–155 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0344>

基于库存理论考虑局部不确定性的互联微电网分布式鲁棒调度

Distributed Robust Dispatch for Interconnected Microgrids Considering Local Uncertainty based on Inventory Theory
现代电力. 2020, 37(1): 19–26 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2019.0121>

计及源荷不确定性的社区综合能源系统多主体混合博弈优化运行

王成江, 徐晓锐, 袁小红, 魏诗蒙

(三峡大学 电气与新能源学院, 湖北省 宜昌市 443002)

Optimization Operation of Multi-agent Mixed Game in Community Comprehensive Energy System Considering Source-load Uncertainty

WANG Chengjiang, XU Xiaorui, YUAN Xiaohong, WEI Shimeng

(School of Electrical and New Energy, Three Gorges University, Yichang443002, Hubei Province, China)

摘要: 为进一步探究源荷不确定下含产消者的社区综合能源系统多主体间的功率交互与利益分配, 提出了计及源荷不确定性的社区综合能源系统多主体混合博弈优化运行模型。首先搭建能源服务商为上层领导者, 用户联盟为下层跟随者的双层混合博弈框架。其次以成本最小化为目标构建上下层优化模型, 其中上层服务商通过制定能源价格引导下层联盟合理用能, 下层联盟通过合作博弈对上层服务商决策进行响应, 且为保证联盟中各主体间效益的合理分配, 基于纳什谈判理论将下层联盟优化模型分解为联盟成本最小化与联盟电能交易支付两个子问题。然后考虑上层源荷不确定性构建三阶段鲁棒优化模型, 利用 KKT 条件将模型中双层博弈问题转化为单层线性化问题。最后使用列与约束生成算法结合交替方向乘法对模型进行求解。算例结果证明所提构建模型能有效应对上层源荷不确定性风险, 在协调各方运行优化的同时实现了联盟效益的合理分配与社区总成本的降低。

关键词: 产消者; 源荷不确定性; 混合博弈; 纳什谈判; 三阶段鲁棒优化

Abstract: To further investigate power interaction and benefit allocation among multiple agents in a community integrated energy system with producers and consumers under source-load uncertainty, in this paper we propose a two-layer mixed game optimization operation model for the community integrated energy system, with a source load uncertainty taken into account. The first step involves establishing a two-layer hybrid game framework, with energy service providers as upper level leaders and user alliances as lower level followers. Secondly, an

upper and lower level optimization model is constructed with the goal of minimizing costs. The upper level service provider guides the lower level alliance to use energy reasonably by setting energy prices, while the lower level alliance responds to the decisions of the upper level service provider through cooperative games. To ensure the reasonable allocation of benefits among various entities in the alliance, based on Nash negotiation theory, the lower level alliance optimization model is decomposed into two sub problems: alliance cost minimization and alliance energy transaction payment. Subsequently, a three-stage robust optimization model is constructed considering the uncertainty of the upper source load, and the KKT condition is utilized to transform the two-layer game problem within the model into a single-layer linearization problem. Finally, the model is solved using the column and constraint generation algorithm combined with the alternating direction multiplier method. The calculation results demonstrate that the model constructed in this paper can effectively address the uncertainty risk of upper level source loads, while achieving a reasonable allocation of alliance benefits and reduction of total community costs, as well as coordinating and optimizing the operation of all parties involved.

Keywords: producer consumer; source-load uncertainty; mixed game; Nash negotiation; three-stage robust optimization

DOI: [10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0292](https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0292)

0 引言

随着环境污染问题与化石能源枯竭问题愈发严峻。降低一次能源使用率与促进能源结构转型

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51807110)。

Project Supported by the National Natural Science Foundation of China (51807110) .

已经迫在眉睫^[1]。社区综合能源系统通过耦合多种能源设备，强化了多能经济互补，实现了能量的梯级利用，保障了社区内部经济环保用能^[2]。且近年来随着光伏产消者用户在居民社区的参与度不断提高，光伏消纳与用户用能得到了进一步优化^[3-4]。含产消者的社区综合能源系统日益受到业内学者广泛关注。

目前国内外对含产消者系统的优化调度已进行了大量研究。文献 [5] 提出了含多个产消者的能源社区能量管理模型，在统筹协调产消者资源的同时，降低了能源社区用电成本。文献 [6] 基于实时电价构建了产消者多阶段综合响应模型，实现了产消者用户削峰填谷并显著提高了供电收益。文献 [7] 引入虚拟电厂整合系统中的产消者，以最大化效益为目标参与日前优化调度。但上述文献只考虑了计及产消者系统的整体效益优化问题，忽略了社区内含产消者的多主体交互关系。

博弈论具有描述多主体之间复杂的交互行为与解决多主体利益冲突的能力^[8]。文献 [9] 针对含产消者的多利益主体参与配电网的协同调度问题构建了多主体动态博弈模型，实现了多主体利益的改善与社会总效益的提升。文献 [10-12] 基于主从博弈将产消者与服务商/负荷聚合商作为不同的利益主体，在充分发挥双方调度能力的同时，有效提升了主从双方的效益。文献 [13-14] 基于合作博弈构建了多个产消者组成的合作联盟实现了产消者用户之间的能源共享，提高了产消者参与市场交易的经济性。文献 [15] 按照点对点交易效益受损值来量化产消者对联盟社会福利的贡献，实现合作剩余的公平分配，有利于维持联盟稳定性。但上述文献大多只考虑到了产消者与系统各主体间单一的主从博弈或合作博弈，对于混合博弈下的社区各主体间的关系认识有待进一步加深；同时也较少考虑到源荷不确定性对社区综合能源系统的影响。

解决系统不确定性常用的优化方法主要有随机优化与鲁棒优化两种，但是仍然分别存在实际概率分布难以获得与决策结果过为保守的缺点^[16-17]。分布鲁棒优化方法通过找寻最恶劣场景概率分布下的最优解，文献 [18-19] 表明分布鲁棒优化能够兼具随机优化与鲁棒优化的优点，达到保守性与经济性的均衡，但上述文献只考虑了场景概率分布的不确定性，未曾考虑场景源荷出力的不确定

性，对系统源荷不确定性的把控较低。文献 [20-21] 将随机优化的思想融入到鲁棒优化当中，并考虑了场景概率的不确定性构建了三阶段鲁棒优化模型，更加全面地考虑了系统不确定性的影响，本文不确定性处理方法属于三阶段鲁棒优化领域。

因此，本文提出了计及源荷不确定性的社区综合能源系统多主体混合博弈优化模型。首先以成本最小化为目标搭建能源服务商为上层领导者，用户联盟为下层跟随者的多主体混合博弈优化模型，且为了实现联盟效益的合理分配，基于纳什谈判理论将下层联盟优化模型分解为联盟成本最小化和联盟电能交易支付两个子问题^[22]；其次考虑上层能源服务商的源荷不确定性，构建三阶段鲁棒优化模型，第一阶段为上下层主从博弈求解，采用 KKT 条件将下层跟随者社区用户联盟模型转化为上层约束条件^[23]，从而将双层博弈问题转化为单层线性化问题，第二阶段为求解上层最恶劣源荷场景概率分布，第三阶段为求解上层最恶劣源荷场景；最后使用列和约束生成 (column and constraint generation, C&CG) 算法结合交替方向乘子法 (alternating direction multiplier method, ADMM) 对本文模型进行求解。

1 社区综合能源系统

1.1 交易主体数学模型架构

如图 1 所示社区综合能源系统由能源服务商 (energy service provider, SP)、产消者用户聚合商 (energy prosumer aggregator, PA) 以及普通用户聚合商 (load aggregator, LA) 3 个主体构成。能源服务商中有供能设备热电机组 (combined heat and power, CHP)、燃气锅炉 (gas boiler, GB)、光伏发电 (photovoltaic, PV)、电/热储能 (electric energy storage, thermal energy storage, EES/TES) 以及厂用负荷；产消者用户聚合商则由光伏发电、电储能以及用能负荷构成；普通用户聚合商由电负荷与热负荷构成。

1.2 社区混合博弈框架

PA 配备有光伏发电与电储能装置，同时具有生产者与消费者的属性，因此 PA 与 LA 可通过合作进行内部电能交易而形成联盟。故而本文以 SP 为上层领导者，社区用户联盟为下层跟随者，构建了上下层为主从博弈，下层为合作博弈的混合博弈模型，其博弈框架如图 2 所示。

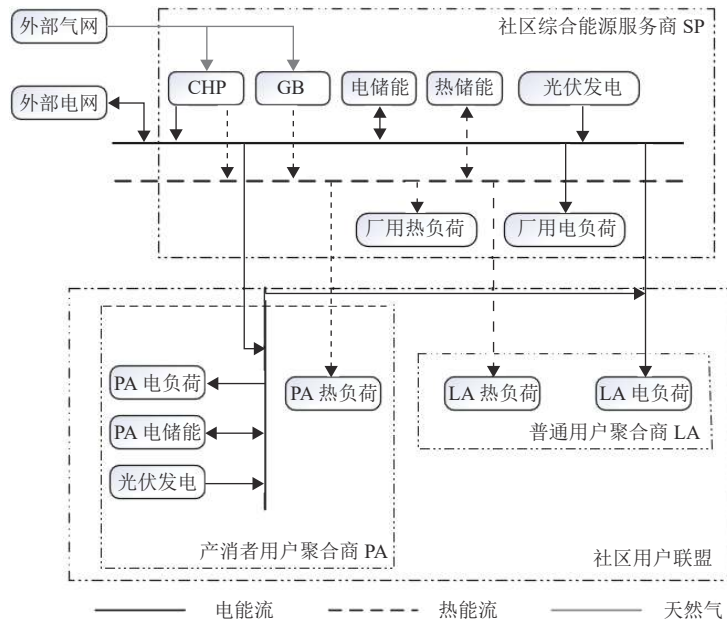


图 1 社区综合能源系统架构

Fig. 1 Community integrated energy system architecture

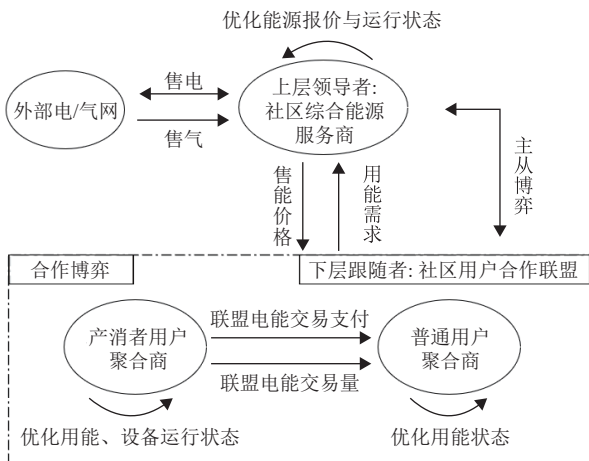


图 2 系统各主体博弈框架

Fig. 2 Game framework of various parties in the system

为保证社区联盟合作效益的合理分配，基于纳什谈判理论将联盟合作博弈问题分解为联盟成本最小化与联盟电能交易支付两个问题。其中上层领导者 SP 以最小化成本为目标向用户联盟制定售能价格，由此下层联盟以成本最小化为目标，通过合作博弈对上层领导者决策进行响应，优化联盟内各用户主体的用能状态、设备运行状态以及联盟内主体间的电能交易量，向上层领导者 SP 上报用能需求。领导者 SP 根据联盟上报的用能需求，优化自身运行状态，并重新制定售能价格。当上下层都无法通过改变自身决策变量来降低成本时，主从博弈达到均衡状态。

最后基于主从博弈均衡得到的联盟最小成本与联盟最优电能交易量，采用 ADMM 求解联盟合作博弈的电能交易支付问题，实现联盟效益的合理分配。

2 社区各主体决策模型构建

2.1 能源服务商决策模型

社区综合能源服务商 SP 制定能源售价，通过向用户联盟售能来获得收益，为追求自身成本 F_{SP} 最小化，其决策模型为

$$\min F_{SP} = C_{SP}^{s1} - C_{SP}^{s2} + C_{SP}^{gb} + C_{SP}^{op} \quad (1)$$

式中： C_{SP}^{s1} 、 C_{SP}^{s2} 分别为 SP 对外部电网交互电功率成本与对联盟的售能收益； C_{SP}^{gb} 、 C_{SP}^{op} 分别为综合能源服务商的购气成本以及运维成本。

$$\begin{cases} C_{SP}^{s1} = \sum_{t=1}^T (c_{grid,t}^{es} P_{SP,t}^{eb} - c_{grid,t}^{eb} P_{SP,t}^{es}) \\ C_{SP}^{s2} = \sum_{t=1}^T (c_{SP,t}^{es} P_{LM,t}^{eb} + c_{SP,t}^{hs} P_{LM,t}^{hb}) \\ C_{SP}^{gb} = \sum_{t=1}^T (c_{grid,t}^{gs} P_{SP,t}^{gb}) \\ C_{SP}^{op} = \sum_{t=1}^T \sum_m c_m P_{SP,t}^m \end{cases} \quad (2)$$

式中： T 为系统调度周期 24 h； $P_{SP,t}^{eb}$ 、 $P_{SP,t}^{es}$ 分别

为 t 时刻 SP 从外部电网交互的购售电功率； $c_{\text{grid},t}^{\text{eb}}$ 、 $c_{\text{grid},t}^{\text{es}}$ 分别为 t 时刻外部网络的购/售电价； $P_{\text{LM},t}^{\text{eb}}$ 、 $P_{\text{LM},t}^{\text{hb}}$ 分别为 t 时刻 SP 销售给社区用户联盟的电热功率； $c_{\text{SP},t}^{\text{es}}$ 、 $c_{\text{SP},t}^{\text{hs}}$ 分别为 t 时刻 SP 制定的电热价； $P_{\text{SP},t}^{\text{gb}}$ 、 $c_{\text{grid},t}^{\text{gs}}$ 为 t 时刻 SP 从外部气网购买的气功率与外部网络的售气价； $m \in \{\text{CHP}、\text{GB}、\text{EES}、\text{TES}\}$ ， c_m 、 $P_{\text{SP},t}^m$ 分别为 m 中各机组的单位运维成本以及 t 时刻 SP 中各机组出力功率。

1) 机组约束。

①CHP 约束。

$$\begin{cases} P_{\text{SP},t}^{\text{CHP}} = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{CHP},t}^{\text{gas}} \\ P_{\text{SP},t}^{\text{h}} = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{CHP},t}^{\text{gas}} \\ 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{CHP}} \leq P_{\text{SP},t}^{\text{CHP,max}} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $P_{\text{CHP},t}^{\text{gas}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{CHP}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{h}}$ 为 t 时刻输入到热电机组的天然气功率以及热电机组输出的电热功率； $P_{\text{SP},t}^{\text{CHP,max}}$ 为 t 时刻 CHP 的最大输出电功率； η_{CHP}^e 、 η_{CHP}^h 分别为热电机组的电热转化系数。

②GB 约束。

$$\begin{cases} P_{\text{SP},t}^{\text{GB}} = \eta_{\text{GB}}^h P_{\text{GB},t}^{\text{gas}} \\ 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{GB}} \leq P_{\text{SP},t}^{\text{GB,max}} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $P_{\text{GB},t}^{\text{gas}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{GB}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{GB,max}}$ 分别为 t 时刻 GB 输入气功率、输出热功率与最大输出热功率； η_{GB}^h 为 GB 热转化系数。

③储能约束。

$$\begin{cases} S_{\text{SP},t}^{\text{ees}} = S_{\text{SP},t-1}^{\text{ees}} + P_{\text{SP},t}^{\text{ch}} \eta_{\text{ees}}^{\text{ch}} - P_{\text{SP},t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{ees}}^{\text{dis}} \\ S_{\text{SP},0}^{\text{ees}} = S_{\text{SP},T}^{\text{ees}} \\ 0 \leq S_{\text{SP},t}^{\text{ees}} \leq S_{\text{SP},t}^{\text{ees,max}} \\ 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{ch}} \leq \xi_{\text{ees},t}^{\text{ch}} P_{\text{SP},t}^{\text{ch,max}} \\ 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{dis}} \leq (1 - \xi_{\text{ees},t}^{\text{ch}}) P_{\text{SP},t}^{\text{dis,max}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $S_{\text{SP},t}^{\text{ees}}$ 、 $S_{\text{SP},t-1}^{\text{ees}}$ 分别为 SP 中 t 时刻与 $t-1$ 时刻电储能容量； $P_{\text{SP},t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻 SP 电储能充放电功率； $\eta_{\text{ees}}^{\text{ch}}$ 、 $\eta_{\text{ees}}^{\text{dis}}$ 分别为充放电系数； $S_{\text{SP},0}^{\text{ees}}$ 、 $S_{\text{SP},T}^{\text{ees}}$ 、 $S_{\text{SP},t}^{\text{ees,max}}$ 分别为 SP 电储能始末时刻电储能容量与 t 时刻最大容量； $P_{\text{SP},t}^{\text{ch,max}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{dis,max}}$ 分别为 t 时刻最大充放电功率； $\xi_{\text{ees},t}^{\text{ch}}$ 为 t 时刻控制 SP 储能充电状态布尔变量。

热储能装置建模与电储能类似，本文不再赘述。

2) 功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{\text{SP},t}^{\text{eb}} + P_{\text{SP},t}^{\text{CHP}} + P_{\text{SP},t}^{\text{PV}} + P_{\text{SP},t}^{\text{dis}} \\ = P_{\text{SP},t}^{\text{el}} + P_{\text{LM},t}^{\text{eb}} + P_{\text{SP},t}^{\text{es}} + P_{\text{SP},t}^{\text{cha}} \\ P_{\text{SP},t}^{\text{CHP}} + P_{\text{SP},t}^{\text{GB}} + P_{\text{SP},t}^{\text{dis}} = P_{\text{LM},t}^{\text{hl}} + P_{\text{LM},t}^{\text{hb}} + P_{\text{SP},t}^{\text{cha}} \\ P_{\text{LM},t}^{\text{eb}} = P_{\text{SP},t}^{\text{PA}} + P_{\text{SP},t}^{\text{LA}}, P_{\text{LM},t}^{\text{hb}} = P_{\text{SP},t}^{\text{PA}} + P_{\text{SP},t}^{\text{LA}} \\ P_{\text{SP},t}^{\text{gb}} = P_{\text{CHP},t}^{\text{gas}} + P_{\text{GB},t}^{\text{gas}} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $P_{\text{SP},t}^{\text{PV}}$ 为 t 时刻 SP 的新能源光伏发电功率； $P_{\text{SP},t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻 SP 中热储能的充放热功率； $P_{\text{SP},t}^{\text{el}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{hl}}$ 分别为 t 时刻 SP 中的厂用电热负荷； $P_{\text{SP},t}^{\text{PA}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{LA}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{PA}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{LA}}$ 分别为 t 时刻 SP 向联盟中 PA、LA 出售的电热功率。

3) 服务商定价约束。

为了保证 SP 电热价竞争力，定价需满足约束

$$\begin{cases} c_{\text{grid},t}^{\text{eb}} \leq c_{\text{SP},t}^{\text{es}} \leq c_{\text{grid},t}^{\text{es}} \\ c_{\text{SP},t}^{\text{hs,min}} \leq c_{\text{SP},t}^{\text{hs}} \leq c_{\text{SP},t}^{\text{hs,max}} \end{cases} \quad (7)$$

式中： $c_{\text{SP},t}^{\text{hs,max}}$ 、 $c_{\text{SP},t}^{\text{hs,max}}$ 分别为 t 时刻 SP 售热价格上下限。

4) 交易功率约束。

SP 与外部电网之间的交互功率应满足

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{es}} \leq \xi_{\text{SP},t}^{\text{es}} P_{\text{SP},t}^{\text{es,max}} \\ 0 \leq P_{\text{SP},t}^{\text{eb}} \leq (1 - \xi_{\text{SP},t}^{\text{es}}) P_{\text{SP},t}^{\text{eb,max}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $P_{\text{SP},t}^{\text{es,max}}$ 、 $P_{\text{SP},t}^{\text{eb,max}}$ 分别为 t 时刻 SP 与外部电网之间的售购电功率的上限； $\xi_{\text{SP},t}^{\text{es}}$ 为 t 时刻控制 SP 向外电网售能状态的布尔变量。

2.2 产消者用户聚合商决策模型

联盟中 PA 以自身成本最小化为目标，其决策模型 F_{PA} 构建如下

$$\min F_{\text{PA}} = -C^{\text{LM}} + C^{\text{DR}}_{\text{PA}} + C^{\text{op}}_{\text{PA}} + C^{\text{buy}}_{\text{PA}} \quad (9)$$

式中： C^{LM} 、 $C^{\text{DR}}_{\text{PA}}$ 、 $C^{\text{op}}_{\text{PA}}$ 、 $C^{\text{buy}}_{\text{PA}}$ 分别为联盟交易成本、需求响应成本、运维成本以及购能成本。

$$\begin{cases} C^{\text{LM}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{LM},t}^{\text{es}} P_{\text{e},t}^{\text{LM}} \\ C^{\text{DR}}_{\text{PA}} = \sum_{t=1}^T (c_k^{\text{SL}} (P_{\text{PA},t}^{\text{k,in}} + P_{\text{PA},t}^{\text{k,out}}) + c_k^{\text{IL}} P_{\text{PA},t}^{\text{k,IL}}) \\ C^{\text{op}}_{\text{PA}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{EES}} (P_{\text{PA},t}^{\text{dis}} + P_{\text{PA},t}^{\text{cha}}) \\ C^{\text{buy}}_{\text{PA}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{SP},t}^{\text{es}} P_{\text{SP},t}^{\text{PA}} + c_{\text{SP},t}^{\text{hs}} P_{\text{SP},t}^{\text{PA}}) \end{cases} \quad (10)$$

式中： $c_{\text{LM},t}^{\text{es}}$ 为 t 时刻联盟内部 PA 向 LA 的交易电

价； $P_{e,t}^{LM}$ 为 t 时刻联盟中各用户主体间的交易电量； $k \in \{e, h\}$ ， c_k^{SL} 、 c_k^{IL} 分别为转移、削减负荷的需求响应成本系数； $P_{PA,t}^{k,in}$ 、 $P_{PA,t}^{k,out}$ 、 $P_{PA,t}^{k,IL}$ 分别为 t 时刻PA的转入、转出与削减负荷； $P_{PA,t}^{cha}$ 、 $P_{PA,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻PA电储能的充放电功率

1) 机组约束。

$$\begin{cases} S_{PA,t}^{ees} = S_{PA,t}^{ees} + P_{PA,e,t}^{ch} \eta_{ees}^{ch} - P_{PA,e,t}^{dis} / \eta_{ees}^{dis} \\ 0 \leq S_{PA,t}^{ees} \leq S_{PA,t}^{ees,max} \\ S_{PA,0}^{ees} = S_{PA,T}^{ees} \\ 0 \leq P_{PA,e,t}^{ch} \leq P_{e,t}^{ch,max} \\ 0 \leq P_{PA,e,t}^{dis} \leq P_{e,t}^{dis,max} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $S_{PA,t}^{ees}$ 、 $S_{PA,t-1}^{ees}$ 分别为PA中 t 时刻与 $t-1$ 时刻电储能容量； $S_{PA,0}^{ees}$ 、 $S_{PA,T}^{ees}$ 、 $S_{PA,t}^{ees,max}$ 分别为PA始末时刻电储能容量与 t 时刻电储能最大容量。

2) 需求响应约束。

综合需求响应通过调整电价或激励来合理引导用户用能，加强供需之间的耦合，实现系统的多能互补和系统经济运行。PA电热需求响应约束为

$$\begin{cases} P_{PA,t}^{k,L} = P_{PA,t}^{k,L0} + P_{PA,t}^{k,in} - P_{PA,t}^{k,out} - P_{PA,t}^{k,IL} \\ \sum_{t=1}^T P_{PA,t}^{k,in} = \sum_{t=1}^T P_{PA,t}^{k,out} \\ 0 \leq P_{PA,t}^{k,in} \leq P_{PA,t}^{k,in,max} \\ 0 \leq P_{PA,t}^{k,out} \leq P_{PA,t}^{k,out,max} \\ 0 \leq P_{PA,t}^{k,IL} \leq P_{PA,t}^{k,ILout} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $P_{PA,t}^{k,L0}$ 、 $P_{PA,t}^{k,L}$ 为 t 时刻PA需求响应前后的电热负荷； $P_{PA,t}^{k,in,max}$ 、 $P_{PA,t}^{k,out,max}$ 、 $P_{PA,t}^{k,IL,max}$ 分别为 t 时刻PA转入转出与削减电热负荷上限。

3) 功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{SP,e,t}^{PA} + P_{PA,t}^{PV} + P_{PA,e,t}^{dis} = P_{PA,t}^{e,L} + P_{e,t}^{LM} + P_{PA,e,t}^{cha} \\ P_{SP,h,t}^{PA} = P_{PA,t}^{h,L} \end{cases} \quad (13)$$

式中 $P_{PA,t}^{PV}$ 为 t 时刻PA中的光伏发电量。

4) 交易功率约束。

由于系统中PA与SP、LA之间的能源交易需要保证在一定范围之内，需满足

$$\begin{cases} 0 \leq P_{SP,e,t}^{PA} \leq P_{SP,e,t}^{PA,max} \\ 0 \leq P_{SP,h,t}^{PA} \leq P_{SP,h,t}^{PA,max} \\ 0 \leq P_{e,t}^{LM} \leq P_{e,t}^{LM,max} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $P_{SP,e,t}^{PA,max}$ 、 $P_{SP,h,t}^{PA,max}$ 为 t 时刻SP向PA销售电

热功率的上限； $P_{e,t}^{LM,max}$ 分别为 t 时刻联盟中各用户主体间的最大电能交易量。

2.3 用户聚合商决策模型

决定LA成本的因素有购能成本 C_{LA}^{buy} 、需求响应成本 C_{LA}^{DR} 以及联盟交易成本 C^{LM} ，其决策模型为

$$\min F_{LA} = C_{LA}^{buy} + C_{LA}^{DR} + C^{LM} \quad (15)$$

$$\begin{cases} C_{LA}^{buy} = \sum_{t=1}^T (c_{e,t}^{SP} P_{SP,e,t}^{LA} + c_{h,t}^{SP} P_{SP,h,t}^{LA}) \\ C_{LA}^{DR} = \sum_{t=1}^T (c_k^{SL} (P_{LA,t}^{k,in} + P_{LA,t}^{k,out}) + c_k^{IL} P_{LA,t}^{k,IL}) \end{cases} \quad (16)$$

式中 $P_{LA,t}^{k,in}$ 、 $P_{LA,t}^{k,out}$ 、 $P_{LA,t}^{k,IL}$ 分别为 t 时刻LA中转入、转出与中断电热负荷功率。

1) 需求响应约束，与PA需求响应模型构建类似，本文不再赘述。

2) 交易功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{SP,e,t}^{LA} \leq P_{SP,e,t}^{LA,max} \\ 0 \leq P_{SP,h,t}^{LA} \leq P_{SP,h,t}^{LA,max} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{SP,e,t}^{LA,max}$ 、 $P_{SP,h,t}^{LA,max}$ 分别为 t 时刻SP向LA销售电热功率上限。

3) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{SP,e,t}^{LA} + P_{e,t}^{LM} = P_{LA,t}^{e,L} \\ P_{SP,h,t}^{LA} = P_{LA,t}^{h,L} \end{cases} \quad (18)$$

式中 $P_{LA,t}^{e,L}$ 、 $P_{LA,t}^{h,L}$ 分别为LA参与需求响应后的电热负荷功率。

2.4 社区用户联盟纳什谈判模型

社区用户联盟以自身成本最小化为目标对上层领导者SP的决策进行响应，但联盟中的PA与LA隶属于不同的利益主体，为保证合作后联盟中各用户主体效益不会受损，本文基于纳什谈判理论建立用户之间的合作收益分配问题^[15]。

$$\begin{cases} \max \prod_n (F_n^0 - F_n) \\ F_n^0 \geq F_n \end{cases} \quad (19)$$

式中： $n \in \{PA, LA\}$ ， F_n^0 为未合作时PA、LA的最小成本，即为纳什谈判破裂点，由于式(19)是个非凸非线性问题较难求解，因此本文将式(19)等效分解为社区用户联盟成本最小化与联盟电能交易支付两个子问题^[20]。

子问题 1：社区用户联盟成本最小化

$$\begin{cases} \min U_{PA} + U_{LA} \\ \text{s.t. } U_{PA} = C_{PA}^{\text{buy}} + C_{PA}^{\text{op}} + C_{PA}^{\text{DR}} \\ U_{LA} = C_{LA}^{\text{buy}} + C_{LA}^{\text{DR}} \\ \text{式(10)–(14)、(16)–(18)} \end{cases} \quad (20)$$

式中： U_{PA} 、 U_{LA} 分别为不考虑联盟交易成本下 PA、LA 的最低成本，这是由于联盟中 PA 与 LA 的电能交易额在叠加时相互抵消，无法确定产消者聚合商的售电价，故而在主从博弈均衡后还需求解子问题 2 确定联盟内部交易电价。

子问题 2：联盟电能交易支付

$$\begin{cases} \min - \sum_n \left[\ln \left(F_n^0 - U_n^* - \sum_{t=1}^T C_{LM,t}^{\text{es}} P_{e,t}^{\text{LM}*} \right) \right] \\ \text{s.t. } U_n^* + C_{LM,t}^{\text{es}} P_{e,t}^{\text{LM}*} \leq F_n^0 \\ 0 \leq C_{LM,t}^{\text{es}} \leq C_{SP,t}^{\text{es}} \end{cases} \quad (21)$$

式中： U_n^* 、 $P_{e,t}^{\text{LM}*}$ 为求解子问题 1 得到的最优解。

3 三阶段鲁棒优化模型

式 (1) 为确定性优化模型，未考虑到上层源荷的不确定性。本文采用综合范数约束的场景概率函数来刻画上层 SP 各源荷场景概率的不确定性。由于实际 SP 源荷场景概率很难获取，故而本文通过聚类方法生成 M 个场景，再进行削减至典型场景数量为 S ，得到初始典型离散场景概率集合 $\{p_s\}$ ，相关方法步骤与基于综合 1-范数与综合 ∞ -范数约束下的场景概率分布约束模型可参考文献 [18]，本文不再赘述。

上层 SP 各场景中源荷不确定性由多面体不确定性集 \mathbf{U} 表征。

$$\mathbf{U} = \begin{cases} u_t = \{P_{SP,t}^{\text{PV}}, P_{SP,t}^{\text{eL}}, P_{SP,t}^{\text{hL}}\} \\ u_t = u_t^* + \xi_{SP,t}^+ \Delta u_t - \xi_{SP,t}^- \Delta u_t \\ \xi_{SP,t}^+ + \xi_{SP,t}^- \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T (\xi_{SP,t}^+ + \xi_{SP,t}^-) \leq \Gamma \end{cases} \quad (22)$$

式中： u_t 、 u_t^* 分别为 t 时刻 SP 源荷实际功率与预测功率； Δu_t 为 t 时刻的最大允许偏差； $\xi_{SP,t}^+$ 、 $\xi_{SP,t}^-$ 分别为 t 时刻 SP 源荷取到最大偏差上下限的辅助布尔变量。 Γ 为不确定度预算用于控制鲁棒保守程度， Γ 越大鲁棒保守程度就越高。

因此在考虑上层领导者 SP 的源荷不确定性

后，则可构建系统三阶段鲁棒优化模型如式 (23) 所示，在 min+max-max-min 函数中，可分为 min、max、max-min 三个阶段。其中第一阶段 min 为上下层间的主从博弈，求解在上层最恶劣场景概率分布与最恶劣场景下 SP 分别与外部电网、用户联盟交互的最小成本；第二阶段 max 为求解上层最恶劣场景概率分布；第三阶段中 max-min 为求解使得 SP 的最小机组运行成本与购气成本之和最大的上层最恶劣场景。

$$\begin{cases} \min_{x,z,w \in V} C_{SP}^{s1} - C_{SP}^{s2} \max_{P_s \in \Omega} \max_{u \in U} \min_{y_s \in Y} \sum_{s=1}^S P_s (C_{SP,s}^{\text{gb}} + C_{SP,s}^{\text{op}}) \\ V = \begin{cases} x = \{C_{SP,t}^{\text{es}}, C_{SP,t}^{\text{hs}}, P_{SP,t}^{\text{eb}}, P_{SP,t}^{\text{es}}\} \\ z = \{P_{LM,t}^{\text{eb}}, P_{LM,t}^{\text{hb}}\}, \\ w = \{\xi_{ees,t}^{\text{ch}}, \xi_{tes,t}^{\text{ch}}, \xi_{SP,t}^{\text{es}}\} \\ \text{s.t. 式(5)(7)(8)} \end{cases} \\ Y = \begin{cases} y_s = \{P_{k,t,s}^{\text{CHP}}, P_{h,t,s}^{\text{GB}}, P_{SP,k,t,s}^{\text{dis}}, P_{SP,k,t,s}^{\text{ch}}\} \\ \text{s.t. 式(3)–(6)} \end{cases} \\ \{P_{LM,t}^{\text{eb}}, P_{LM,t}^{\text{hb}}\} = \underset{r \in R}{\operatorname{argmin}} (U_{PA} + U_{LA}) \\ R = \begin{cases} r = \begin{cases} P_{LM,t}^{\text{eb}}, P_{LM,t}^{\text{hb}}, P_{n,t}^{\text{k,IL}}, P_{n,t}^{\text{k,in}}, \\ P_{n,t}^{\text{k,out}}, P_{e,t}^{\text{LM}}, \\ S_{PA,t}^{\text{ees}}, P_{PA,t}^{\text{dis}}, P_{PA,t}^{\text{ch}} \end{cases} \\ \text{s.t. 式(11)–(14)、(17)–(18)} \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

式中： x 、 z 与 w 分别为第一阶段的连续决策变量与布尔决策变量集合； V 为其可行域； p_s 为场景 s 概率； Ω 为场景概率的可行域； y_s 为第三阶段在场景 s 下的连续决策变量集合； Y 为其可行域； r 为第一阶段下层联盟的连续决策变量集合； R 为其可行域。

4 模型求解

本文首先利用 CCG 算法求解三阶段鲁棒优化优化，并使用 KKT、大 M 法与对偶理论将模型中下层联盟模型转化为上层领导者 SP 的约束条件，得到子问题 1 的最优解。

其次，在得到子问题 1 最优解的基础上利用 ADMM 算法求解得到联盟中的电能交易支付，实现各用户主体间效益的合理分配。

详细求解流程见本文附录 A，篇幅原因本文将不再赘述。

5 算例分析

各场景下 SP 源荷的分布情况以及联盟光伏、负荷曲线见附录图 B1—B4，系统设备相关参数与外部电价见附录表 C1、C2，天然气网气价为 2.5 元/m³。聚类方法生成 SP 场景 $M=100$ ，削减典型 SP 场景数量为 $S=5$ ，初始场景概率集合 $\{p_{s0}\} = \{0.12, 0.38, 0.15, 0.13, 0.22\}$ ，在场景概率分布约束模型中，1-范数与 ∞ -范数置信度分别为 50% 和 99%；在 SP 源荷不确定集中，光伏不确定出力的最大偏差为预测出力的 15%，光伏的不确定度预算为 6；厂用负荷功率的最大偏差为预测功率的 10%，不确定度预算为 12。算例仿真通过 Matlab 使用 Yalmip 调用 Gurobi 求解器进行求解。

C&CG 算法最大迭代次数设置为 10，收敛精度为 10^{-4} ，算法的迭代收敛与售能价格结果分别如图 3—4 所示。

由图 3 可知，C&CG 算法迭代第 6 次收敛，

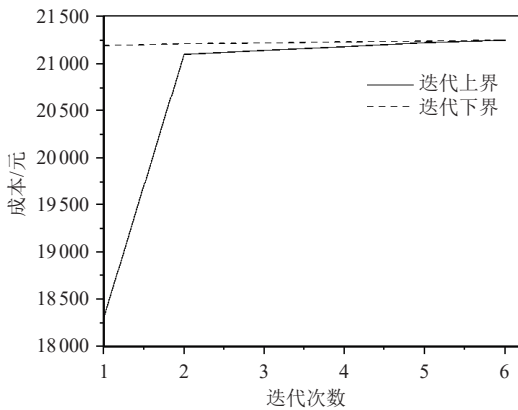


图 3 C&CG 迭代结果

Fig. 3 Iteration results of C&CG

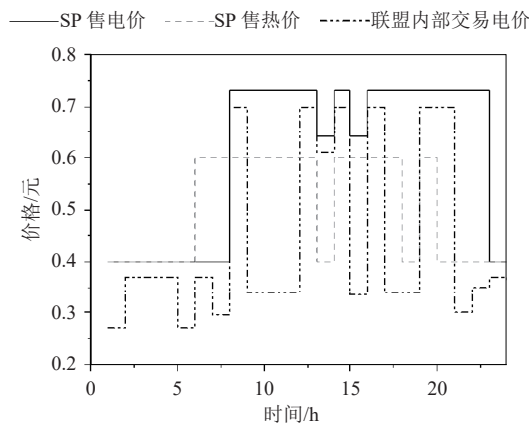


图 4 系统交易电价

Fig. 4 System transaction electricity price

表明了 C&CG 算法求解本文鲁棒模型具有很好的收敛性能，能完成对本文所提模型高效求解的需要。

5.1 不确定性分析

5.1.1 最恶劣场景概率分布分析

SP 最恶劣源荷场景概率分布如图 5 所示，场景 1、3 的实际概率分布值比预测值要高，场景 5 的实际概率分布值等于预测值，而场景 2、4 的实际概率分布值低于预测值。显然是由于场景 1、3 的实际概率上升会使得系统运行在更为保守的状态下；又由于总概率之和为 1，场景 5 的概率值没有发生变化，故场景 2、4 所下降的概率会由场景 1、3 来承担。

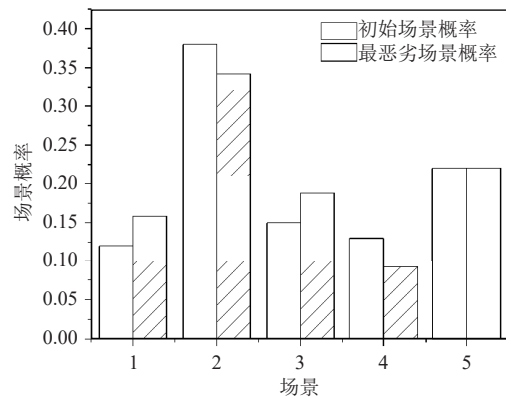


图 5 场景概率分布

Fig. 5 Scenario probability distribution

5.1.2 各场景源荷最恶劣情况分析

此外，由于每个场景都考虑了 SP 光伏发电和厂用负荷的不确定性影响，篇幅原因本文以场景 1 为例，其源荷三阶段鲁棒优化结果如图 6—8 所示。光伏出力的最劣值中出力的峰值时段分布在其鲁棒下界，而电热负荷的最劣值中功率的峰值时段分布在其鲁棒上界。显然，经过三阶段鲁棒优化后，实际光伏出力值的峰值时段比预测值

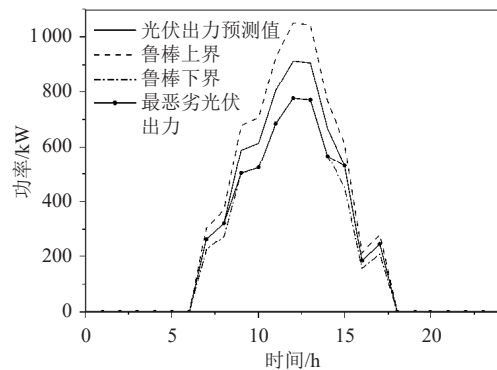


图 6 优化后 SP 光伏出力

Fig. 6 Optimized SP photovoltaic output

有所降低，实际厂用电热负荷值的峰值时段比预测值有所上升，这样会导致 SP 提高运行成本以抵抗光伏出力和电热负荷功率的不确定性影响。

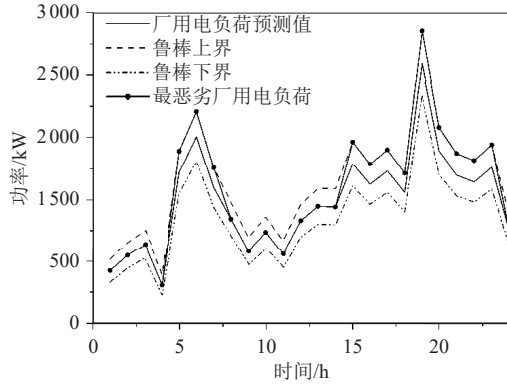


图 7 优化后 SP 厂用电负荷
Fig. 7 Optimized SP auxiliary power load

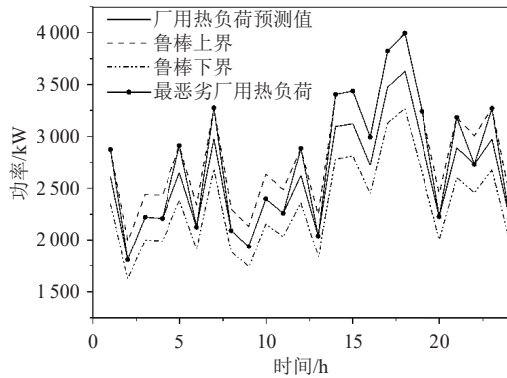


图 8 优化后 SP 厂用热负荷
Fig. 8 Optimized SP auxiliary thermal load

5.1.3 不确定性优化方法对比

为进一步证明本文三阶段鲁棒优化的优越性，本文参考文献 [17-18] 将本文提出的三阶段鲁棒优化方法分别与随机优化、鲁棒优化、分布鲁棒优化进行对比，结果如表 1 所示。

表 1 不确定性优化方法对比
Table 1 Comparison of uncertainty optimization methods

优化方法	PA最终成本/元	LA最终成本/元	SP成本/元
随机优化	11 231.20	14 653.10	19 202.38
鲁棒优化	13 998.89	17 508.20	22 159.50
分布鲁棒优化	12 320.30	15 823.56	20 785.68
三阶段鲁棒优化	13 070.74	16 518.22	21 255.35

由表 1 可知，各优化方法成本由高到低分别为鲁棒优化、三阶段鲁棒优化、分布鲁棒优化、随机优化。由于鲁棒优化方案考虑 SP 源荷最恶劣场景，调度方案过于保守从而导致社区各主体成本最高。随机优化假定的场景概率分布无法准

确描述 SP 实际不确定源荷的变化，应对不确定性能力较差，保守性最低。三阶段鲁棒优化相较于分布鲁棒优化额外考虑了各场景源荷出力不确定性对系统的影响，制定的优化方案较为保守，能够更好地应对源荷不确定性所带来风险，具有更强的不确定性适应能力。综上所述，三阶段鲁棒优化方法在有效应对源荷不确定性的同时，在经济性与保守性之间取得了较好的平衡。

5.2 博弈方案对比分析

方案 1：考虑上层源荷的不确定性，上层 SP 与下层用户为主从博弈，下层产消用户和普通用户不考虑合作；

方案 2：考虑上层源荷的不确定性，上层 SP 与下层用户为主从博弈，下层产消用户和普通用户考虑合作。

5.2.1 成本分析

对比表 2 中两种方案各主体成本可知，当下层产消用户和普通用户考虑合作交易时，社区 SP 成本上升，显然，下层各用户之间考虑电能交易后，会降低上层 SP 与下层联盟之间的电能交易，减小了下层联盟对上层 SP 的电能依赖，因此导致综合能源服务商 SP 的成本的提高，但此时下层用户联盟总成本得到改善，且总的社区成本得到改善。故本文考虑下层产消用户和普通用户合作交易更有利于提高整体的经济环境。此外方案一与方案二上下层热能交易值保持不变，这是因为联盟中只进行电能交易，下层联盟热能交易受上层领导者制定热价影响。

表 2 两种方案下各主体成本分析
Table 2 Cost analysis of each entity under two schemes

参数	方案1	方案2
上下层电能交易值/元	13 369.90	11 607.10
上下层热能交易值/元	15 967.30	15 967.30
上下层总交易值/元	29 337.20	27 574.4
SP成本/元	21 013.75	21 255.35
联盟总成本/元	31 368.31	29 603.85
社区总成本/元	52 382.06	50 859.20

表 3 为下层联盟各用户合作前后的成本对比情况。从中可以知道，产消用户和普通用户合作前的运行成本为 13 960.41 元和 17 407.90 元。经过用户间电能共享合作运行后，运行成本分别为 16 130.30 元和 13 473.55 元。显然产消用户的合作后运行成本比合作前有所提升，普通用户合作

后成本有所下降，产消用户的利益没有被兼顾。这是因为合作后成本是通过求解整体联盟成本最小化问题求解的，为了使得产消用户和普通用户合作后的成本都比合作前要有所下降，需要将各用户合作后提升的效益进行分配。通过子问题2，可以得到用户间的电能交易成本，经过计算可以得到产消用户和普通用户合作后的最终成本分别为13 070.74元和16 518.22元。最后，比较产消用户和普通用户合作前的运行成本和合作后的运行成本，产消用户和普通用户经过合作后效益分别提升了889.67元和889.68元，这表示下层用户之间以电能交易的方式参与合作运行能够使得每个用户参与合作后运行成本比合作前的运行成本要低，整个联盟的总成本也比合作前要低，实现了联盟效益的合理分配。

表3 联盟合作前后效益分析
Table 3 Analysis of benefits before and after alliance cooperation

联盟用户	PA	LA
合作前成本/元	13 960.41	17 407.90
合作后成本/元	16 130.30	13 473.55
联盟电能交易成本/元	-3 059.56	3 044.67
合作后最终成本/元	13 070.74	16 518.22
效益提升/元	889.67	889.68

5.2.2 调度分析

图9—12为方案二下即本文构建模型社区综合能源系统的能源优化结果。从图9中可知，综合能源服务商SP在01:00—07:00和23:00—24:00时段向上级电网购电，在12:00—14:00和20:00—22:00时段向上级电网售电，显然在上级电网电价谷时段购电，峰时段售电能降低SP的运行成本。

由图10易知社区综合能源系统中的热负荷，即SP厂用热负荷与用户联盟热负荷，主要由CHP与GB供给，且CHP供热占比较高，在6:00与19:00—22:00时热负荷完全由CHP供给，这是由于受到了CHP“以电定热”的约束，在此时段中CHP在发出所需电功率的同时，其发出的热功率完全能满足系统热负荷。

图11、12显示了联盟内PA与LA的电能优化调度。结果可知，在方案二中考虑产消用户和普通用户电能合作时，普通用户会降低与综合能源系统服务商的购电功率，会优先向产消用户购电，降低了对上层能源服务商的电能依赖，在

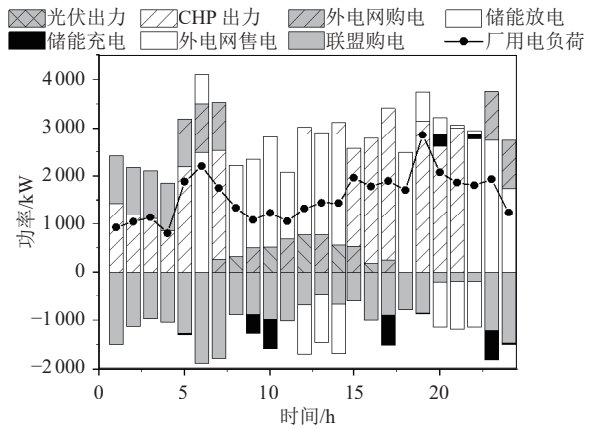


图9 方案二 SP 电调度情况

Fig. 9 SP power dispatch situation of scheme 2

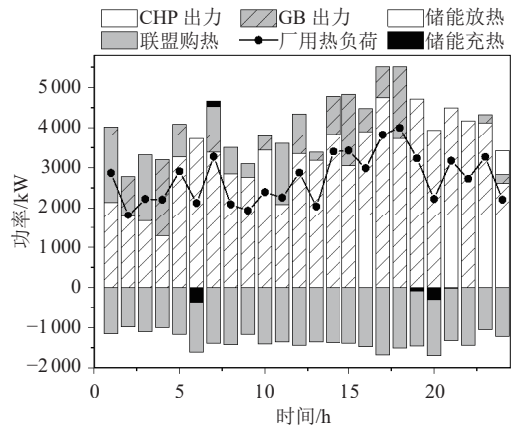


图10 方案二 SP 热调度情况

Fig. 10 SP thermal dispatching of scheme 2

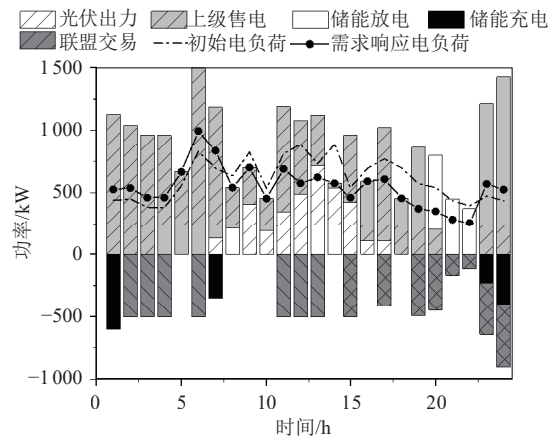


图11 方案二 PA 电调度情况

Fig. 11 PA power dispatching of scheme 2

02:00—04:00、6:00、11:00—13:00、15:00、17:00、19:00—24:00时段，普通用户与产消者均存在电能交易情况。

此外由于PA与LA参与了需求响应，充分发挥用户响应能力，结合前文图4可知用户电负

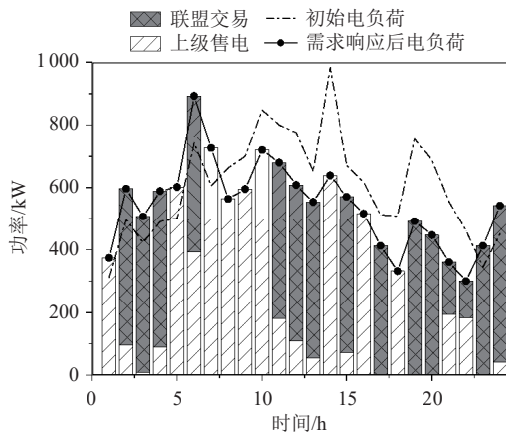


图 12 方案二 LA 电调度情况

Fig. 12 LA power dispatching of scheme 2

荷在高电价时段进行削减并向低电价时段转移,有效降低了供能压力与成本。

6 结论

1) 本文所构建的三阶段鲁棒优化模型寻找在最恶劣场景概率分布与对应最恶劣场景下的最优解,相比于分布鲁棒优化其具有更强的应对 SP 源荷不确定性风险的能力,相比于随机优化与鲁棒优化,其较好地在此经济性与保守性之间取得了平衡。

2) 本文所构建的社区混合博弈模型在协调各主体功率交互与利益分配的同时,实现了多方利益共赢与各方的经济运行调度。

从主从博弈角度上看,上层领导者通过制定售能价格,充分发挥社区用户响应能力,有效降低了上层领导者 SP 供能压力与社区各主体成本。从合作博弈角度上看,下层合作博弈通过纳什议价来实现联盟效益的合理分配,兼顾社区联盟整体利益与社区用户的个体利益的同时,降低了下层用户对于上层领导者的电能依赖。

(本刊附录请见网络版,印刷版略)

参考文献

- [1] 高虎. “双碳”目标下中国能源转型路径思考[J]. 国际石油经济, 2021, 29(03): 1-6.
GAO Hu. Thinking about China's energy transformation path under the "dual carbon" goal[J]. International Petroleum Economy, 2021, 29(03): 1-6(in Chinese).
- [2] 朱建全, 刘海欣, 叶汉芳, 等. 园区综合能源系统优化运行研究综述[J]. 高电压技术, 2022, 48(07): 2469-2482.
ZHU Jianquan, LIU Haixin, YE Hanfang, *et al.* Summary

of research on optimized operation of integrated energy systems in parks[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(07): 2469-2482(in Chinese).

- [3] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(09): 171-191.

ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, *et al.* Key technologies and development challenges for high proportion renewable energy power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(09): 171-191(in Chinese).

- [4] 孙大伟, 田蓓, 刘刚, 等. 考虑分布式光伏发电特性的 CHPV 组合优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(03): 102-107.

SUN Dawei, TIAN Bei, LIU Gang, *et al.* CHPV combinatorial optimization scheduling considering distributed photovoltaic generation characteristics[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2023, 35(03): 102-107(in Chinese).

- [5] 张虹, 闫贺, 申鑫, 等. 面向能源社区能量管理的配网产消者分布式优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4449-4459.

ZHANG Hong, YAN He, SHEN Xin, *et al.* Distributed optimal dispatching of distribution network producers and consumers for energy management in energy communities [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4449-4459 (in Chinese).

- [6] 李彪, 万灿, 赵健, 等. 基于实时电价的产消者综合响应模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(07): 81-88.

LI Biao, WAN Can, ZHAO Jian, *et al.* A comprehensive response model for producers and consumers based on real-time electricity prices[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(07): 81-88(in Chinese).

- [7] QIU J, ZHAO J, YANG H, *et al.* Optimal scheduling for prosumers incoupled transactive power and gas systems[J] IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1970-1980.

- [8] LI Wenjuan, LIU Yungang, LIANG Huijun, *et al.* A new distributed energy management strategy for smart grid with stochastic wind power[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021(68): 1311-1321.

- [9] 韩海腾, 魏恬恬, 周亦洲, 等. 考虑碳排放的含产消者多主体博弈协同调度策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4238-4248.

HAN Haiteng, WEI Tiantian, ZHOU Yizhou, *et al.* Research on cooperative dispatching strategies with producer and consumer games considering carbon emissions[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4238-4248(in Chinese).

- [10] 马丽, 刘念, 张建华, 等. 基于主从博弈策略的社区能源互联网分布式能量管理[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3655-3662.

- MA Li, LIU Nian, ZHANG Jianhua, *et al.* Distributed energy management of community energy internet based on master-slave game strategy[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(12): 3655–3662(in Chinese).
- [11] JIN Yunsun, CHOI J, WON D. Pricing and operation strategy for peer-to-peer energy trading using distribution system usage charge and game theoretic model[J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 137720–137730.
- [12] 陈修鹏, 李庚银, 夏勇. 基于主从博弈的新型城镇配电系统产消者竞价策略 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(14): 97–104.
CHEN Xiupeng, LI Gengyin, XIA Yong. A new type of urban distribution system producer consumer bidding strategy based on master-slave game[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(14): 97–104(in Chinese).
- [13] LI J, ZHANG C, XU Z, *et al.* Distributed transactive energy trading framework in distribution networks[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 33(6): 7215–7227.
- [14] 赵会茹, 王学杰, 李兵抗, 等. 考虑能量共享的多社区光储系统分布鲁棒优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(09): 21–31.
ZHAO Huiru, WANG Xuejie, LI Bingkang, *et al.* Distributed robust optimal scheduling of multi community optical storage systems considering energy sharing[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(09): 21–31(in Chinese).
- [15] 胡健, 于娣, 张晓杰. 电力 P2P 交易中计及社会福利的产消者合作联盟 [J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(3): 960–971
HU Jian, YU Di, ZHANG Xiaojie. Cooperative alliance of producers and consumers with social welfare in power P2P transactions [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(3): 960–971(in Chinese).
- [16] 鲁卓欣, 徐潇源, 严正, 等. 不确定性环境下数据驱动的电力系统优化调度方法综述 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(21): 172–183.
LU Zhuoxin, XU Xiaoyuan, YAN Zheng, *et al.* Overview of data-driven power system optimization scheduling methods in uncertain environments[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(21): 172–183(in Chinese).
- [17] 陈乐飞, 朱自伟, 胡嘉锋, 等. 基于两阶段鲁棒博弈的综合能源微网源-荷协调优化调度 [J/OL]. *电源学报*: 1–15[2023-08-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20230411.1020.002.html>.
CHEN Lefei, ZHU Ziwei, HU Jiafeng, *et al.* Integrated energy microgrid source load coordination and optimization scheduling based on two stage robust game theory [J/OL]. *Journal of Power Supply*: 1–15 [2023-08-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20230411.1020.002.html>.
- [18] 吴涵, 刘洋, 杨祺铭, 等. 计及需求响应的分布鲁棒博弈区域综合能源系统运行优化策略 [J]. *电力建设*, 2022, 43(04): 108–118.
WU Han, LIU Yang, YANG Qiming, *et al.* Distributed robust game based optimization strategy for regional comprehensive energy system operation considering demand response[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(04): 108–118(in Chinese).
- [19] 王家怡, 高红均, 刘友波, 等. 考虑风电不确定性的交直流混合配电网分布式优化运行 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(02): 550–563.
WANG Jiayi, GAO Hongjun, LIU Youbo, *et al.* Distributed optimal operation of AC/DC hybrid distribution network considering wind power uncertainty[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(02): 550–563(in Chinese).
- [20] ZHONG J, LI Y, CAO Y J, *et al.* Robust coordinated optimization with adaptive uncertainty set for a multi-energy microgrid[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(1): 111–114.
- [21] SUN Q R, WU Z, GU W, *et al.* Tri-level multi-energy system planning method for zero energy buildings considering long- and short-term uncertainties[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(1): 339–355.
- [22] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(01): 25–39+395.
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, *et al.* A cooperative operation method for wind solar hydrogen multi agent energy system based on Nash negotiation theory[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(01): 25–39+395(in Chinese).
- [23] 章攀钊, 谢丽蓉, 马瑞真, 等. 考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略 [J]. *电网技术*, 2022, 46(12): 4809–4825.
ZHANG Panzhao, XIE Lirong, MA Ruizhen, *et al.* Multi agent two-stage low-carbon optimization operation strategy considering the schedulability of electric vehicle clusters[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(12): 4809–4825(in Chinese).

收稿日期: 2023-08-15

作者简介:

王成江 (1971), 男, 硕士, 教授, 主要研究方向为故障状态检测、优化调度等;

徐晓锐 (2000), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源优化调度, E-mail: 2316937325@qq.com;

袁小红 (1999), 男, 硕士研究生, 研究方向为优化调度;

魏诗蒙 (1999), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为故障状态检测。

附录 A

1 C&CG 求解三阶段鲁棒优化模型

为方便求解说明将三阶段鲁棒优化模型式 23 改写为通式如下：

$$\min_{x,w,z} Ax - \rho^T z + \max_{p_s \in S} \max_{u \in U} \min_{y_s} \sum_{s=1}^S p_s B y_s \quad (\text{A1})$$

$$\text{s.t. } a^T x + b^T w \leq c \quad (\text{A2})$$

$$d^T x + e^T z + f^T u + g^T y_s \leq h \quad (\text{A3})$$

$$z = \arg \min_z (\rho^T z + I^T z) \quad (\text{A4})$$

$$j^T z \leq k \quad (\text{A5})$$

式中： Ax 为第一阶段 SP 与外部电网交互成本、 $\rho^T z$ 为 SP 对联盟跟随者的售能收益， $B y_s$ 为第三阶段 SP 购气与设备运维成本之和， A 、 B 、 a 、 b 、 c 、 d 、 e 、 f 、 g 、 h 、 I 、 j 、 k 对应决策函数、约束条件的常系数矩阵， ρ 表示 SP 为联盟制定的售电/热价， $I^T z$ 为联盟用户的需求响应成本和电储能运维成本。式 A2 为第一阶段相关约束、式 A3 为第三阶段 SP 内部机组相关约束，式 A4、A5 为第一阶段下层用户联盟相关约束。

从式 23 可知，本文所构建的三阶段鲁棒优化模型无法直接求解，根据 C&CG 算法的原理，将原式拆分为一个主问题和一个子问题：

主问题：

$$\begin{cases} \min_{x,z,w} Ax - \rho^T z + \alpha \\ \text{s.t. } a^T x + b^T w \leq c \\ d^T x + e^T z + f^T u^* + g^T y_s \leq h \\ z = \arg \min_z (\rho^T z + I^T z) \\ j^T z \leq k \\ \alpha \geq \sum_{s=1}^S p_{s^*} B y_s \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式中， α 为一个辅助变量，用于联系主子问题。 u^* 和 p_{s^*} 分别为子问题求得的最恶劣场景下源荷分布最优解和最恶劣场景概率最优解。此外主问题含有一个主从博弈模型，用户联盟作为跟随者，其决策函数可表示如下：

$$\begin{cases} \min_z (\rho^T z + I^T z) \\ \text{s.t. } j^T z \leq k : \varphi \end{cases} \quad (\text{A7})$$

φ 为对偶变量，利用 KKT 条件与 Big-M 法引入 0-1 变量 δ 将下层跟随者联盟转化为上层领导者 SP 的线性约束如下：

$$\begin{cases} \rho^T + I^T - \varphi^T j^T = 0 \\ 0 \leq \varphi \leq M(1 - \delta) \\ 0 \leq (k - j^T z) \leq M\delta \end{cases} \quad (\text{A8})$$

由于式 A1 目标函数存在双线性乘积项 $\rho^T z$ ，根据对偶理论将其转换为下式：

$$\rho^T z = -I^T z + \varphi^T k \quad (\text{A9})$$

最后，三阶段鲁棒优化的主问题转换为如下：

$$\begin{cases} \min_{x,z} Ax + I^T z - \varphi^T k + \alpha \\ s.t. a^T x + b^T z \leq c \\ d^T x + e^T z + f^T u^* + g^T y_s \leq h \\ \rho^T + I^T - \varphi^T j^T = 0 \\ 0 \leq \varphi \leq M(1 - \delta) \\ 0 \leq (k - j^T z) \leq M\delta \\ \alpha \geq \sum_{s=1}^S p_{s^*} B y_s \end{cases} \quad (\text{A10})$$

求解主问题，得到第一阶段决策的最优结果 x_* 、 z_* 、 w_* 与下层用户的最优调度计划。子问题：

$$\begin{cases} \max_{p_s \in S} \max_{u \in U} \min_{y_s} \sum_{s=1}^S p_s B y_s \\ s.t. d^T x_* + e^T z_* + f^T u + g^T y_s \leq h \end{cases} \quad (\text{A11})$$

式中， x_* 、 z_* 、 w_* 分别为主问题输入的最优解；由于子问题为一个多层优化问题，无法直接求解，从式中可知，最一层 \max 的不确定性变量 p_s 不影响内层 \max - \min ，而第二层 \max 的不确定性变量 u 与第三层 \min 的决策变量 y_s 互相影响，故将子问题转换为如下模型：

$$\begin{cases} \max_{p_s \in S} \sum_{s=1}^S p_s \max_{u \in U} \min_{y_s} B y_s \\ s.t. d^T x_* + e^T z_* + f^T u + g^T y_s \leq h \end{cases} \quad (\text{A12})$$

由于不同场景 s 下决策变量 $\{y_1, y_2, \dots, y_s\}$ 相互独立，故内层 \max - \min 问题可以分解为 S 个线性规划问题。

内层第 s 个线性规划问题表示如下：

$$\begin{cases} L_{s^*} = \max_{u \in U} \min_{y_s} B y_s \\ s.t. d^T x_* + e^T z_* + f^T u + g^T y_s \leq h \end{cases} \quad (\text{A13})$$

式中： L_{s^*} 为第 s 个场景下线性规划问题的最优解。由于上式为一个典型的双层优化模型，利用 KKT 条件与 Big-M 法引入 0-1 变量 ζ 将式等效为如下：

$$\begin{cases} L_{s^*} = \max_{u \in U, y_s} B y_s \\ s.t. d^T x_* + e^T z_* + f^T u + g^T y_s \leq h \\ B + g^T \xi = 0 \\ 0 \leq \xi \leq M(1 - \zeta) \\ h - d^T x_* - e^T z_* - f^T u - g^T y_s \leq M\zeta \end{cases} \quad (\text{A14})$$

式中， ξ 为对偶变量； ζ 为 0-1 变量；第二行至第五行为 KKT 条件中原始约束、对偶约束和互补松弛约束。式 A14 求出的目标函数最优解 L_{s^*} 将代入式 A15 中求出最恶劣场景概率值 p_{s^*} 。

$$\max_{p_s \in S} \sum_{s=1}^S p_s L_{s^*} \quad (\text{A15})$$

综上三阶段鲁棒优化模型的 C&CG 算法求解流程如下：

步骤 1：设置初始迭代次数 $l=1$ ，收敛误差为 $\varepsilon_1=10^{-3}$ ，综合能源系统的初始典型场景概率 p_{s0} 和经过场景生成的多场景源荷值 u_0 ；

步骤 2: 求解主问题, 得到综合能源系统第一阶段决策的最优解 x_* 、 z_* 与 w_* , 求解下层用户的优化结果, 且得到主问题的最优目标函数值 UB 和辅助变量 α_* , 将 UB 作为新的迭代上界。

步骤 3: 将主问题求得的最优解作为第 l 次迭代值 x_{l*} 、 z_{l*} 、 w_{l*} 和 α_{l*} 代入子问题, 求解子问题, 得到子问题最恶劣场景概率 p_{s*} 、最恶劣源荷分布 u_{l*} 和子问题的最优目标函数值 LB ,

步骤 4: 对比 $|UB-LB|/LB \leq \varepsilon$, 若满足收敛条件, 循环结束, 输出鲁棒模型的最优解, 若不满足收敛条件, 则返回步骤 2, 向主问题返回综合能源系统运行的最恶劣场景概率 p_{s*} 和最恶劣源荷分布 u_{l*} , 更新迭代次数 $l = l + 1$ 。

2 ADMM 求解联盟合作博弈效益分配

由于联盟用户 PA 与 LA 之间的电能交易价格 $c_{LM,t}^{es}$ 是一个耦合的变量。因此, 引入辅助变量 $c_{LM,t}^{es*}$ 进行解耦:

$$c_{LM,t}^{es} = c_{LM,t}^{es*} \tag{A16}$$

根据 ADMM 算法, 引入拉格朗日乘子 $\lambda_{n,t}$ 、惩罚因子 ρ_n , 构造的联盟用户 n 的收益分配问题模型如下:

$$\begin{cases} \min \left\{ -\ln \left(F_n^0 - U_n^* - \sum_{t=1}^T c_{LM,t}^{es} P_{e,t}^{LM*} \right) + \sum_{t=1}^T (\lambda_{n,t} (c_{LM,t}^{es} - c_{LM,t}^{es*}) + \frac{\rho_n}{2} \|c_{LM,t}^{es} - c_{LM,t}^{es*}\|_2^2) \right\} \\ \text{s.t. } U_n^* + c_{LM,t}^{es} P_{e,t}^{LM*} \leq F_n^0 \end{cases} \tag{A17}$$

即基于 ADMM 算法的电能交易支付求解步骤如下:

步骤 1: 输入 CCG 算法求解结束后联盟用户间的电能交易量最优解 $P_{e,t}^{LM*}$, 初始化迭代次数 $k=1$ 、收敛误差为 $\varepsilon_2=10^{-3}$ 、拉格朗日乘子 $\lambda_{n,t}^k=0$ 、惩罚因子 $\rho_n=1$ 、联盟内部交易电价 $c_{LM,t}^{es,k}=0$;

步骤 2: 求解模型式 A17 得到第 $k+1$ 次内部交易电价 $c_{LM,t}^{es,k+1}$ 、 $c_{LM,t}^{es,k+1*}$

步骤 3: 根据式 A18 更新拉格朗日乘子;

$$\lambda_{n,t}^{k+1} = \lambda_{n,t}^k + \rho_n (c_{LM,t}^{es,k+1} - c_{LM,t}^{es,k+1*}) \tag{A18}$$

步骤 4: 更新迭代次数 $k=k+1$;

步骤 5: 判断收敛情况, 若满足条件式 A19, 则迭代终止输出联盟内部最优交易支付价格, 反之则返回步骤 2。

$$\max \left\{ \sum_{t=1}^T \|c_{LM,t}^{es,k} - c_{LM,t}^{es,k*}\|_2^2 \right\} \leq \sigma \tag{A19}$$

附录 B

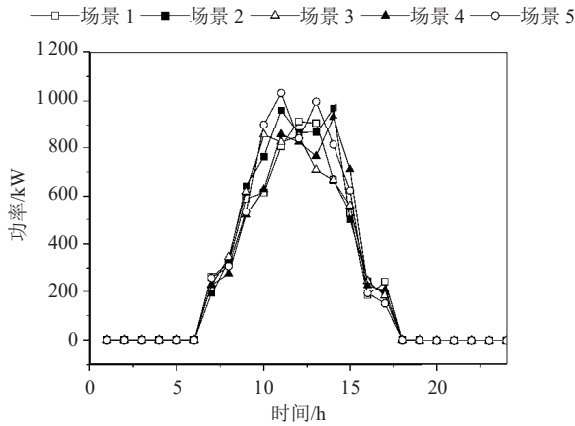


图 B1 SP 各场景光伏出力

Fig. B1 SP photovoltaic output in various scenarios

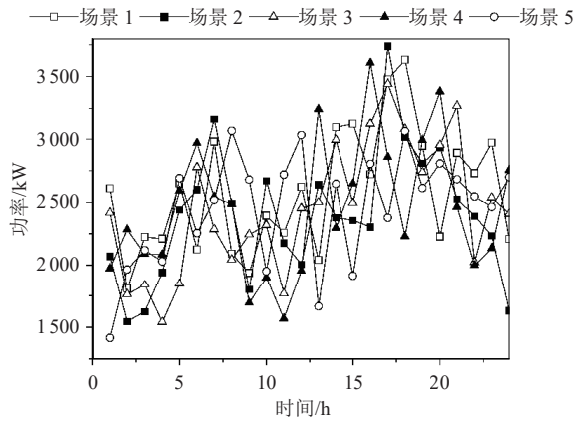


图 B3 SP 各场景厂用热负荷

Fig. B3 SP plant heat load for each scenario

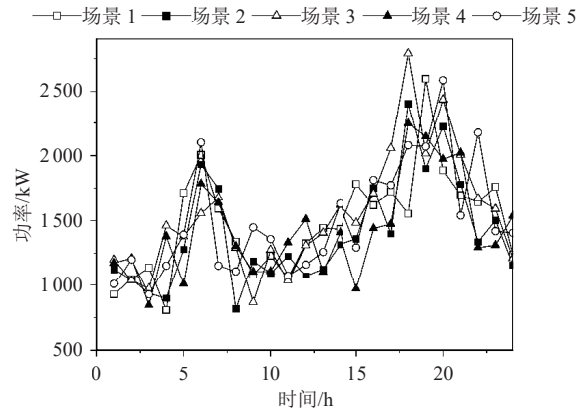


图 B2 SP 各场景厂用电负荷

Fig. B2 SP auxiliary power load for each scenario

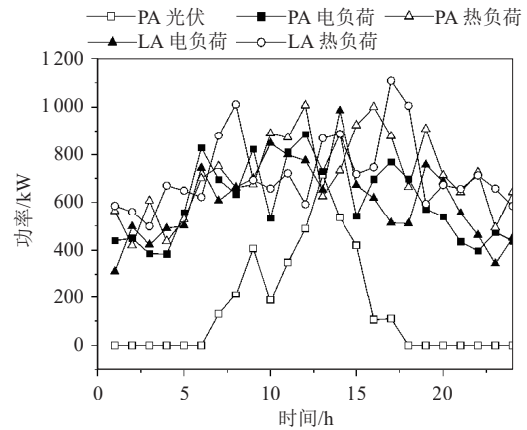


图 B4 联盟光伏、负荷曲线

Fig. B4 Alliance photovoltaics and load curve

附录 C

表 C1 系统相关参数

Table C1 System related parameters

参数	数值	参数	数值
$\eta_{\text{CHP}}^e, \eta_{\text{CHP}}^h$	0.3、0.45	$P_{m,t}^{k, \text{inmax}}, P_{m,t}^{k, \text{outmax}}$	$0.1P_{m,t}^{kL}$
η_{GB}^h	0.9	$P_{m,t}^{k, \text{LLout}}$	$0.15P_{m,t}^{kL}$
$P_{\text{CHP},t}^{\text{max}}$	4000 kW	c_k^{SL}	0.1元/kW
$P_{\text{SP},h,t}^{\text{GB,max}}$	3000 kW	c_k^{L}	0.5元/kW
$\eta_{\text{ees}}^{\text{ch}}, \eta_{\text{tes}}^{\text{ch}}$	0.95	$c_{\text{ees}}, c_{\text{tes}}$	0.01元/kW
$\eta_{\text{ees}}^{\text{dis}}, \eta_{\text{tes}}^{\text{dis}}$	0.95	c_{CHP}	0.04元/kW
$S_t^{\text{ees,max}}, S_t^{\text{tes,max}}$	1900 kW	c_{tes}	0.02元/kW

表 C2 外部电网分时电价

Table C2 Time of use electricity prices for external power grids

时段类型	时段	购电电价/ (元/kWh)	售电电价/ (元/kWh)
峰时	11:00—14:00	1.20	0.20
	18:00—22:00		
平时	08:00—11:00	0.75	0.40
	14:00—18:00		
谷时	00:00—08:00	0.40	0.60
	22:00—24:00		