•新型电力系统•

**DOI:**10.12454/j.jsuese.202500125

本刊网刊

# 基于Wasserstein分布鲁棒的多主体多能网络博弈优化调度

孟　衡[1],张　涛[2*]

(1.三峡大学 湖北科创学院(三峡),湖北 宜昌 443002;2.三峡大学 电气与新能源学院,湖北 宜昌 443002)

**摘　要:**针对新能源出力与市场电价多重不确定性下,配电网服务商与多微电网电碳交易难以兼顾经济性、鲁棒性及主体利益协调的问题,提出一种基于Wasserstein分布鲁棒机会约束的多主体多能优化调度方法。首先,在不确定性建模层面,引入Wasserstein距离模糊集,同步构建风电、光伏出力及上级电网购售电价的多重不确定性集合,突破传统方法单一维度不确定性表征的局限,形成适配电–碳耦合场景的分布鲁棒机会约束;其次,在多主体博弈架构设计上,提出配电网服务商–多微电网非合作博弈和多微电网间点对点(P2P)网络演化博弈的动态混合博弈模型,建立服务商与微电网间电–碳动态互动机制,实现全局调控与分布式交易的联动;在模型求解环节,将所建分布鲁棒模型通过对偶理论转化为凸优化模型,构建等效KKT条件方程组,采用大M法将其转化为混合整数线性规划问题,依托驻点优化法求解并验证纳什均衡解的唯一性;最后,调用Yalmip工具箱和Gurobi求解器进行求解,以含3个热电联供微电网的系统为算例,通过仿真结果验证了本文方法的经济性和鲁棒性。本文方法有效降低了系统运行成本,为多主体之间的协同调度提供了新视角。

**关键词:**多重不确定性;分布鲁棒机会约束;混合博弈模型;电–碳动态互动;驻点优化法

**中图分类号:**TM73　　**文献标志码:**A　　**文章编号:**2096-3246(2026)06-0161-10

随着分布式新能源接入比例持续提高,风光出力波动与市场电价不确定性加剧了配电网多主体协同调度的难度[1–3]。针对相关运行问题,已有研究从电碳市场交易[4]、负荷预测[5]及不确定性潮流分析[6]等方面开展探索。同时,动态网络使用费[7]、分层定价[8]及配电网与多微电网协同调度[9]等方法为多主体资源优化配置提供了有效途径。

在多主体协调方面,现有研究分别围绕分布式协同调度[10]、电碳市场下的共享储能博弈[11]及不确定性条件下的多主体交易[12]开展探索。Li等[13]构建了能源零售商、供应商与用户间的双层Stackelberg博弈模型;杨冬锋等[14]提出多微电网与共享储能的主从—合作混合博弈策略;袁博等[15]研究了基于P2P博弈的共享储能交易优化方法。上述研究为多主体利益协调提供了基础,但配电网服务商的集中调控与微电网间分布式电碳交易仍需进一步协同。

在不确定性处理方面,随机优化(SO)依赖概率分布或场景样本[16],传统鲁棒优化(RO)则可能因保守决策增加运行成本[17]。分布鲁棒优化(DRO)通过构建概率分布模糊集,为兼顾经济性与鲁棒性提供了新途径,并已应用于微电网交易、运行控制及配电网优化[18–20]。Yan等[21]研究了考虑新能源不确定性的多微电网P2P交易策略,Guo等[22]采用基于Wasserstein距离的分布鲁棒方法处理可再生能源预测误差。然而,面向电碳耦合交易的新能源出力与市场电价联合不确定性建模仍有进一步研究空间。

在模型优化与求解方面,已有研究分别针对计及风电及碳交易不确定性的储能竞价[23]、主动配电网下的区域能源互济[24]、现货市场协同优化[25]建立了相应决策模型。Xu等[26]研究了不确定条件下的广义纳什均衡求解,Chang等[27]采用遗传算法处理多虚拟电厂主从博弈定价问题。然而,分布鲁棒约束与多主体耦合博弈相结合时,仍需处理不确定性对偶转化、主体策略耦合及均衡计算等问题。

针对上述问题,本文提出基于Wasserstein分布鲁棒机会约束的配电网服务商–多微电网电碳协同交易

**收稿日期:**2025 – 03 – 01　　**修回日期:**2025 – 12 – 28　　**网络出版日期:**2026 – 03 – 27

**基金项目:**国家自然科学基金项目(52007103)

**作者简介:**孟　衡(1998—),男,讲师,博士. 研究方向:电力系统分析及其经济运行. E-mail:646431321@qq.com

* **通信作者:**张　涛,教授,E-mail:unifzhang@hotmail.com

方法。首先，构建考虑风电、光伏出力及上级电网电价波动的多重不确定性模糊集；其次，结合服务商–微电网非合作博弈与微电网间P2P网络演化博弈，建立电碳耦合混合博弈调度模型；最后，利用对偶理论、KKT条件及大M法进行模型转化，通过混合整数线性规划求解并开展均衡检验，验证本文方法的经济性与鲁棒性。

## 1 基于Wasserstein模糊集约束的不确定性建模

考虑风电、光伏出力及上级电网购售电价的预测误差，采用Wasserstein距离构建概率分布模糊集，即不确定性集合，具体定义如下：

$$\mathcal{P}=\left\{P\in X(\Xi)\middle|d(P,P_N)\le\varepsilon\right\} \tag{1}$$

式中：$P_N$为经验分布；$P$为真实概率分布；$\Xi$、$X(\Xi)$分别为随机变量的支撑集和概率分布空间；$\varepsilon$为Wasserstein球的半径，即概率分布空间球体的半径；$d(\cdot)$表示两个分布之间的Wasserstein距离，表达式如式(2)所示。模糊集$\mathcal{P}$表示以经验分布$P_N$为中心，与其距离小于球半径$\varepsilon$的分布集合。

$$d(P,P_N)=\inf\left\{\int_{\Xi^2}\left\|\xi_P-\xi_{P_N}\right\|_1\Phi(\mathrm{d}\xi_P,\mathrm{d}\xi_{P_N})\right\} \tag{2}$$

式中，$\xi_P$和$\xi_{P_N}$为服从$P$和$P_N$的随机变量，$\Phi$为$\xi_P$和$\xi_{P_N}$的联合概率分布，inf{}表示求下确界。

基于上述理论，建立上级电网购、售电价的Wasserstein模糊集约束分别如下：

$$\begin{cases}d(\hat{p}_t^{\mathrm{buy}},\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}})=\inf\left\{\int_{\Xi^2}\left\|\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{buy}}}-\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}}\right\|_1\Phi(\mathrm{d}\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{buy}}},\mathrm{d}\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}})\right\},\\ \inf P\left\{d(\hat{p}_t^{\mathrm{buy}},\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}})\le\kappa_{\mathrm{b}}\right\}\ge\rho_{\mathrm{b}}\end{cases} \tag{3}$$

$$\begin{cases}d(\hat{p}_t^{\mathrm{sell}},\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}})=\inf\left\{\int_{\Xi^2}\left\|\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{sell}}}-\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}}\right\|_1\Phi(\mathrm{d}\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{sell}}},\mathrm{d}\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}})\right\},\\ \inf P\left\{d(\hat{p}_t^{\mathrm{sell}},\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}})\le\kappa_{\mathrm{s}}\right\}\ge\rho_{\mathrm{s}}\end{cases} \tag{4}$$

式中：$\hat{p}_t^{\mathrm{buy}}$、$\hat{p}_t^{\mathrm{sell}}$分别为上级电网购电电价和售电电价样本的概率分布，$\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{buy}}}$、$\xi_{\hat{p}_t^{\mathrm{sell}}}$分别为服从$\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}$、$\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}$的随机变量，$\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}$、$\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}$分别为上级电网购电电价和售电电价预测值的恶劣概率分布，$\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}}$、$\xi_{\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}}$分别为服从$\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}$、$\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}$的随机变量，$\kappa_{\mathrm{b}}$、$\kappa_{\mathrm{s}}$分别为上级电网购、售电价Wasserstein球的半径，$\rho_{\mathrm{b}}$、$\rho_{\mathrm{s}}$分别为上级电网购、售电价的置信水平。

同理，可构建风机和光伏出力不确定性模糊集，考虑篇幅问题，本文不再赘述。Wasserstein球半径的取值直接决定了不确定性集合的覆盖范围，进而影响模型的鲁棒性与经济性平衡，本文综合历史样本的预测误差统计特性、置信水平的理论映射关系、鲁棒性与经济性的协同权衡确定其取值[28]。

## 2 配电网服务商–微电网系统模型

### 2.1 配电网服务商模型

配电网服务商充分考虑到电力市场购售电价及源荷的波动带来的不确定性影响，采用Wasserstein距离的分布鲁棒模型来构造[29]。配电网服务商的目标函数定义为：

$$C_{\mathrm{DGSP}}=\min\left\{\sum_{t\in T}(p^{\mathrm{CO_2,A2M}}Q_t^{\mathrm{buy}}-p^{\mathrm{e}}P_t^{\mathrm{A2M}}-p^{\mathrm{CO_2}}Q_t^{\mathrm{A2M}})+\max\sum_{t\in T}(\tilde{p}_t^{\mathrm{sell}}P_t^{\mathrm{sell}}-\tilde{p}_t^{\mathrm{buy}}P_t^{\mathrm{buy}})\right\} \tag{5}$$

式中，$p^{\mathrm{CO_2,A2M}}$为服务商向外界碳市场购碳价格，$Q_t^{\mathrm{buy}}$为服务商向外界碳市场购买的碳排放配额，$p^{\mathrm{e}}$为内部市场出清电价，$P_t^{\mathrm{A2M}}$为服务商向微电网的等效交互功率，$p^{\mathrm{CO_2}}$为内部市场的出清碳配额价，$Q_t^{\mathrm{A2M}}$为服务商向微电网售卖的碳排放配额。

配电网服务商与上级电网及各微电网之间的电能、碳配额交互关系及其购售电约束定义如下：

$$\begin{cases}P_t^{\mathrm{buy}}-P_t^{\mathrm{sell}}=P_t^{\mathrm{A2M}},\\ 0\le P_t^{\mathrm{buy}}\le P_{\max}^{\mathrm{grid}},\\ 0\le P_t^{\mathrm{sell}}\le P_{\max}^{\mathrm{grid}},\\ Q_t^{\mathrm{buy}}=Q_t^{\mathrm{A2M}}\end{cases} \tag{6}$$

式中，$P_t^{\mathrm{buy}}$、$P_t^{\mathrm{sell}}$分别为服务商向外电网的购电量与售电量，$P_{\max}^{\mathrm{grid}}$为服务商向外电网购售电的上限。

### 2.2 多微电网模型

多微电网系统中，各微电网独立与配电网服务商进行能源交易，本文考虑到各微电网内部机组模型一致，以微电网1为例，其目标函数定义为：

$$C_{\mathrm{MG1}}=\min\left\{\sum_{t\in T}(p^{\mathrm{e}}P_t^{\mathrm{M2A,1}}-p^{\mathrm{CO_2}}Q_t^{\mathrm{M2A,1}})+\sum_{t\in T}[p^{\mathrm{gas}}(G_t^{\mathrm{CHP}}+G_t^{\mathrm{GB}})+p^{\mathrm{ess}}(P_t^{\mathrm{ech}}+P_t^{\mathrm{edis}})]\right\} \tag{7}$$

式中：$P_t^{\mathrm{M2A,1}}$为微电网1向配电网服务商的等效交互功率；$Q_t^{\mathrm{M2A,1}}$为微电网1向配电网服务商购买的碳排放配额；$p^{\mathrm{gas}}$为气价；$p^{\mathrm{ess}}$为电储能运维成本，取值为0.05元/(kW·h)；$G_t^{\mathrm{CHP}}$、$G_t^{\mathrm{GB}}$分别为热电联产机组、燃气锅炉的消耗燃气量；$P_t^{\mathrm{ech}}$、$P_t^{\mathrm{edis}}$分别为电储能的充电、放电功率。

微电网1与配电网服务商之间的电能交互关系及其购售电功率约束定义如下：

$$\begin{cases}P_t^{\mathrm{buy,1}}-P_t^{\mathrm{sell,1}}=P_t^{\mathrm{A2M,1}},\\ 0\le P_t^{\mathrm{buy,1}}\le P_{\max}^{\mathrm{grid,1}},\\ 0\le P_t^{\mathrm{sell,1}}\le P_{\max}^{\mathrm{grid,1}}\end{cases} \tag{8}$$

式中，$P_t^{\mathrm{buy,1}}$、$P_t^{\mathrm{sell,1}}$分别为微电网1向服务商的购电量

与售电量，$P_{\max}^{\text{grid},1}$为微电网1向服务商购售电的上限。

热功率平衡约束模型定义为：

$$P_t^{\text{CHP,h}}+P_t^{\text{GB,h}}=H_t^{\text{load},1} \tag{9}$$

式中，$P_t^{\text{CHP,h}}$、$P_t^{\text{GB,h}}$分别为热电联产机组、燃气锅炉的发热功率，$H_t^{\text{load},1}$为微电网预测的热负荷。

为处理多重不确定性，将分布鲁棒机会约束（DR-CC）等效后的园区服务商的电功率平衡约束定义为：

$$\begin{aligned}&\inf P[P_t^{\text{load},1}-P_t^{\text{CHP,e}}-(P_t^{\text{buy},1}-P_t^{\text{sell},1})-\\&(P_t^{\text{edis}}-P_t^{\text{ech}})\le\tilde{P}_{\text{W,C,bound}}]\ge\rho_{\text{re}}\end{aligned} \tag{10}$$

式中，$P_t^{\text{load},1}$为微电网1的预测电负荷，$P_t^{\text{CHP,e}}$为热电联产机组发电功率，$\tilde{P}_{\text{W,C,bound}}$为微电网1的可再生能源出力的最恶劣下界值，$\rho_{\text{re}}$为可再生能源的置信度。

微电网1的实际碳排放量、碳排放配额、微电网1向配电网服务商购买的碳排放配额及其约束条件定义为：

$$\begin{cases}E_t^{\text{CO}_2,1}=e_1^{\text{CO}_2}G_t^{\text{CHP}}+e_2^{\text{CO}_2}G_t^{\text{GB}},\\E_t^{\text{C},1}=e_1^{\text{c}}P_t^{\text{GB,h}}+e_1^{\text{c}}P_t^{\text{CHP,h}}+e_2^{\text{c}}P_t^{\text{CHP,e}},\\E_t^{\text{CO}_2,1}-E_t^{\text{C},1}=Q_t^{\text{M2A},1}\end{cases} \tag{11}$$

式中：$E_t^{\text{CO}_2,1}$为微电网1的实际碳排放量，$e_1^{\text{CO}_2}$、$e_2^{\text{CO}_2}$为相关系数；$E_t^{\text{C},1}$为微电网1的碳排放配额，$e_1^{\text{c}}$、$e_2^{\text{c}}$为相关系数。

CHP机组、燃气锅炉及电储能的常规运行约束见附录A式（A1）～（A12）。

配电网服务商向微电网传输的功率及碳排放额定义为：

$$\begin{cases}P_t^{\text{A2M}}=P_t^{\text{M2A},1}+P_t^{\text{M2A},2}+P_t^{\text{M2A},3}:p^{\text{e}},\\Q_t^{\text{A2M}}=Q_t^{\text{M2A},1}+Q_t^{\text{M2A},2}+Q_t^{\text{M2A},3}:p^{\text{CO}_2}\end{cases} \tag{12}$$

式中，$P_t^{\text{M2A},2}$、$P_t^{\text{M2A},3}$及$Q_t^{\text{M2A},2}$、$Q_t^{\text{M2A},3}$分别为微电网2、3向配电网服务商的等效交互功率及购买的碳排放配额。

## 3　模型求解方法

### 3.1　最恶劣下界值求解

为降低直接处理历史样本带来的计算负担，引入可再生能源出力最恶劣下界$P_{\text{W,C,bound}}$及其对应的下线变量$P_{-\text{W,C,bound}}$，将分布鲁棒电功率平衡约束重写为：

$$\inf\ P(P_{-\text{W,C,bound}}\le\tilde{P}_{\text{W,C,bound}})\ge\rho_{\text{re}} \tag{13}$$

$$\begin{aligned}&P_t^{\text{load},1}-P_t^{\text{CHP,e}}-(P_t^{\text{buy},1}-P_t^{\text{sell},1})-\\&(P_t^{\text{edis}}-P_t^{\text{ech}})\le P_{\text{W,C,bound}}\end{aligned} \tag{14}$$

参考文献[20]，可再生能源机会约束的DRCC可以重新表述如下：

$$\begin{cases}\max\limits_{\tilde{P}_t^{\text{w,bound}}}\sum\limits_t\tilde{P}_t^{\text{w,bound}},\\\text{s.t. }\alpha N^{\text{W}}v-\sum\limits_{m=1}^{N^{\text{W}}}z_m\ge\epsilon^{\text{w}}N^{\text{W}},\\-\tilde{P}_t^{\text{w,bound}}+\hat{P}_{t,m}^{\text{w,bound}}+Mq_m\ge v-z_m,\\M(1-q_m)\ge v-z_m,\ q_m\in\{0,1\},\ z_m\ge0\end{cases} \tag{15}$$

式中：$\tilde{P}_t^{\text{w,bound}}$为$t$时刻可再生能源出力的最恶劣下界；$\alpha$为分布鲁棒机会约束的允许违约概率；$N^{\text{W}}$为随机可再生能源发电输出的样本数，$N^{\text{W}}$=5；$\hat{P}_{t,m}^{\text{w,bound}}$为第$m$个样本$t$时刻的可再生能源的样本值，$\hat{P}_{t,m}^{\text{w,bound}}\in\left\{\hat{P}_{t,1}^{\text{w,bound}},\hat{P}_{t,2}^{\text{w,bound}},\cdots,\hat{P}_{t,N^{\text{W}}}^{\text{w,bound}}\right\}$；$q_m$为第$m$个样本对应的0-1辅助变量；$w_m$、$r_m^{\max}$、$r_m^{\max}$、$z_m$、$v$均为辅助变量；$\epsilon^{\text{w}}$为可再生能源发电输出相关的Wasserstein球的半径；$M$为Big-M线性化中的正数。进而可以通过GUROBI有效求解出$\tilde{P}_t^{\text{w,bound}}$。

### 3.2　目标函数转换

参考文献[21]，如果优化问题为凸，则式（5）可以转化为下述模型：

$$\begin{cases}\min\left\{\sum\limits_{t\in T}(c^{\text{CO}_2,\text{ext}}Q_t^{\text{buy}}-p^{\text{e}}P_t^{\text{A2M}}-p^{\text{CO}_2}Q_t^{\text{A2M}})+\right.\\\qquad\left.\max\sum\limits_{t\in T}(\tilde{p}_t^{\text{sell}}P_t^{\text{sell}}-\tilde{p}_t^{\text{buy}}P_t^{\text{buy}})\right\},\\\text{s.t. }\dfrac{1}{|N_{\text{price}}|}\sum\limits_{l\in N_{\text{price}}}\left|\Delta p_{l,t}^{\text{sell}}\right|\le\kappa_{\text{s}}\to\lambda_t^1,\\\qquad\dfrac{1}{|N_{\text{price}}|}\sum\limits_{l\in N_{\text{price}}}\left|\Delta p_{l,t}^{\text{buy}}\right|\le\kappa_{\text{b}}\to\lambda_t^2\end{cases} \tag{16}$$

式中，$c^{\text{CO}_2,\text{ext}}$为配电网服务商从外部碳市场购买碳排放配额的单位价格；$N_{\text{price}}$为上级电网电价样本集合，$\left|N_{\text{price}}\right|$为对应样本总数；$\Delta p_{l,t}^{\text{buy}}$、$\Delta p_{l,t}^{\text{sell}}$分别为对应的购电价和售电价偏差；$\lambda_t^1$、$\lambda_t^2$分别为售电价和购电价约束对应的对偶乘子。

使用对偶理论处理模型（16），将min-max模型转化为min模型：

$$\begin{cases}\min\left\{\sum\limits_{t\in T}(c^{\text{CO}_2,\text{ext}}Q_t^{\text{buy}}-p^{\text{e}}P_t^{\text{A2M}}-p^{\text{CO}_2}Q_t^{\text{A2M}})+\right.\\\qquad\sum\limits_{t\in T}\left[P_t^{\text{sell}}\dfrac{1}{\left|N_{\text{price}}\right|}\sum\limits_{l\in N_{\text{price}}}(\hat{p}_{l,t}^{\text{sell}})-\right.\\\qquad\left.\left.P_t^{\text{buy}}\dfrac{1}{\left|N_{\text{price}}\right|}\sum\limits_{l\in N_{\text{price}}}(\hat{p}_{l,t}^{\text{buy}})-\lambda_t^1\kappa_{\text{s}}-\lambda_t^2\kappa_{\text{b}}\right]\right\},\\\text{s.t. }\lambda_t^1\ge P_t^{\text{sell}},\ \lambda_t^2\ge P_t^{\text{buy}},\ \lambda_t^1\ge0,\ \lambda_t^2\ge0\end{cases} \tag{17}$$

式中，$\hat{p}_{l,t}^{\text{buy}}$、$\hat{p}_{l,t}^{\text{sell}}$分别为第$l$个样本在$t$时刻的上级电网购电价和售电价。

### 3.3　驻点优化法求解

服务商与各微电网的电能及碳配额交易决策受到共享平衡约束的共同限制，形成策略空间相互依赖的广义纳什均衡问题（GNEP）：

$$\begin{cases}\min\limits_{x^i} C^i(x^i,x^{-i}),\\ \text{s.t. } x^i\in X^i(x^{-i}),\\ \quad X^i(x^{-i})=\{x^i:g^i(x^i,x^{-i})\le 0,h^i(x^i,x^{-i})=0\},\\ \quad i\in\{\Im,\text{M1},\text{M2},\text{M3}\}\end{cases}\tag{18}$$

式中，$C^i$、$x^i$、$X^i$分别为参与者$i$的目标函数、决策变量、策略空间，$x^{-i}$为除参与者$i$外所有参与者的决策变量，$g^i$为参与者$i$的不等式约束，$h^i$为参与者$i$的等式约束，$\Im$为园区服务商主体，M1、M2、M3分别为微电网1、2、3。

在各主体优化问题满足相应凸性及约束资格条件时，可利用KKT条件刻画参与者最优响应[30]。联立各主体KKT系统及电碳交易耦合约束，并采用大M法处理互补约束，构建均衡求解模型：

$$\min_{p^{\mathrm{e}},p^{\mathrm{CO_2}}}\sum_{t=1}^{T}p^{\mathrm{e}}(P_t^{\mathrm{A2M}}-P_t^{\mathrm{M2A},1}-P_t^{\mathrm{M2A},2}-P_t^{\mathrm{M2A},3})+p^{\mathrm{CO_2}}(Q_t^{\mathrm{A2M}}-Q_t^{\mathrm{M2A},1}-Q_t^{\mathrm{M2A},2}-Q_t^{\mathrm{M2A},3})\tag{19}$$

为验证所得解的均衡性，依据纳什均衡定义：

$$C^i(x_*^i,x^{-i})\le C^i(x^i,x^{-i}),\ \forall i\in\{\Im,\text{M1},\text{M2},\text{M3}\}\tag{20}$$

式中，$x_*^i$为参与者$i$的纳什均衡策略。

即在其他主体策略不变时，任一参与者均无法通过单独调整自身策略获得更优收益[31]。据此，首先，求解多主体博弈模型，得到服务商及各微电网的候选均衡策略；随后，依次固定其他主体策略，重新求解各参与者的最优响应；最后，比较各主体的最优响应与候选策略，若均满足预设数值容差，则认为所得解通过均衡检验。具体的KKT系统及整体优化模型分别见附录B式(B1)和(B2)。

## 4 算例分析

### 4.1 场景配置

以包含1个配电网服务商和3个热电联供微电网的系统为算例，验证本文方法的经济性与鲁棒性。各微电网均配置热电联产机组(CHP)、燃气锅炉(GB)、电储能(EES)、风电(WT)及光伏(PV)设备，天然气价格为3.2元/m³。

本文基于MATLAB仿真平台，通过Yalmip工具箱建立服务商与3个微电网的P2P网络博弈模型，调用Gurobi商务求解器求解服务商与3个微电网的能源交易量与能源交易价格问题，系统结构图如图1所示，系统采用24 h日前调度，电、热负荷及能源价格等基础数据见附录C图C1～C6。

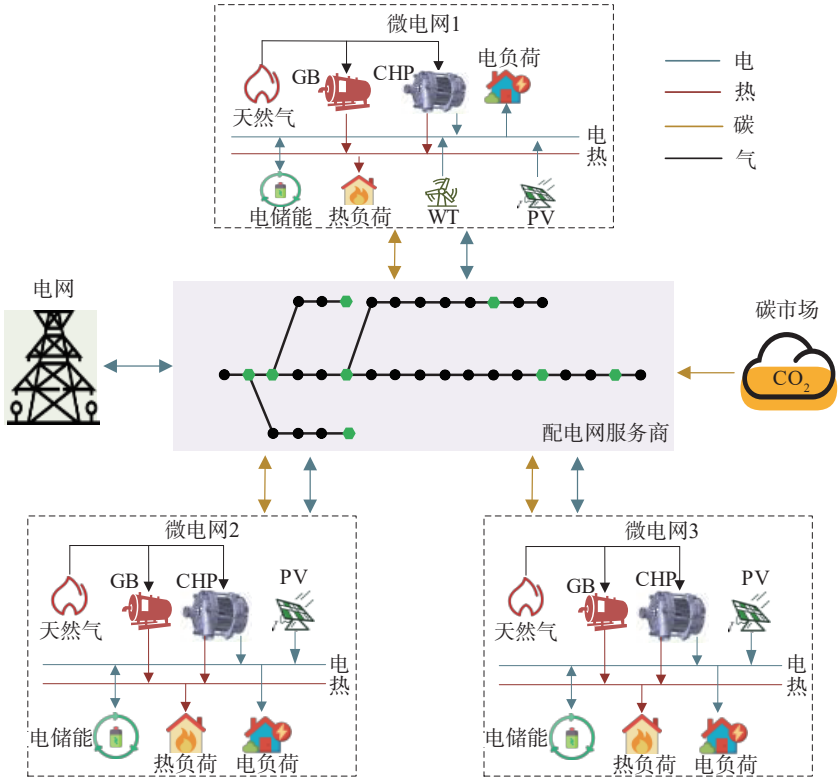



**图1 系统结构图**

**Fig. 1 System structure diagram**

### 4.2 调度计划

4.2.1 能源交易量与能源交易价格

1)电碳能源交易量结果及分析

服务商与3个微电网的电能交易量、碳配额交易量分别如图2和3所示。图2中，正值表示3个微电网向服务商购入能源，负值表示3个微电网向服务商售

出能源。

分析图 2 可知：对于微电网 1，在 13：00—14：00 时段向服务商出售电能，这是因为在该时段，微电网 1 内可再生能源的出力较高，负荷需求较少，会将多余的电能出售给服务商以提升自身的效益；在其余时段，微电网 1 主要从服务商购买电能，以维持自身的用电平衡。对于微电网 2，由于微电网 2 的电负荷需求量较大，所以在一个调度周期内均是从服务商购买电能，以维持自身电负荷平衡；其中：在 10：00—14：00 时段，微电网 2 内可再生能源出力增加，向服务商购买的电能降低；在其余时段，微电网 2 均需要向服务商购买电能来满足自身负荷需求。对于微电网 3，在一个调度周期内均是从服务商购买电能，以维持自身电负荷平衡；在 08：00—16：00 时段，随着微电网内可再生能源的出力增加，微电网 3 向服务商购买的电能降低，以提升自身效益。

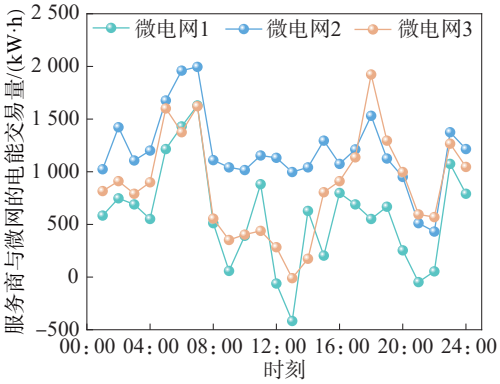



**图 2　服务商与 3 个微电网的电能交易结果**

**Fig. 2　Results of electricity transactions between the service provider and three microgrids**

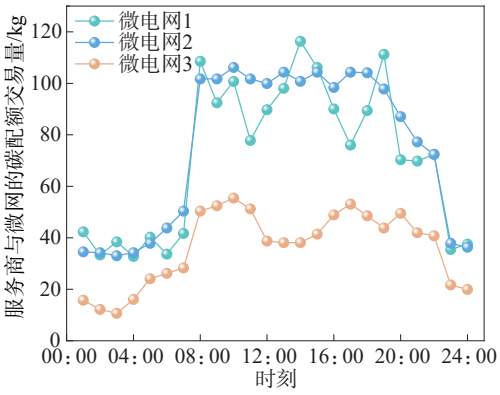


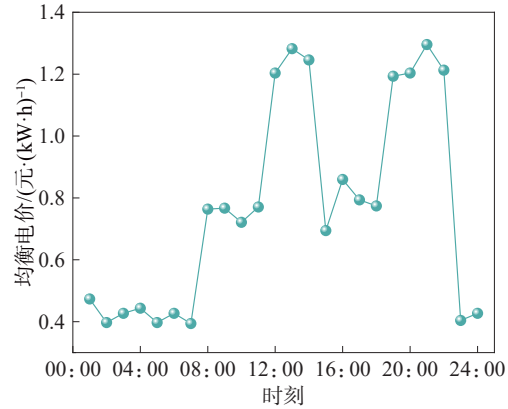

**图 3　服务商与 3 个微电网的碳能交易结果**

**Fig. 3　Results of carbon energy trading between the service provider and three microgrids**

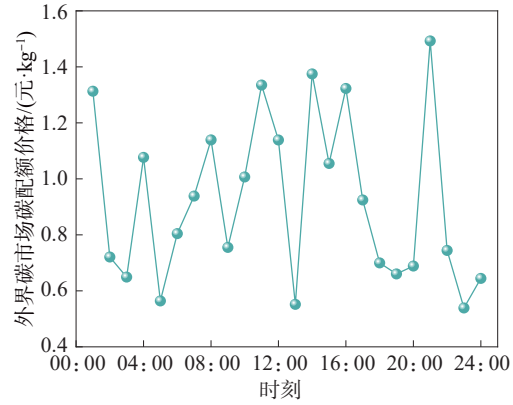
分析图 3 可得：3 个微电网均是从服务商购买碳配额。对于微电网 1、2 来说，在 09：00—16：00 时段，电负荷处于峰值状态，需要增加微电网内分布式电源的出力来维持微电网内的用电需求；而分布式电源在发电时往往会产生一定的二氧化碳，向服务商购买的碳配额较多。对于微电网 3 来说，由于微电网 3 电负荷较低且新能源出力较高，微电网 3 内分布式电源发电相对较少，故向服务商购买的碳配额也较低。

2）电碳能源交易价格结果及分析

服务商与 3 个微电网的电碳能源交易价格如图 4 所示。由图 4 可以看出：在 01：00—08：00 时段，为了激励微电网从服务商购买电能和碳配额，电能和碳配额的价格较低；在 10：00—15：00 用电高峰时段，每个微电网均不能满足自身的用能需求，需要向服务商购买能源，电价和碳价较高，以最大化服务商自身的效益。




(a) 内部电力市场均衡价格




(b) 内部碳配额交易市场均衡价格

**图 4　服务商与 3 个微电网的电碳能源交易价格结果**

**Fig. 4　Results of electric carbon energy trading prices between the service provider and the three microgrids**

4.2.2　调度结果对比分析

1）微电网运行调度计划

微电网 1 的电能优化调度结果如图 5 所示。由图 5 可知：微电网 1 的 CHP 机组主要在白天负荷较高的时段参与供电，可再生能源出力与服务商交互功率共同满足其电力需求。电储能在 02：00、05：00、07：00、15：00 及 17：00—18：00 等时段充电，在 13：00—14：00 时段放电；通过不同时段的充放电调节，降低高电价时段的购电需求，实现运行成本优化。

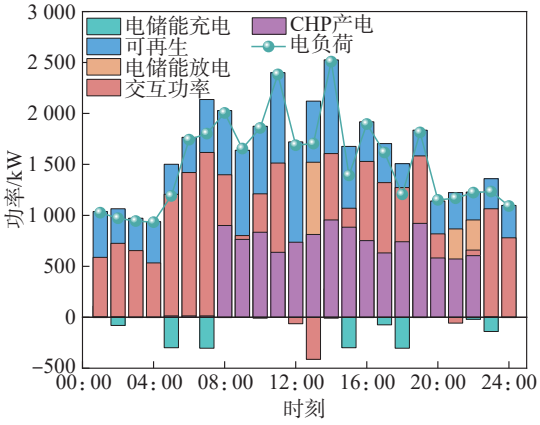



图5 微电网1电能优化结果

Fig. 5 Power optimization results of Microgrid 1

微电网1的热能优化调度结果如图6所示。由图6可知:微电网1的热负荷在日间波动较为明显,存在多个用热高峰。CHP机组与燃气锅炉共同承担热负荷,通过协调调整产热功率,满足不同时段的供热需求,实现电热协同运行。

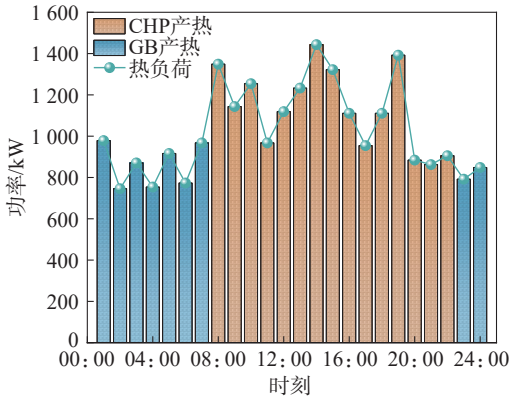



图6 微电网1热能优化结果

Fig. 6 Thermal optimization results of Microgrid 1

微电网2、3的电能和热能优化调度结果如附录C图C7～C10所示。

2)服务商运行调度计划

服务商电能优化结果如图7所示。由图7分析可知:服务商在全天范围内均有不同程度的购电。在电价较低的15:00—19:00、23:00—07:00等时段,购电量较高;同时,服务商在全天范围内与其他微电网均有不同程度的电能交互,在早晨与下午时段其交互电量较大,并且,服务商由于要供给各微电网电能使其电能平衡,从而不再有余电上网。

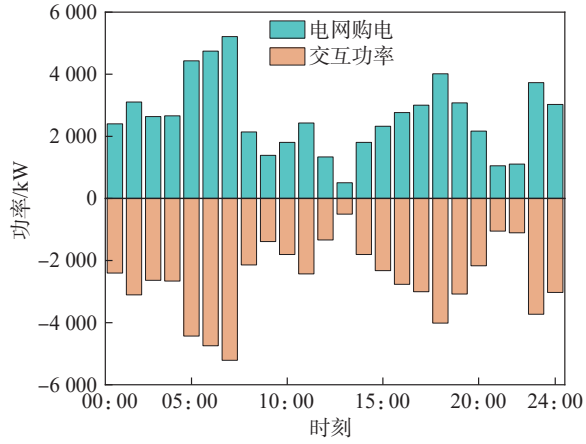



图7 服务商电能优化结果

Fig.7 Power optimization results of the service provider

3)服务商与3个微电网的运行成本

3个微电网的运行成本如表1所示。由表1可知:微电网1、2和3的P2P网络博弈最终运行成本分别为25 197.05元、38 443.59元和22 975.53元,均由未交易成本、电交易成本和碳交易成本构成。其中,微电网2的运行成本最高,这主要是由于其电交易成本相对较高。

表1 微电网运行成本

Tab. 1 Operating costs of three microgrids

| 微电网编号 | P2P网络博弈未交易成本/元 | 电交易成本/元 | 碳交易成本/元 | P2P网络博弈最终成本/元 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 15 421.23 | 8 137.88 | 1 637.94 | 25 197.05 |
| 2 | 16 334.50 | 20 376.92 | 1 732.17 | 38 443.59 |
| 3 | 7 947.22 | 14 189.33 | 838.98 | 22 975.53 |

配电网服务商的P2P网络博弈未交易成本为46 913.22元,电交易和碳交易成本分别为−42 704.13元和−4 209.09元。由于电碳交易收益与未交易成本相互抵消,服务商最终运行成本为0元。

### 4.3 不确定性分析

图8～10为微电网1～3的可再生能源分布鲁棒边界的优化结果。各微电网可再生出力存在不确定性,因此,本文采用基于Wasserstein的DRCC的方法求取可再生出力的最劣下界,其中,可再生出力的历史样本数为5,置信度为70%。由图8～10可知,可再生出力的最劣下界始终介于历史样本每个时段出力的最大值和最小值之间。

以微电网1为例,通过使用5 000个可再生出力样本的蒙特卡罗模拟,将本文方法与SO和RO方法的样本性能进行对比。对于SO模型,采用样本平均近似(SAA)方法,将Wasserstein球的半径设置为0;RO方法根据可再生能源出力样本的上下界构建区间不确定性集合,并考虑该集合内的最不利情形进行优化。上述基于样本区间构建的鲁棒优化方法记为RO-SAA。微电网1的不确定性优化方法的对比分析如图

11所示。

由图11可知：RO-SAA方法产生的成本高于SAA和分布鲁棒优化方法，这是因为RO-SAA方法只使用不确定性的下限和上限来进行决策，从而产生过于保守的解。SAA和DRO方法的成本随着样本数目的增加而降低，这是因为不确定性的样本越多，不确定性的概率分布就越精确。特别地，在样本范围内，DRO方法的成本低于SAA方法的成本，这证明了本文方法的性能优于SAA方法。

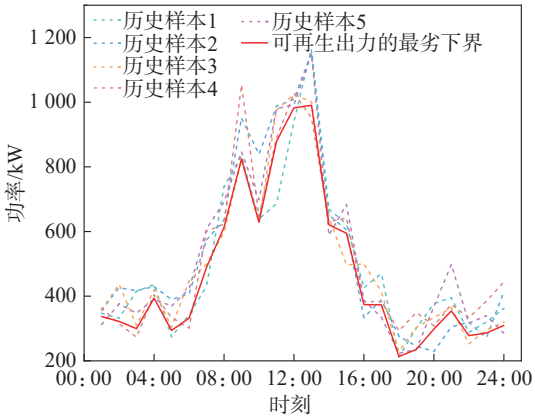



图8　微电网1可再生出力的最劣下界

**Fig. 8　The worst lower bound of the renewable output of Microgrid 1**

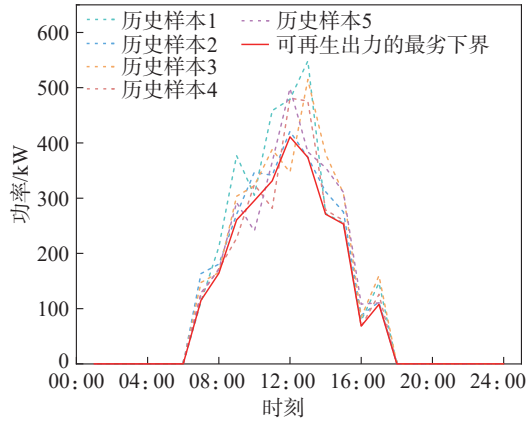



图9　微电网2可再生出力的最劣下界

**Fig. 9　The worst lower bound of the renewable output of Microgrid 2**

表2为上级电网购售电价在不同场景规模下服务商的成本。由表2可知，随着电价场景规模的不断增加，服务商的运行成本逐渐趋于稳定，基本在632元左右。

表3为上级电网购售电价在不同场景规模下不同方法所需计算时间。由表3可知，相较于其他方法，本文方法在计算时间上略有增加，但差异并不明显，与经济性相比，该计算时间均处于可接受水平。因此，综合考虑本文方法性能最优。

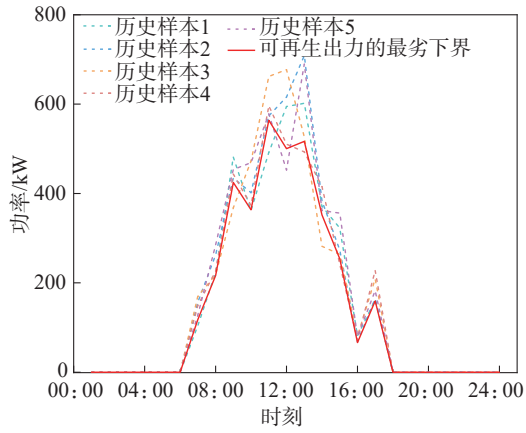



图10　微电网3可再生出力的最劣下界

**Fig. 10　The worst lower bound of the renewable output of Microgrid 3**

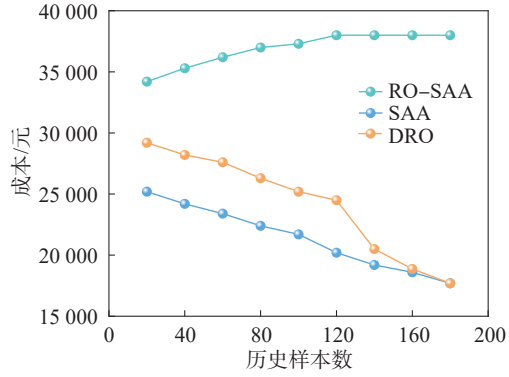



图11　微电网1的不确定性优化方法对比

**Fig. 11　Comparison of uncertainty optimization methods for Microgrid 1**

表2　不同场景规模下服务商成本

**Tab. 2　Service provider costs at different scenario scales**

| 场景数量 | 5 | 10 | 20 | 30 | 50 | 100 | 200 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 服务商运行成本/元 | 0 | −543.90 | −604.66 | −584.70 | −632.26 | −632.31 | −632.76 |

表3　不同场景规模下各方法计算时间对比

**Tab. 3　Comparison of computation time of each method in different scenario sizes**

| 场景数量 | 计算时间/s | | |
|---|---|---|---|
| | SAA方法 | RO-SAA方法 | 本文方法 |
| 5 | 4.457 | 4.628 | 5.145 |
| 10 | 4.631 | 4.874 | 5.568 |
| 20 | 4.828 | 5.069 | 5.868 |
| 30 | 5.081 | 5.129 | 5.876 |
| 50 | 5.108 | 5.279 | 6.041 |
| 100 | 5.116 | 5.287 | 6.127 |
| 200 | 5.387 | 5.288 | 6.289 |

## 5　结　论

本文在电碳市场下提出了基于Wasserstein的分

布鲁棒机会约束的配电网服务商与多微电网多能源交易方法，构建了一个混合博弈模型，有效整合了各主体间的动态交互，优化了本地能源市场能量管理，通过算例仿真得到以下结论：

1）本文采用混合博弈理论框架下的非合作博弈和复杂网络演化博弈，有效描述电碳市场中的多主体互动，显著提升经济效益，可助力全球碳减排与绿色电力推广，有效应对电力市场经济挑战，经验证其具有实际效用与优势。

2）本文引入 Wasserstein 距离的模糊集表征风机、光伏出力及市场电价不确定性因素，建立基于 Wasserstein 分布鲁棒的优化模型，结果表明其促进了配电网服务商−多微电网之间的电碳耦合交易，实现了微电网的低碳经济运行。

3）构建等效 KKT 条件联立方程组，并通过大 M 法转化为混合整数线性规划问题，采用驻点优化纳什均衡解的方法，有利于均衡各方利益，充分消纳微电网中的新能源，有效挖掘服务商与微电网积极参与电碳能源交易。

4）在不同场景下进行应用测试，本文方法兼顾 SO 和 RO 的优点，在有效避免系统中不确定性因素带来的未知风险的同时保证了良好的经济性和鲁棒性，且计算性能良好。

综上所述，本研究在多主体多能网络鲁棒博弈调度方面取得了一定成果，后续将在量化鲁棒性参数对可行域与收敛性的影响及场景拓展方面继续开展研究。

**附录见本刊网络版，扫描标题旁的二维码可阅读网络全文。**

**参考文献：**


[1] Wang Lanqing, Dou Chunxia, Yue Dong, et al. Energy sharing market with dual time scale coordination considering new energy uncertainties and competition among stakeholders[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2025, 3(3): 309−323.

[2] Shang Jingyi, Wang Kun, Lai Xinyi, et al. Spot electricity market design considering carbon emissions for a power system with a high penetration of renewable energy generation[J]. IEEE Transactions on Network Science and Engineering, 2024, 11(6): 5477−5486.

[3] Zhao Wenmeng, Li Jiangnan, Guo Ye, et al. Virtual power plant trading decision making method under uncertain power market environment[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(7): 988−994. [赵文猛, 李江南, 郭烨, 等. 面向新能源−市场价格双向不确定性的虚拟电厂交易决策方法[J]. 可再生能源, 2025, 43(7): 988−994.]

[4] Tan Caixia, Yu Shiwei, Geng Shiping, et al. Research on government-supply-load strategy based on electricity carbon certificate market correlation[J/OL]. Systems Engineering—Theory & Practice, 2025−09−15. https://link.cnki.net/urlid/11.2267.N.20250912.1455.053. [谭彩霞, 於世为, 耿世平, 等. 基于电碳证市场关联的政府源荷策略研究[J/OL]. 系统工程理论与实践, 2025−09−15. https://link.cnki.net/urlid/11.2267.N.20250912.1455.053.]

[5] Meng Heng, Zhang Tao, Wang Jin, et al. Multi-node short-term power load forecasting method based on multi-scale spatiotemporal graph convolution network and transformer[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4297−4305. [孟衡, 张涛, 王金, 等. 基于多尺度时空图卷积网络与 Transformer 融合的多节点短期电力负荷预测方法[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4297−4305.]

[6] Surendra K, Das B, Pant V. Interval load flow for islanded AC and hybrid AC/DC microgrids with load uncertainties [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2025, 61(5): 7880−7891.

[7] Wu Songmei, Guo Hui, Wang Fei, et al. Balancing benefits of distribution system operator in peer-to-peer energy trading among microgrids based on optimal dynamic network usage fees[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 13(2): 663−674.

[8] Nie Yonghui, Li Zhi, Zhang Jie, et al. Optimal dispatch strategy for a multi-microgrid cooperative alliance using a two-stage pricing mechanism[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2025, 16(1): 174−188.

[9] Li Hong, Han Yumeng. Coordinated optimization scheduling of distribution networks and multiple microgrids considering the uncertainty of new energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(17): 5571−5588. [李虹, 韩雨萌. 计及新能源不确定性的配电网−多微电网协同优化调度[J]. 电工技术学报, 2025, 40(17): 5571−5588.]

[10] Chen Chunyu, Tu Ge, Zang Tianlei, et al. Privacy-preserving multi-agent coordinated economic dispatch with generation−grid−load−storage interaction[J]. Advanced Engineering Sciences, 2024, 56(2): 45−54. [陈春宇, 涂歌, 臧天磊, 等. 面向多主体隐私保护的源网荷储分布式协同优化调度[J]. 工程科学与技术, 2024, 56(2): 45−54.]

[11] Hu Shuibin, Li Dahua, Kong Xiangyu, et al. Optimization of master-slave game operation of multi-agent integrated energy system considering shared energy storage under electric carbon market[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(11): 481−491. [胡水彬, 李大华, 孔祥玉, 等. 电碳市场下考虑共享储能的多主体综合能源系统主从博弈优化运行[J]. 太阳能学报, 2025, 46(11): 481−491.]

[12] Li Xiaolu, Wang Jiaxin, Liu Jinsong, et al. Multi-stakeholder

collaborative trading optimization strategy for virtual power plants considering multiple uncertainties[J]. Power System Protection and Control,2025,53(21):133−145.[李晓露,王嘉信,柳劲松,等.考虑多重不确定性的虚拟电厂多主体协同交易优化策略[J].电力系统保护与控制,2025,53(21):133−145.]

[13] Li Ke, Ye Ning, Li Shuzhen, et al. Distributed collaborative operation strategies in multi-agent integrated energy system considering integrated demand response based on game theory[J].Energy,2023,273:127137.

[14] Yang Dongfeng,Wang Yilin,Yang Shihui,et al.Multi-microgrid and shared energy storage two-layer energy trading strategy based on hybrid game[J]. High Voltage Engineering, 2024,50(4):1392−1402.[杨冬锋,王轶琳,杨士慧,等.基于混合博弈的多微网−共享储能双层能量交易策略[J].高电压技术,2024,50(4):1392−1402.]

[15] Yuan Bo,Liu Zhao,Wei Mengju,et al.An optimization study on the P2P game for the shared energy storage joint microgrid cluster based on IGDT[J]. Advances of Power System & Hydroelectric Engineering,2024,40(6):20−29.[袁博,刘钊,魏孟举,等.基于信息间歇决策理论的共享储能联合微网群 P2P 博弈优化研究[J].电网与清洁能源,2024,40(6):20−29.]

[16] Cao Yan, Mu Yunfei, Jia Hongjie, et al. A multi-objective stochastic optimization approach for planning a multi-energy microgrid considering unscheduled islanded operation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(2):1300−1314.

[17] Zheng Zuqing, Chen Guo, Shen Zixiang. Interval-partitioned and correlated uncertainty set based robust optimization of microgrid[J].IEEE Systems Journal,2024,18(3):1516−1527.

[18] Nasiri N, Zeynali S, Najafi Ravadanegh S, et al. Moment-based distributionally robust peer-to-peer transactive energy trading framework between networked microgrids, smart parking lots and electricity distribution network[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2024, 15(2): 1965 − 1977.

[19] Han Tong, Xu Yan. Distributionally robust neural control of high-renewable islanded microgrids for stability enhancement[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2025, 16(3):2687−2690.

[20] Yin Can,Dong Jin,Zhang Yiling.Distributionally robust bi-level optimization model for distribution network with demand response under uncertain renewables using Wasserstein metrics[J].IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2025,16(2):1165−1176.

[21] Yan Xingyu, Song Meng, Cao Jiacheng, et al. Peer-to-Peer transactive energy trading of multiple microgrids considering renewable energy uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2023,152:109235.

[22] Guo Yi, Baker K, Dall'Anese E, et al. Data-based distributionally robust stochastic optimal power flow: Part Ⅱ: Case studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2):1493−1503.

[23] Zhang Xianwen,Yin Gaowen,Shen Feifan,et al.Bidding strategies for energy storage participation in electricity market considering uncertainty of wind power and carbon trading[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University,2024,58(12):1868−1880.[张宪文,殷高文,沈非凡,等.计及风电不确定性及碳交易的储能参与电力市场竞价策略[J].上海交通大学学报,2024,58(12):1868−1880.]

[24] Sun Wenjie, Wu Jiahui, Zhang Qiang. Optimal scheduling strategy of energy mutual economy among multi-regional integrated energy systems considering active distribution network[J].Science Technology and Engineering,2024,24(11):4539−4551.[孙文杰,武家辉,张强.考虑主动配电网下多区域综合能源系统间电能交互的优化调度策略[J].科学技术与工程,2024,24(11):4539−4551.]

[25] Zhang Tao,Zhang Shichao,Liu Wenli,et al.Synergetic optimization strategy of demand response and TCSC under spot market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2026,46(5):1−8.[张涛,张时超,刘文丽,等.现货市场下需求响应及 TCSC 协同优化策略[J].电力自动化设备,2026,46(5):1−8.]

[26] Xu Bo,Li Yuanxin,Tong Shaocheng.Hierarchical robust generalized Nash equilibrium seeking of high-order uncertain nonlinear systems[J].IEEE Transactions on Cybernetics,2024, 54(12):7814−7825.

[27] Chang Zijian, Miao Weiwei, Guo Shaoyong, et al. Optimal pricing of multi virtual power plants based on Stackelberg game and genetic algorithm[C]//Proceedings of the 2023 10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering(ICEEE).Istanbul:IEEE,2023:459−463.

[28] Xu Shengnan, Li Linghao, Cai Zhi, et al. Source−load scenario construction based on Gaussian mixture model and Wasserstein distance[J].Smart Power,2025,53(5):109−115.[徐胜男,李凌昊,蔡帜,等.基于混合高斯模型和 Wasserstein 距离的源荷场景构建方法[J].智慧电力,2025,53(5):109−115.]

[29] Ding Xiaoqiang, Yuan Zhi, Li Ji. Cooperative operation optimization for multi-region hydrogen-integrated integrated energy system based on hybrid Wasserstein two-stage distributionally robust[J].Electric Power,2025,58(7):1−14.[丁小强,袁至,李骥.基于混合 Wasserstein 两阶段分布鲁棒的多区域含氢综合能源系统合作运行优化[J].中国电力,2025,58(7):1−14.]

[30] Franci B,Grammatico S.Stochastic generalized Nash equilibrium-seeking in merely monotone games[J]. IEEE

Transactions on Automatic Control,2022,67(8):3905−3919.
[31] Naebi A, SeyedShenava S, Contreras J, et al. EPEC approach for finding optimal day-ahead bidding strategy equilibria of multi-microgrids in active distribution networks[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020,117:105702.

## Optimal Scheduling of Multi-subject Multi-energy Network Games Based on Wasserstein Distributional Robustness

*MENG Heng*[1], *ZHANG Tao*[2*]

(1.Hubei Science and Technology College (Three Gorges), China Three Gorges University, Yichang 443002, China;
2.College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

**Abstract**:

**Objective** The uncertainties in renewable energy generation and electricity prices present considerable challenges to the economical and reliable operation of multi-microgrid systems. Conventional stochastic optimization depends on accurate probability distributions, whereas robust optimization frequently yields overly conservative solutions. In addition, existing multi-agent game models lack effective coordination between centralized regulation and distributed electricity－carbon trading. Therefore, in this study we propose a Wasserstein distributionally robust chance-constrained scheduling method for distribution grid service providers and multiple microgrids, with the aim of improving economic performance, operational robustness, and the coordination of benefits among multiple agents.

**Methods** Wasserstein ambiguity sets were established to characterize uncertainties associated with wind power, photovoltaic generation, and upstream electricity prices. The ambiguity radii for renewable generation and electricity prices were set at 0.08 and 0.05, respectively, based on historical prediction errors and trade-offs between robustness and economic performance. A hybrid game framework that integrated non-cooperative interactions between the service provider and microgrids with peer-to-peer evolutionary network interactions among microgrids was developed to coordinate electricity and carbon allowance trading. The distributionally robust model was reformulated through duality theory, and the game equilibrium conditions were represented using Karush−Kuhn−Tucker conditions. The resulting complementarity constraints were converted using the big-M method to obtain a mixed-integer linear programming (MILP) formulation. A stationary-point optimization approach was adopted to identify and validate equilibrium solutions. A system comprising three combined heat and power microgrids was simulated using MATLAB/YALMIP and Gurobi, while sample average approximation (SAA) and robust optimization (RO−SAA) methods were employed as benchmarks.

**Results and Discussions** The proposed method resulted in operating costs of 25 197.05, 38 443.59, and 22 975.53 Yuan for microgrids 1, 2, and 3, respectively. The service provider achieved a net operating cost of zero because its electricity and carbon trading revenues offset its non-transaction costs. Compared to RO−SAA, the proposed method reduced conservative operating costs while providing better protection against uncertainty than SAA. The calculated worst-case lower bounds for renewable generation remained within the historical sample ranges, which demonstrated their effectiveness in characterizing renewable generation uncertainty. The electricity trading results indicated that microgrid 1 exported surplus electricity during 13:00—14:00, whereas microgrids 2 and 3 primarily purchased electricity from the service provider. All three microgrids purchased carbon allowances, with higher demand observed during peak-load periods. Electricity and carbon trading prices increased during peak demand hours, which reflected the dynamic interactions between energy demand and market prices. Scenario analysis further indicated that economic performance remained stable as the number of electricity price scenarios increased, with moderate computational overhead.

**Conclusions** The proposed Wasserstein distributionally robust scheduling method coordinated uncertainties in renewable energy generation and electricity prices within a unified electricity−carbon trading framework. The hybrid game model facilitated interactions between the service provider and multiple microgrids, whereas the duality-based MILP reformulation enabled the computation of equilibrium solutions. A favorable balance among operating economy, robustness, and multi-agent coordination, providing a practical approach to low-carbon scheduling in interconnected multi-microgrid systems was observed for simulation experiments.

**Key words**: multiple uncertainties; distributionally robust chance constraints; hybrid game models; electricity−carbon dynamic interactions; stationary optimization methods

（编辑　赵　婧）

引用格式: Meng Heng,Zhang Tao.Optimal scheduling of multi-subject multi-energy network games based on Wasserstein distributional robustness[J].Advanced Engineering Sciences,2026,58(6):161–170.[孟衡,张涛.基于Wasserstein分布鲁棒的多主体多能网络博弈优化调度[J].工程科学与技术,2026,58(6):161–170.]