

计及多能共享的互联微能源网的分布式协同优化调度

冯昌森¹, 任冬冬¹, 沈佳静¹, 文福拴², 张有兵¹

(1. 浙江工业大学信息工程学院, 浙江省杭州市 310023; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027)

摘要: 微能源网是能源互联网末端的微型综合能源系统,对提高可再生能源发电消纳率、实现碳达峰的目标具有支撑作用,其运行效率常受制于可再生能源发电的不确定性和多能耦合的协调调度。在此背景下,提出一种计及多能共享的互联微能源网两阶段协同调度模型:第1阶段考虑可再生能源发电出力的不确定性,建立计及多能共享的互联微能源网的能量管理模型,实现互联综合能源系统的多能协同管理;第2阶段建立基于非合作博弈的共享能源价格出清模型,利用广义纳什均衡确定共享能源的交易结算。采用交替方向乘子法对上述两阶段优化问题进行分布式求解,可有效保护微能源网主体的信息安全和隐私。最后,采用算例对所提方法的可行性和有效性进行验证。

关键词: 微能源网; 能量管理; 多能共享; 非合作博弈; 分布式优化

0 引言

微能源网(micro-energy grid, MEG)是能源互联网末端的微型综合能源系统^[1],是由多种能源的生产、传输、存储及消费设备所构成的高效智能的自治单元。MEG是实现多能互补和低碳替代的重要手段^[2-3],有助于实现“2030碳达峰”和“2060碳中和”的目标^[4]。MEG的运行效率受制于可再生能源发电出力的不确定性、多种类型能源之间的相互耦合以及多种能源负荷的多样化需求,如何有效协调调度MEG内部源-荷-储等可控资源成为一个值得研究的重要问题^[5]。

针对MEG的多能协调调度问题,国内外已有一些研究报道。文献[6]针对包含可再生能源发电/储电/储热系统、有机朗肯循环系统和冷热电三联供系统的MEG,建立了基于多能耦合枢纽的多目标协同优化模型,验证了多能耦合系统在提高能源利用率和减少碳排放方面的优势。文献[5]考虑温度负荷的“储能”特性和可再生能源出力的随机性,建立了含电转气(power to gas, P2G)装置的MEG在孤岛和并网模式下的调度模型。文献[7]针对MEG与用户的互动交易,建立了基于非合作动态博弈的MEG能量管理模型,兼顾了整体效益与个体收益。文献[8]针对孤岛型MEG,建立了计及多类型需求响应的优化调度模型,表明综合需求响应

(integrated demand response, IDR)可提高孤岛型MEG的灵活性和经济性。上述研究多侧重于单个微能源系统的多能互补以及MEG与用户间的需求响应,缺少对MEG之间能源共享的研究。

现有对能源共享的研究多针对微网间的电能共享,即通过电能共享可降低互联微网参与电力市场的风险,促进其内部能源的协同互济和可再生能源发电的就地消纳,改善其负荷特性和运行经济性^[9-16]。文献[9-10]针对含电能共享的多综合能源系统,提出一种IDR协同调度策略,实现了对用户IDR行为的有序引导。文献[11-12]考虑多个综合能源楼宇间的电能共享,建立了楼宇群日前协调优化调度模型。文献[13]采用能量共享方式针对多电力园区展开交易,并使用合作博弈模型的Shapley值法对多主体联合运营效益进行再分配。上述研究大多考虑多综合能源主体间的电能共享,但缺少对其他能源形式的共享机制及其共享成本结算方法的研究。

从建模方法的角度来看,现有研究方法可分为两大类:单阶段模型和双阶段模型。单阶段模型从全局能量管理角度研究多微网的协调共享运行^[9,12]。双阶段建模一般在第1阶段进行全局能量最优调度,在第2阶段进行共享成本结算^[11,13-16]。该方法最早由文献[13]应用到多微网能量共享调度方面。为有效计及微网运行安全,文献[14-15]基于文献[13]的方法将潮流模型有效纳入该两阶段模型框架。此外,第2阶段的共享成本结算问题通常可利用纳什议价方法求解^[10,14-16],建模为广义非合作博

收稿日期: 2021-07-15; 修回日期: 2021-12-28。

上网日期: 2022-03-18。

国家自然科学基金资助项目(51777193)。

弈均衡问题,基于 Nikaido-Isoda 函数转化为凸优化问题^[11],也可采用合作博弈的 Shapley 值法进行分配^[13]。上述文献多是研究确定性优化模型,缺少可再生新能源出力不确定性对共享调度模型影响的分析。

在上述背景下,本文针对互联 MEG 的多能共享交易进行研究,构建了两阶段分布式协同优化调度模型。在第 1 阶段,考虑可再生新能源发电的不确定性和网络潮流约束,建立计及多能共享的互联 MEG 能量管理模型,并利用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)实现分布式求解。在第 2 阶段,建立基于非合作博弈模型的共享能源价格出清机制,并采用分布式算法求解博弈模型。最后,采用算例对所提方法的可行性和有效性进行验证。

1 互联 MEG 的运行架构

图 1 描述了互联 MEG 的能量管理和共享交易框架。其中,每个 MEG 的综合能源系统由可再生新能源发电机组、热电联供(combined heat and power, CHP)系统、P2G 设备以及多种储能系统组成,其内部终端用户的负荷需求包括电能、热能和天然气。MEG 的能量管理以最小化运营成本为目标。运营成本一般包含与外部能源系统的交易成本、负荷侧需求响应成本、可再生新能源发电出力不确定性带来的调节/平衡成本以及设备维护成本等。

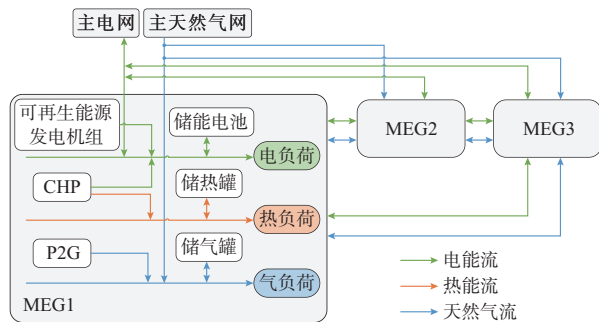


图 1 互联 MEG 的能量管理与共享框架
Fig. 1 Framework of energy management and sharing of interconnected MEGs

假设每个 MEG 都可与主电网进行购售电交易,从主天然气网购买天然气。MEG 间通过电力联络线和天然气管道相连,实现能量互济。定义 $\Omega_N = \{1, 2, \dots, N\}$ 为 N 个互联的 MEG 集合。定义优化时段集合为 $\Omega_T = \{1, 2, \dots, T\}$,优化周期为 24 h,优化间隔为 1 h,则 $T=24$ 。定义 $\Omega_E = \{\text{ele, heat, gas}\}$ 为能源类型集合,其中 ele、heat 和 gas 分别表示电能、热能和天然气。

2 MEG 系统的调度与交易模型

2.1 MEG 系统调度模型

1) 可再生新能源调度模型

定义随机变量 $\gamma_{i,t}$ 为 MEG i 在 t 时段的可再生新能源发电功率, $P_{i,t}^{\text{RES}}$ 为 MEG i 在 t 时段的可再生新能源调度功率。为描述可再生新能源发电的不确定性,定义 $f(\gamma_{i,t})$ 为 $\gamma_{i,t}$ 的概率密度函数,则可再生新能源不确定性惩罚成本 C_i^{RES} 可由实时阶段的调节/平衡成本表示:

$$C_i^{\text{RES}} = E \left(\sum_{t \in \Omega_T} [b(P_{i,t}^{\text{RES}} - \gamma_{i,t})^+ - s(\gamma_{i,t} - P_{i,t}^{\text{RES}})^+] \right) \quad (1)$$

式中: $E(\cdot)$ 为期望函数; $^+$ 表示非负正交上的投影算子; b 和 s 分别为零售电价和上网电价,且存在 $b > s$ ^[17-18]。当可再生新能源发电的实际出力小于调度功率时,需购买电力以平衡功率偏差;反之,MEG 可出售多余电力。由于可再生新能源发电出力具有不确定性,故取调节/平衡成本的期望值作为优化调度的目标函数。

可再生新能源发电的可调度出力的上下限约束为:

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{RES}} \leq \bar{P}_i^{\text{RES}} \quad (2)$$

式中: \bar{P}_i^{RES} 为可再生新能源发电机组的出力上限。

显然,式(1)是无法直接求解的。结合概率密度函数 $f(\gamma_{i,t})$,可将其等价:

$$C_i^{\text{RES}} = \sum_{t \in \Omega_T} C_{i,t}^{\text{RES}} = \sum_{t \in \Omega_T} \left[b \int_0^{P_{i,t}^{\text{RES}}} (P_{i,t}^{\text{RES}} - \gamma_{i,t}) f(\gamma_{i,t}) d\gamma_{i,t} - s \int_{P_{i,t}^{\text{RES}}}^{\bar{P}_i^{\text{RES}}} (\gamma_{i,t} - P_{i,t}^{\text{RES}}) f(\gamma_{i,t}) d\gamma_{i,t} \right] \quad (3)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{RES}}$ 为 t 时段 MEG i 的可再生新能源不确定性惩罚成本。

对其任一时段求取一阶和二阶导数可得:

$$\frac{\partial C_{i,t}^{\text{RES}}}{\partial P_{i,t}^{\text{RES}}} = b \int_0^{P_{i,t}^{\text{RES}}} f(\gamma_{i,t}) d\gamma_{i,t} + s \int_{P_{i,t}^{\text{RES}}}^{\bar{P}_i^{\text{RES}}} f(\gamma_{i,t}) d\gamma_{i,t} \quad (4)$$

$$\frac{\partial^2 C_{i,t}^{\text{RES}}}{\partial (P_{i,t}^{\text{RES}})^2} = (b - s) f(P_{i,t}^{\text{RES}}) \geq 0 \quad (5)$$

由于 $b > s$,根据二阶导数性质可得可再生新能源发电的调节/平衡成本为凸函数。因此,可将 $C_{i,t}^{\text{RES}}$ 分段线性化为一组线性约束,且当 $P_{i,t}^{\text{RES}}$ 满足式(2)时,这组线性约束中可行解的最小值即为成本曲线上的最小值。将 $C_{i,t}^{\text{RES}}$ 分为 S 段,每段的斜率和截距分别为 $a_{i,t,s}$ 和 $d_{i,t,s}$,则式(3)可近似表示为:

$$C_i^{\text{RES}} \geq a_{i,t,s} P_{i,t}^{\text{RES}} + d_{i,t,s} \quad \forall s \in \{1, 2, \dots, S\} \quad (6)$$

2) P2G 模型

以电转天然气^[19]技术为例对 P2G 设备进行建模。由于 P2G 响应速度快,可忽略其能源转换时间。根据能量转换关系,MEGi 的 P2G 设备运行模型可描述为:

$$V_{i,\text{gas},t}^{\text{P2G}} = \frac{\eta_{\text{P2G}}}{L_{\text{gas}}} P_{i,\text{ele},t}^{\text{P2G}} \Delta t \quad (7)$$

$$\underline{P}_{i,\text{ele}}^{\text{P2G}} \leq P_{i,\text{ele},t}^{\text{P2G}} \leq \bar{P}_{i,\text{ele}}^{\text{P2G}} \quad (8)$$

式中: η_{P2G} 为 P2G 设备生产天然气的效率; L_{gas} 为天然气的热值,标准状态下取 $9.7 \text{ (kW}\cdot\text{h)/m}^3$; Δt 为优化时间间隔; $V_{i,\text{gas},t}^{\text{P2G}}$ 为 P2G 设备在 t 时段生成的天然气气体体积; $P_{i,\text{ele},t}^{\text{P2G}}$ 为 P2G 设备在 t 时段的用电功率; $\underline{P}_{i,\text{ele}}^{\text{P2G}}$ 和 $\bar{P}_{i,\text{ele}}^{\text{P2G}}$ 分别为 P2G 设备每小时的最小和最大用电功率。

3) CHP 系统模型

CHP 系统主要由燃气轮机和余热回收锅炉组成,可将天然气同时转化为电能和热能。MEGi 的 CHP 系统的运行状态可表述为^[20]:

$$P_{i,\text{ele},t}^{\text{CHP}} \Delta t = \eta_{\text{CP}} L_{\text{gas}} V_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (9)$$

$$P_{i,\text{heat},t}^{\text{CHP}} \Delta t = \eta_{\text{CH}} L_{\text{gas}} V_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (10)$$

式中: $P_{i,\text{ele},t}^{\text{CHP}}$ 、 η_{CP} 、 $V_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $P_{i,\text{heat},t}^{\text{CHP}}$ 分别为 CHP 系统在 t 时段的发电功率、发电效率、消耗的天然气量和供热功率; η_{CH} 为 CHP 系统气能转化热能的效率。

CHP 系统的出力需满足如下约束:

$$0 \leq P_{i,\text{ele},t}^{\text{CHP}} \leq \bar{P}_{i,\text{ele}}^{\text{CHP}} \quad (11)$$

$$\Delta P_{\text{down}}^{\text{CHP}} \leq P_{i,\text{ele},t}^{\text{CHP}} - P_{i,\text{ele},t-1}^{\text{CHP}} \leq \Delta P_{\text{up}}^{\text{CHP}} \quad (12)$$

式中: $\bar{P}_{i,\text{ele}}^{\text{CHP}}$ 为燃气轮机的电功率上限; $\Delta P_{\text{down}}^{\text{CHP}}$ 和 $\Delta P_{\text{up}}^{\text{CHP}}$ 分别为燃气轮机的爬坡速率上、下限。

4) 多能源储能系统

用 e 表示能源类型,则对于 $\forall e \in \Omega_E$,MEGi 内每种能源的储能装置必须满足以下约束:

$$0 \leq P_{i,e,t}^{\text{ch}} \leq \bar{P}_{i,e}^{\text{ch}} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{i,e,t}^{\text{dch}} \leq \bar{P}_{i,e}^{\text{dch}} \quad (14)$$

式中: $P_{i,e,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{i,e,t}^{\text{dch}}$ 分别为 e 类储能装置在 t 时段的充能和放能量,对于蓄电池(storage battery, SB)和蓄热装置分别为充放电和充放热功率(单位均为 kW),对于储气装置则分别为储气和放气量(单位为 m^3/h); $\bar{P}_{i,e}^{\text{ch}}$ 和 $\bar{P}_{i,e}^{\text{dch}}$ 分别为 e 类储能装置的最大充能和放能量。

对于 $\forall e \in \Omega_E$,储能装置必须满足以下容量约束:

$$S_{i,e,t} = S_{i,e,t-1} + \left(\eta_e^{\text{ch}} P_{i,e,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{i,e,t}^{\text{dch}}}{\eta_e^{\text{dch}}} \right) \Delta t \quad (15)$$

$$\underline{S}_{i,e} \leq S_{i,e,t} \leq \bar{S}_{i,e} \quad (16)$$

$$S_{i,e,0} = S_{i,e,T} \quad (17)$$

式中: $S_{i,e,t}$ 为 t 时段储能装置的储能量; η_e^{ch} 和 η_e^{dch} 分别为储能和放能的效率; $\underline{S}_{i,e}$ 和 $\bar{S}_{i,e}$ 分别为 MEGi 的储能装置的最小和最大储能量; $S_{i,e,0}$ 为初始储能量; $S_{i,e,T}$ 为调度时段 T 结束时的储能量。需要指出的是,储能系统运行还需满足互补约束,即 $P_{i,e,t}^{\text{ch}} P_{i,e,t}^{\text{dch}} = 0$ 。由于储能装置在储能与放能过程均存在能量损耗,故在优化模型中不会出现储能设备同时储能和放能以套利的现象,因此在最优调度模型中可无差松弛该约束^[21]。

5) 负荷侧模型

MEG 的负荷包括电负荷、热负荷和气负荷。每种负荷均可分为固定负荷和弹性负荷 2 类。多能用户通过调节自身弹性负荷参与 MEG 内部的 IDR。对于用户参与 IDR 所带来的效用损失,MEG 会给予用户一定的补偿。对于 $\forall e \in \Omega_E$,MEGi 对用户参与 IDR 的补偿总成本 C_i^{fl} 可建模为:

$$C_i^{\text{fl}} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{e \in \Omega_E} \lambda_e^{\text{load}} (L_{i,e,t}^{\text{u}} - L_{i,e,t}^{\text{ref}})^2 \quad (18)$$

式中: λ_e^{load} 为 MEG 补偿用户弹性负荷响应的单位成本系数; $L_{i,e,t}^{\text{u}}$ 和 $L_{i,e,t}^{\text{ref}}$ 分别为用户 t 时段的响应负荷功率和参考负荷功率,参考负荷功率为用户提前申报的负荷功率。

MEGi 内的负荷需满足以下约束:

$$\underline{L}_{i,e}^{\text{u}} \leq L_{i,e,t}^{\text{u}} \leq \bar{L}_{i,e}^{\text{u}} \quad (19)$$

$$\sum_{t \in \Omega_T} L_{i,e,t}^{\text{u}} = (1 - \theta) \sum_{t \in \Omega_T} L_{i,e,t}^{\text{ref}} \quad (20)$$

式中: $\underline{L}_{i,e}^{\text{u}}$ 和 $\bar{L}_{i,e}^{\text{u}}$ 分别为用户负荷侧各类响应负荷功率的最小值和最大值; θ 为常数,表示用户可削减的弹性负荷功率占总负荷功率的比例。

6) 电气潮流模型

本文采用 Distflow 分支模型^[22]对 MEG 的配电网进行建模,在建模的过程中由于 MEG 内部及 MEG 间的线路距离较短,因此只考虑线路电压而不考虑线路网损,故其在数学上可以被描述为:

$$\sum_{nm \in \Omega_{i,b}} P_{i,nm,t} + P_{i,m,t} = \sum_{mr \in \Omega_{i,b}} P_{i,mr,t} \quad (21)$$

$$\sum_{nm \in \Omega_{i,b}} Q_{i,nm,t} + Q_{i,m,t} = \sum_{mr \in \Omega_{i,b}} Q_{i,mr,t} \quad (22)$$

$$P_{i,m,t} = P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{buy}} - P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{sell}} + P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{CHP}} + P_{i,m,t}^{\text{RES}} - P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{P2G}} + P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{dch}} - P_{i,\text{ele},m,t}^{\text{ch}} + \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} P_{ij,\text{ele},m,t}^{\text{s}} - L_{i,\text{ele},m,t}^{\text{u}} \quad (23)$$

$$Q_{i,m,t} = L_{i,\text{ele},m,t}^{\text{u}} \tan \theta_{i,m}^{\text{u}} \quad (24)$$

$$U_{i,m,t}^2 + U_{i,n,t}^2 - 2(r_{i,mn}P_{i,mn,t} + x_{i,mn}Q_{i,mn,t}) = 0 \quad (25)$$

式中： $\Omega_{i,b}$ 为MEGi的电力系统支路集合； $P_{i,mm,t}$ 和 $Q_{i,mm,t}$ 分别为 t 时段MEGi电力系统支路 mn 的有功、无功功率； $P_{i,m,t}$ 和 $Q_{i,m,t}$ 分别为 t 时段注入MEGi电力系统节点 m 的总的有功、无功功率； $r_{i,mn}$ 和 $x_{i,mn}$ 分别为MEGi电力系统支路 mn 的电阻和电抗； $P_{i,ele,m,t}^{buy}$ 和 $P_{i,ele,m,t}^{sell}$ 分别为 t 时段注入、注出MEGi电力系统节点 m 的从主能源网购买和销往主能源网的电功率； $P_{i,m,t}^{RES}$ 、 $P_{i,ele,m,t}^{CHP}$ 、 $P_{i,ele,m,t}^{P2G}$ 、 $P_{i,ele,m,t}^{dch}$ 、 $P_{i,ele,m,t}^{ch}$ 、 $P_{ij,ele,m,t}^s$ 、 $L_{i,ele,m,t}^u$ 分别为 t 时段注入、注出MEGi电力系统节点 m 的可再生能源功率、热电联产系统产生的电功率、P2G设备消耗的电功率、蓄电池放电功率、蓄电池充电功率、从第 j 个MEG共享过来的电功率以及节点 m 的负荷功率； $U_{i,m,t}$ 和 $U_{i,n,t}$ 分别为 t 时段MEGi电力系统节点 m 和节点 n 的电压幅值； $\theta_{i,m}^u$ 为MEGi电力系统节点 m 的功率因数角；下标 n 和 r 分别表示节点 m 的父节点和子节点。式(21)和式(22)分别为 t 时段MEGi的节点 m 的有功和无功平衡约束，式(23)和式(24)分别为 t 时段MEGi电力系统节点 m 注入的有功和无功功率之和的约束，式(25)为 t 时段MEGi电力系统支路 mn 上的欧姆定律约束。

MEGi电力系统的安全性约束为：

$$\underline{U}_i \leq U_{i,m,t} \leq \bar{U}_i \quad (26)$$

式中： \bar{U}_i 和 \underline{U}_i 分别为MEGi电力系统法定电压的上、下限。

2.2 MEG 交易模型

1)与主能源网交易模型

每个MEG从主电网购售电能，从主天然气管道购买天然气。本文将主电网和主天然气管道合并称为主能源网，则MEGi向主能源网购买能源的成本为：

$$C_i^{grid} = \sum_{t \in \Omega_T} \Delta t (\lambda_{ele}^{buy} P_{i,ele,t}^{buy} - \lambda_{ele}^{sell} P_{i,ele,t}^{sell} + \lambda_{gas}^{buy} V_{i,gas,t}^{buy}) \quad (27)$$

式中： λ_{ele}^{buy} 和 λ_{ele}^{sell} 分别为MEGi向主电网购电和售电电价； λ_{gas}^{buy} 为天然气管道的售气价(单位为元/m³)； $P_{i,ele,t}^{buy}$ 和 $P_{i,ele,t}^{sell}$ 分别为 t 时段MEGi向主电网购电和售电的功率； $V_{i,gas,t}^{buy}$ 为 t 时段MEGi向天然气管道购买的天然气量。

对于 $\forall i \in \Omega_N$ ，MEGi与主能源网的交易要满足：

$$0 \leq P_{i,ele,t}^{buy} \leq \bar{P}_{i,ele}^{buy} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i,ele,t}^{sell} \leq \bar{P}_{i,ele}^{sell} \quad (29)$$

$$0 \leq V_{i,gas,t}^{buy} \leq \bar{V}_{i,gas}^{buy} \quad (30)$$

式中： $\bar{P}_{i,ele}^{buy}$ 和 $\bar{P}_{i,ele}^{sell}$ 分别为MEGi购电和售电功率的上限； $\bar{V}_{i,gas}^{buy}$ 为MEGi购买天然气量的上限。

2)MEG间能源交易模型

MEG间通过电力联络线和天然气管道共享电能和天然气。定义 Ω_E^* 为互联MEG内共享能源的类型集合，则对于 $\forall e \in \Omega_E^*$ ，在 t 时段MEG间的共享能源必须满足：

$$P_{ij,e,t}^s + P_{ji,e,t}^s = 0 \quad (31)$$

$$\underline{P}_{ij,e}^s \leq P_{ij,e,t}^s \leq \bar{P}_{ij,e}^s \quad (32)$$

$$\lambda_{ij,e}^s = \lambda_{ji,e}^s \quad (33)$$

式中： $P_{ij,e,t}^s$ 为 t 时段MEGi从MEG j 购买的能源量； $\lambda_{ij,e}^s$ 为MEGi向MEG j 购买能源的成交单价，且满足 $\lambda_{ij,e}^s > 0$ ； $\underline{P}_{ij,e}^s$ 和 $\bar{P}_{ij,e}^s$ 分别为MEG间共享能源量的最小值和最大值。

因此，MEGi共享能源的交易总成本可表示为：

$$C_i^s = \sum_{e \in \Omega_E^*} \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} \lambda_{ij,e}^s \sum_{t \in \Omega_T} P_{ij,e,t}^s \Delta t \quad (34)$$

3 互联MEG的分布式协同能量管理

3.1 第1阶段：互联MEG能量管理模型

1)不考虑多能共享的MEG模型

在不考虑多能共享的场景下， $i \in \Omega_N$ ， $t \in \Omega_T$ ，MEG必须满足以下能源平衡约束：

$$P_{i,ele,t}^{buy} - P_{i,ele,t}^{sell} + P_{i,ele,t}^{CHP} + P_{i,t}^{RES} - P_{i,ele,t}^{P2G} + P_{i,ele,t}^{dch} - P_{i,ele,t}^{ch} = L_{i,ele,t}^u \quad (35)$$

$$V_{i,gas,t}^{buy} + V_{i,gas,t}^{P2G} - V_{i,t}^{CHP} + P_{i,gas,t}^{dch} - P_{i,gas,t}^{ch} = L_{i,gas,t}^u \quad (36)$$

$$P_{i,heat,t}^{CHP} + P_{i,heat,t}^{dch} - P_{i,heat,t}^{ch} = L_{i,heat,t}^u \quad (37)$$

此时，MEGi的能量管理模型为：

$$\begin{cases} \min C_i^{NC} = C_i^{grid} + C_i^{fl} + C_i^{RES} + C_i^{op} \\ \text{s.t.} & \text{式(2)、式(6)一式(17)、式(19)、式(20)} \\ & \text{式(28)一式(30)、式(35)一式(37)} \end{cases} \quad (38)$$

$$C_i^{op} = \sum_{t \in \Omega_T} \left[m^{P2G} P_{i,ele,t}^{P2G} + m^{CHP} (P_{i,ele,t}^{CHP} + P_{i,heat,t}^{CHP}) + \sum_{e \in \Omega_E} m_e^{MES} (P_{i,e,t}^{ch} + P_{i,e,t}^{dch}) \right] \quad (39)$$

式中： C_i^{NC} 为MEGi的运营成本； C_i^{op} 为MEGi的运行维护成本； m^{P2G} 和 m^{CHP} 分别为P2G和CHP系统单位功率造成的老化损耗成本； m_e^{MES} 为 e 类储能设备充放单位能源量造成的老化损耗成本。 C_i^{NC} 为凸函数，其约束集合为闭凸集。因此，式(38)是一个二次凸规划问题。

2)考虑多能共享的互联MEG模型

在考虑多能共享时，MEGi的能量管理模型在式(38)的基础上须额外考虑共享能源成本 C_i^s 以及

相应的决策变量 $P_{ij,e,t}^s$ 和 $\lambda_{ij,e}^s$ 。此时,对于 Ω_N 中的 MEG i ,在时段 $t \in \Omega_T$ 所需满足的电力和天然气平衡约束如下:

$$P_{i,m,t} = P_{i,ele,m,t}^{buy} - P_{i,ele,m,t}^{sell} + P_{i,ele,m,t}^{CHP} + P_{i,m,t}^{RES} - P_{i,ele,m,t}^{P2G} + P_{i,ele,m,t}^{dch} - P_{i,ele,m,t}^{ch} + \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} P_{ij,e,m,t}^s - L_{i,ele,m,t}^u \quad (40)$$

$$V_{i,gas,t}^{buy} + V_{i,gas,t}^{P2G} - V_{i,t}^{CHP} + P_{i,gas,t}^{dch} - P_{i,gas,t}^{ch} + \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} P_{ij,gas,t}^s = L_{i,gas,t}^u \quad (41)$$

由于 MEG 间的能源共享成本在互联 MEG 内部平衡,故目标函数可表示为不考虑共享的互联 MEG 运营成本之和。为后文表示方便,定义 C_i^{CO} 为考虑多能共享场景下 MEG i 的运营成本。因此,考虑多能共享的互联 MEG 优化调度模型可表示为:

$$\begin{cases} \min C^{SC} = \sum_{i \in \Omega_N} C_i^{CO} \\ \text{s.t.} & \text{式(2)、式(6)一式(17)、式(19)、式(20)、} \\ & \text{式(28)一式(33)、式(37)、式(40)、式(41)} \end{cases} \quad (42)$$

式中: C^{SC} 为考虑多能共享的运营成本; $C_i^{CO} = C_i^{grid} + C_i^{fl} + C_i^{RES} + C_i^{op}$ 。

式(42)是由 N 个 MEG 组成的凸优化问题,该问题可通过 ADMM 分布式求解。引入辅助变量 $\epsilon_{ij} = \{\epsilon_{ij,e,t}, \forall i, j \in \Omega_N, j \neq i, \forall e \in \Omega_E^*, \forall t \in \Omega_T\}$ 将耦合约束式(31)解耦,可得到如下的等价约束:

$$P_{ij,e,t}^s - \epsilon_{ij,e,t} = 0 \quad (43)$$

$$\epsilon_{ij,e,t} + \epsilon_{ji,e,t} = 0 \quad (44)$$

定义 MEG i 的决策变量为 x_i , 式(42)的增广拉格朗日函数可描述为:

$$L(x_i, \epsilon_{ij}, \mu_{ij}) = \left(C_i^{CO} + \frac{\rho_1}{2} \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{e \in \Omega_E^*} \left\| P_{ij,e,t}^s - \epsilon_{ij,e,t} + \frac{\mu_{ij,e,t}}{\rho_1} \right\|_2^2 \right) \quad (45)$$

式中: ρ_1 为步长; $\mu_{ij} = \{\mu_{ij,e,t}, \forall i, j \in \Omega_N, j \neq i, \forall e \in \Omega_E^*, \forall t \in \Omega_T\}$ 为式(43)对应的拉格朗日乘子。此外, x_i 须满足 MEG i 的自身运行约束,如式(42)所示。

ADMM 求解算法流程如下。

步骤 1: 初始化 $\epsilon_{ij}^0, \mu_{ij}^0, \rho_1, \xi_1^{\text{pri}}, \xi_1^{\text{dual}}$, 其中 ξ_1^{pri} 和 ξ_1^{dual} 分别为原始残差和对偶残差收敛标准值, ϵ_{ij}^0 和 μ_{ij}^0 分别为 ϵ_{ij} 和 μ_{ij} 的初始值,迭代次数 $k=1$ 。

步骤 2: MEG i 在满足各自约束的情况下按照式(46)求解决策变量。

$$x_i^{(k+1)} = \arg \min L(x_i, \epsilon_{ij}^{(k)}, \mu_{ij}^{(k)}) \quad (46)$$

步骤 3: 按照式(47)在式(44)的约束下更新辅助变量 $\epsilon^{(k+1)}$ 。

$$\epsilon^{(k+1)} = \arg \min \frac{\rho_1}{2} \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{e \in \Omega_E^*} \left\| P_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t} + \frac{\mu_{ij,e,t}^{(k)}}{\rho_1} \right\|_2^2 \quad (47)$$

步骤 4: 按照式(48)更新拉格朗日乘子。

$$\mu_{ij,e,t}^{(k+1)} = \mu_{ij,e,t}^{(k)} + \rho_1 (P_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t}^{(k+1)}) \quad (48)$$

步骤 5: 判断算法是否收敛。若式(49)和式(50)成立,则算法结束;否则,置 $k=k+1$, 返回步骤 2, 进入下一次迭代。

$$\|P_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t}^{s,(k+1)}\|_2 < \xi_1^{\text{pri}} \quad (49)$$

$$\rho_1 \|\epsilon_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t}^{s,(k)}\|_2 < \xi_1^{\text{dual}} \quad (50)$$

式中: $\|P_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t}^{s,(k+1)}\|_2$ 和 $\rho_1 \|\epsilon_{ij,e,t}^{s,(k+1)} - \epsilon_{ij,e,t}^{s,(k)}\|_2$ 分别为式(42)的原始残差和对偶残差表达式。

可把残差收敛标准值归一化为绝对收敛值 ξ_1^{abs} , 具体描述为:

$$\xi_1^{\text{abs}} = \frac{\xi_1^{\text{pri}}}{\sqrt{NT}} = \frac{\xi_1^{\text{dual}}}{\sqrt{NT}} \quad (51)$$

3.2 第 2 阶段: 共享能源的出清与结算

在第 1 阶段求得 MEG 能量管理策略后,需要在第 2 阶段求解互联 MEG 间多能共享的交易价格。根据 MEG 自利性的特点,将共享能源问题建模为广义非合作博弈模型。首先,MEG i 的共享能源成本函数可表示为:

$$f_i(\lambda_i^s, \lambda_{-i}^s) = \sum_{e \in \Omega_E^*} \sum_{j \in \Omega_N, j \neq i} \lambda_{ij,e}^s \sum_{t \in \Omega_T} P_{ij,e,t}^s \quad (52)$$

式中: λ_i^s 为 MEG i 的共享能源价格,满足 $\lambda_i^s = \{\lambda_{ij,e,t}^s, \forall i, j \in \Omega_N, j \neq i, e \in \Omega_E^*, t \in \Omega_T\}$; λ_{-i}^s 为互联 MEG 中除 MEG i 外的共享能源价格,可表示为 $\lambda_{-i}^s = \{\lambda_j^s, \forall j \in \Omega_N, j \neq i\}$ 。

MEG i 仅在可降低其运营成本的前提下参与能源共享交易,因此其成本函数的经济激励约束为:

$$C_i^{CO} + C_i^s(\lambda_i^s) < C_i^{NC} \quad (53)$$

此外,共享能源价格须满足式(33)。定义约束集合如下:

$$\Omega_i = \{\lambda_i^s | C_i^{CO} + C_i^s(\lambda_i^s) < C_i^{NC}\} \quad (54)$$

$$\Lambda_i(\lambda_{-i}^s) = \{\lambda_i^s \in \Omega_i | \lambda_{ij,e}^s - \lambda_{ji,e}^s = 0, \forall i, j \in \Omega_N, j \neq i, \forall e \in \Omega_E^*\} \quad (55)$$

式中: Ω_i 和 $\Lambda_i(\lambda_{-i}^s)$ 分别为 MEG i 的激励约束和约束集合。

MEG 之间的共享能源价格出清的非合作博弈模型为:

$$\mathcal{G} = \left\{ \Omega_N, \lambda_i^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s), f_i(\lambda_i^s, \lambda_{-i}^s), \forall i \right\} \quad (56)$$

式中： λ_i^s 为博弈参与者*i*的策略向量，是参与博弈的MEG*i*的决策变量，即共享能源价格； λ_{-i}^s 为除博弈参与者*i*外的策略向量； $\prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)$ 为该博弈模型的策略空间，包括参与博弈的MEG*i*经济激励约束和共享能源价格相等约束； $\{f_i(\lambda_i^s, \lambda_{-i}^s), \forall i\}$ 为博弈模型的成本函数，表示MEG*i*参与能源共享的成本，正值和负值分别表示其购能成本和售能收益。

本文以广义纳什均衡 (generalized Nash equilibrium, GNE) 为博弈模型 \mathcal{G} 的解方案。GNE 的定义如下。

定义 1: 对于非合作博弈模型 $\hat{\mathcal{G}}$ ，其策略向量 $\hat{\lambda}^s = \{\hat{\lambda}_i^s, \hat{\lambda}_{-i}^s\}$ 为 GNE 的充分必要条件是对于 $\forall i \in \Omega_N$ ，存在 $f_i(\hat{\lambda}_i^s, \hat{\lambda}_{-i}^s) \leq f_i(\lambda_i^s, \hat{\lambda}_{-i}^s)$ ，其中， $\hat{\lambda}_i^s$ 和 $\hat{\lambda}_{-i}^s$ 为非合作博弈模型的相应策略向量。

显然，博弈模型 \mathcal{G} 的成本函数 $\{f_i(\lambda_i^s, \lambda_{-i}^s), \forall i\}$ 是连续凸函数，且 MEG*i* 的决策空间 $\prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)$ 是一个非空紧凸集。博弈问题 \mathcal{G} 的 GNE 解存在且唯一^[23]。

为求解博弈模型 \mathcal{G} 的 GNE，本文将博弈模型等价转化为基于正则化 Nikaido-Isoda (NI) 函数的优化问题。正则化 NI 函数描述了参与者*i*根据其他参与者策略所做决策获得的收益。首先，定义 ω_i^s 为博弈参与者*i*根据其他参与者的决策 λ_{-i}^s 做出的新决策，所有博弈参与者的新策略集合为 $\omega^s = \{\omega_i^s, \forall i \in \Omega_N\}$ ，且 $\omega^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)$ ，则博弈模型 \mathcal{G} 的正则化 NI 函数为^[23-24]：

$$\Psi_\alpha(\lambda^s, \omega^s) = \sum_{i \in \Omega_N} \left(f_i(\lambda_i^s, \lambda_{-i}^s) - f_i(\omega_i^s, \lambda_{-i}^s) - \frac{\rho_2}{2} \|\lambda_i^s - \omega_i^s\|_2^2 \right) \quad (57)$$

式中： $\Psi_\alpha(\lambda^s, \omega^s)$ 为所有博弈参与者基于策略向量 λ^s 的新策略 ω^s 可获得的总收益； ρ_2 为步长常数。

每个博弈参与者均追求自我利益最大化，因此博弈 \mathcal{G} 的优化目标可以等价于 $\max_{\omega^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)} \Psi_\alpha(\lambda^s, \omega^s)$ ，

则可求得博弈模型的 GNE 为：

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in \Omega_N} \left(f_i(\omega_i^s, \lambda_{-i}^s) + \frac{\rho_2}{2} \|\lambda_i^s - \omega_i^s\|_2^2 \right) \\ \text{s.t. } \lambda^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s), \omega^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s) \end{cases} \quad (58)$$

定义 $\omega_\alpha^s(\lambda^s) \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)$ ，且 $\omega_\alpha^s(\lambda^s)$ 满足：

$$\omega_\alpha^s(\lambda^s) := \arg \min_{\omega^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)} \sum_{i \in \Omega_N} \left[f_i(\omega_i^s, \lambda_{-i}^s) + \frac{\rho_2}{2} \|\lambda_i^s - \omega_i^s\|_2^2 \right] \quad (59)$$

假设 $\tilde{\lambda}_i^s \in \prod_{i \in \Omega_N} \mathbf{A}_i(\lambda_{-i}^s)$ 且满足 $\tilde{\lambda}^s = \omega_\alpha^s(\tilde{\lambda}^s)$ ，则 $\tilde{\lambda}_i^s$

为博弈问题 \mathcal{G} 的 GNE^[23]。

式(58)与式(42)结构相同，也是由 N 个子问题组成的凸优化问题，因此可采用 ADMM 求解^[11]。第 2 阶段算法流程如下。

步骤 1: 初始化 $\omega_i(0)$ 、 $\lambda_i^s(0)$ 、 ρ_2 、 ξ_2 ，其中， $\omega_i(0)$ 和 $\lambda_i^s(0)$ 分别为新策略和旧策略的初始值， ξ_2 为根据收敛准则设定的初始收敛值。迭代次数 $k=1$ 。

步骤 2: 每个 MEG 初始化自身第 1 次迭代过程旧策略的值 $\lambda_i^s(1)$ 。

步骤 3: 求解每个 MEG*i* 的新策略 $\omega_i(k)$ 。引入相关辅助变量和拉格朗日乘子，在式(55)的约束下，采用 ADMM 求解式(58)。

步骤 4: 每个 MEG 按照式(60)更新共享能源价格。

$$\lambda_i^s(k) = \left(1 - \frac{1}{\sqrt{i+1}} \right) \lambda_i^s(k) + \frac{1}{\sqrt{i+1}} \omega_i(k) \quad (60)$$

步骤 5: 判断算法是否收敛。若式(61)成立，则算法结束；否则，置 $k=k+1$ ，返回步骤 3。

$$\|\omega_i(k) - \lambda_i^s(k)\| < \xi_2 \quad (61)$$

综上，互联 MEG 的分布式协同能量管理在第 1 阶段根据各类能源供需平衡关系及各类设备运行约束，以互联 MEG 运营成本最低为目标求得最优调度策略。在第 2 阶段综合考虑共享能源成本函数和激励约束，基于非合作博弈模型求解共享能源价格出清模型，从而得到共享能源价格。具体两阶段模型的逻辑关系如图 2 所示。

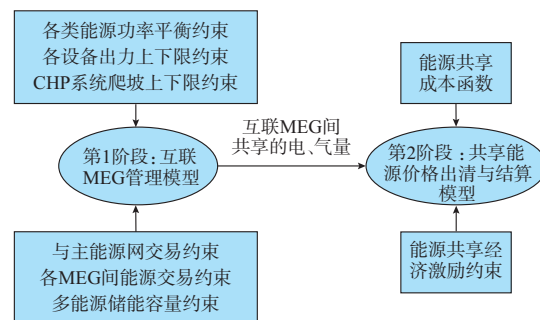


图 2 两阶段协同调度关系
Fig. 2 Relationship of two-stage coordinated scheduling

4 算例与结果

本章以 3 个热电联供型 MEG 构成的互联 MEG 系统为例来验证所提模型和方法的可行性和有效

性。MEG之间通过电力联络线和天然气管道两两互联,且都有综合能源用户。每个MEG由各自的MEG运营商进行管理。算例仿真在MATLAB R2016a环境中编写优化程序,并调用Cplex12.0求解器求解,所采用的计算机CPU为Intel酷睿i5处理器1.6 GHz, RAM 8 GB。其中,算例仿真的各MEG电力系统部分基于标准的IEEE 33节点配电系统,将其分区划分为3个MEG的配电系统,并将与各MEG配电系统耦合的风机/光伏以及CHP系统、P2G设备和SB一并接入其中,从而构成本文互联MEG配电系统拓扑结构,具体的节点划分情况见附录A图A1。

4.1 基础数据

附录A图A1中的3个MEG配电系统的额定电

压为12.66 kV,其详尽参数见文献[25]。主电网的零售电价和上网电价分别设为0.637元/(kW·h)和0.4元/(kW·h);天然气售气价为3.5元/m³。每个MEG能源生产设备的主要参数见附录A表A1,光伏和风电出力功率分别采用Beta分布和韦布尔分布建模,概率密度函数及其参数取自文献[26-28]。MEG的参考负荷数据见附录A图A2至图A4。分布式算法1的参数设置为 $\rho_1 = 0.08$, $\xi_1^{abs} = 10^{-4}$;算法2的参数设置为 $\rho_2 = 1$, $\xi_2 = 10^{-3}$ 。

4.2 第1阶段:互联MEG优化结果与分析

首先对有无多能共享的2种场景进行对比,2种场景下互联MEG的成本结果如表1所示,互联MEG与主能源网交易结果如图3所示。

表1 MEG运行成本
Table 1 Operation cost of MEG

场景	MEG	运营成本/元	与主能源网交易成本/元	共享成本/元	总成本/元
不考虑多能共享	MEG1	4 763.80	2 142.65		
	MEG2	4 644.91	2 141.84		
	MEG3	5 254.84	2 239.28		
	互联MEG	14 663.55	6 523.77		
考虑多能共享	MEG1	3 322.58	1 421.96	1 160.84	4 483.42
	MEG2	3 198.77	1 420.83	557.58	3 756.35
	MEG3	6 969.99	3 018.17	-1 718.42	5 251.57
	互联MEG	13 491.34	5 860.96	0	13 491.34

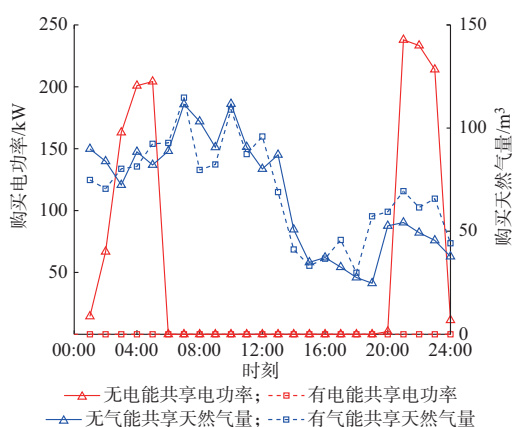


图3 互联MEG与主能源网的交易结果
Fig. 3 Trading results between interconnected MEGs and main energy grid

由表1可知,在允许能源共享的情况下,互联MEG的总运营成本小于无能源共享的场景,且3个MEG的总成本分别下降了5.89%、19.13%和0.06%,表明本文提出的多能共享交易机制可同时提高社会和个体的经济效益。此外,从表1可以看出,考虑多能共享场景下的互联MEG与主能源网

交易成本小于不考虑能量共享的场景,这说明多能共享可以提高MEG群内的能源利用率,减少MEG从主能源网的购能量,从而降低互联MEG内部的运行成本。

由图3可得,在不考虑能源共享的场景下,MEG的购电量显著高于考虑多能共享的场景,这表明多能共享可有效降低互联MEG对主电网的购电需求,提高了可再生能源发电的就地消纳率,也在一定程度上改善了MEG的负荷特性。图3中进行能源共享的互联MEG在00:00—05:00和19:00—24:00并未向主电网购电的原因是:即便MEG1和MEG2的光伏机组在上述时段未能发电,且CHP系统发电量无法完全满足其内部用电需求,但是互联MEG通过互济通道进行了多能共享,从而满足了各MEG内部各类负荷需求。

同样地,由图3可得,在不进行能源共享的场景下,MEG的购气量在18:00以前整体略高于进行多能共享的场景,这在一定程度上说明了进行多能共享在大多时段可以改善各MEG向主气网购买天然气的需求,优先促进互联MEG内部P2G设备产生

的天然气消纳。但是在18:00以后,由于MEG1和MEG2内部光伏机组不能继续发电以供其使用,且由图3可知互联MEG在此时段并未向主电网购电,因此需要购买较无能源共享场景略多的天然气以供CHP系统进行热电联产。虽然进行能源共享的互联MEG在整个调度时段的整体天然气购买量高于无能源共享的场景,但是由表1可知,进行能源共享时的各MEG运行的总成本均低于无能源共享场景下的运营成本(即无能源共享场景下的总成本)。同时也说明进行气能共享可以促进内部P2G设备产生的天然气的消纳,即对风机/光伏过发电量的消纳,从而提高可再生能源的就地消纳率。

4.3 第2阶段:多能共享结果分析

本文采用“MEG i & j ”的格式标记共享交易对,表示MEG i 从MEG j 购买的能源,每对交易在各时段共享的电量及共享的气量分别如图4和图5所示,而每对交易共享能源单价与共享能源总量结果如图6所示。

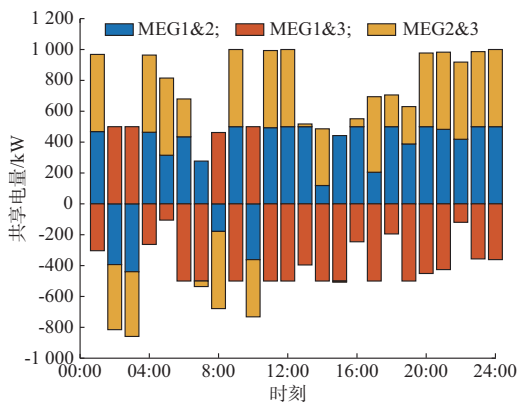


图4 MEG间共享的电量
Fig. 4 Electricity shared among MEGs

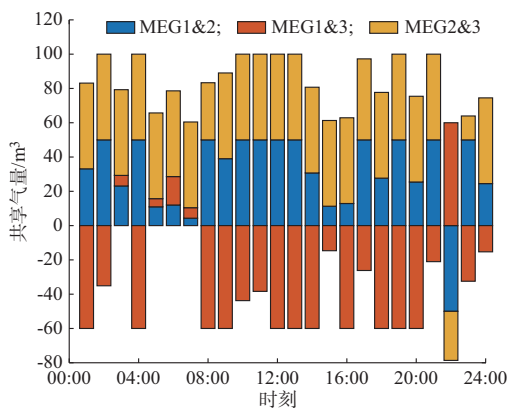


图5 MEG间共享的气量
Fig. 5 Gas shared among MEGs

从图4和图5可以看出,在整个调度周期,MEG1主要向MEG2购买电能和天然气,且主要向

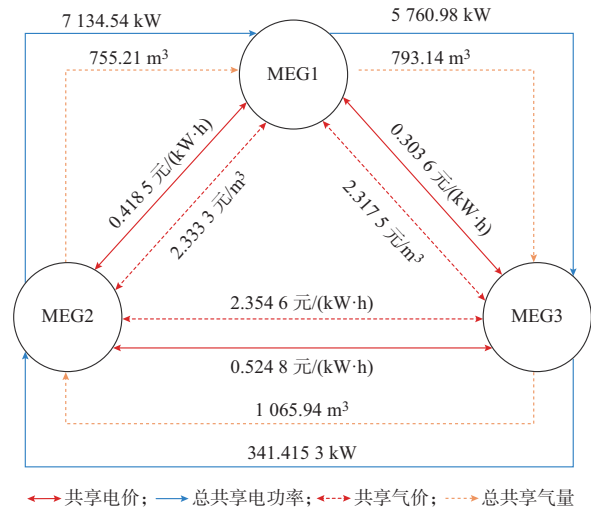


图6 MEG间共享能源出清结果
Fig. 6 Clearing results of energy shared among MEGs

MEG3售卖电能和天然气,而MEG2则主要向MEG3购买电能和天然气。其中对于MEG1和MEG2,在00:00—05:00和19:00—24:00时段,由于其内部的光伏板未能接受光照而不能发电,因此系统内的电能来源只有CHP系统为满足热负荷需求而热电联产产生的电能和从主电网购买的电能。但是由图3可以看出,MEG在进行多能共享的场景下每个时段均未向主电网购电,因此MEG内部可能会存在CHP系统发电过剩的情况,从而可以优先进行电能共享或供给蓄电池充电蓄能、供给P2G设备转换为天然气进行存储/共享给其他MEG(如在00:00—01:00时段,MEG1将P2G设备产生的天然气售卖给MEG3)。而在其他时段,MEG1和MEG2光伏板开始发电,在满足自身负荷需求的同时会优先进行电能共享、对蓄电池充电或由P2G设备转换为天然气进行存储/气能共享,因此即便光伏板在19:00—24:00时段不能进行发电,但是MEG1或MEG2仍可能向其他MEG售卖电能或气能。而对于MEG3,由于其接入的可再生能源是风电,存在较大的不确定性,因此其根据自身负荷需求以及运行经济性进行电能和天然气的共享。

由图6可知,共享电价均低于主电网售电价,却高于主电网购电价,共享天然气的单价也低于主天然气网的售气价。这说明MEG无法从多能共享中套利,意味着本文所提的共享能源价格出清机制可以保证共享市场规范运行。

4.4 可再生能源发电出力不确定性对运营成本的影响

为分析可再生能源发电出力不确定性的影响,本节以不考虑可再生能源发电出力不确定性的场景

作为对照组进行算例分析,即取可再生能源发电出力预测值作为计划出力。依据4.1节设置的可再生能源功率概率密度函数随机抽样100组数据模拟未来100天内可再生能源的实际发电功率,用以对比分析2组场景下所求的调度策略对互联MEG运营成本的影响,图7描述了对照实验的结果。由图7可知,采用预测值时,互联MEG的累积运营成本高于本文方法所得的累积运营成本,这说明本文模型可有效计及可再生能源发电的不确定性,降低不确定因素带来的风险成本,也在一定程度上提高了对可再生能源发电的消纳率。

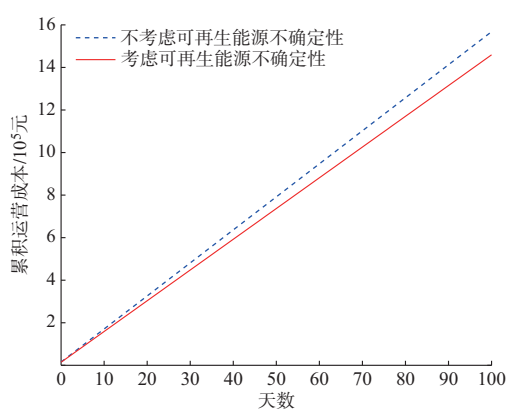


图7 可再生能源发电出力不确定性对运营成本的影响
Fig. 7 Impact of renewable energy generation output uncertainty on operation cost

4.5 ADMM的收敛性及与集中式算法对比

本文采用ADMM对含多能共享的互联MEG的协同调度问题进行求解,得到互联MEG的总运行成本为13 491.34元,而采用集中式算法得出的互联MEG的总运行成本同样为13 491.34元,且采用分布式算法下每个MEG的运营成本与能源共享成本之和,分别与采用集中式算法下每个MEG的运营成本与能源共享成本之和相等。除此之外,2种算法求解出的共享能源价格也分别相等,由此说明了本文采用ADMM求解两阶段模型的准确性和严谨性。由于集中式算法得出的结果与分布式算法得出的结果一样,详细的对比结果不再赘述。

而对于2个阶段分别采用分布式和集中式算法在求解时间上的对比,根据算例分析结果得到:当第1阶段采用分布式算法且设定算法的绝对收敛值为 10^{-4} 的情况下,该算法在迭代52次后达到收敛,且求解时间为26.252 s,附录A图A5为该算法的残差收敛曲线图,而当第1阶段采用集中式算法时,其求解时间为13.557 s;当第2阶段采用分布式算法且设定算法的绝对收敛值为 10^{-3} 的情况下,该算法在迭代36次后达到收敛,具体的求解时间为

42.656 s,而当第2阶段采用集中式算法时,其在迭代23次后达到收敛,具体的求解时间为22.849 s。由此不难看出,分布式算法在任意阶段的求解时间均大于集中式算法。虽然分布式算法在求解时间上逊色于集中式算法,但是采用集中式算法无法保证参与多能共享的各MEG主体的数据安全和隐私,而又由于2种算法得出的优化结果相同且分布式算法仍能在较短时间内达到收敛,可以满足实际调度优化问题的要求,因此本文认为采用分布式求解方法更具优势。

5 结语

本文研究了考虑多能共享的互联MEG的多能协同管理和共享能源结算问题,提出了一种两阶段分布式协同优化调度模型。在模型第1阶段,考虑了可再生能源发电出力不确定性和微网间能源共享,建立了互联MEG群的能量管理模型,并采用ADMM进行分布式求解。在模型第2阶段,针对共享能源结算问题,建立了基于非合作博弈的共享能源价格出清模型,并采用ADMM进行求解。最后通过算例分析,验证了所提模型和方法的可行性及有效性。

具体地,所提出的模型和方法具有如下特征:

- 1)可协调MEG间的多能共享,降低互联MEG群的总运营成本;
- 2)可确定多能共享的均衡价格,保证多能共享交易的公平,并降低每个MEG的运营成本;
- 3)可有效计及可再生能源发电的不确定性,降低不确定因素带来的风险成本,提高对可再生能源发电的消纳率。

后续将继续研究能量传输损耗对多能共享的影响,以保证互联MEG能源共享的可行性。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] GUO L, LIU W J, CAI J J, et al. A two-stage optimal planning and design method for combined cooling, heat and power microgrid system [J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74: 433-445.
- [2] 王丹,孟政吉,贾宏杰,等.面向新型城镇的能源互联系统规划关键技术研究及展望[J].电力系统自动化,2019,43(14):16-28. WANG Dan, MENG Zhengji, JIA Hongjie, et al. Research and prospect of key technologies for energy interconnection system planning for new-type towns [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 16-28.

- [3] 滕云, 孙鹏, 回茜, 等. 考虑生物质废物分类处理的微能源网运行优化模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15): 55-63.
TENG Yun, SUN Peng, HUI Qian, et al. Optimal operation model of micro-energy network considering classification and disposal of biomass waste [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 55-63.
- [4] 刘永辉, 张显, 谢开, 等. 能源互联网背景下的新一代电力交易平台设计探讨[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(7): 104-115.
LIU Yonghui, ZHANG Xian, XIE Kai, et al. Discussion on design of new-generation electricity trading platform in background of Energy Internet [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(7): 104-115.
- [5] 邹云阳, 杨莉, 李佳勇, 等. 冷热电气多能互补的微能源网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 65-72.
ZOU Yunyang, YANG Li, LI Jiayong, et al. Robust optimal dispatch of micro-energy grid with multi-energy complementation of cooling heating power and natural gas [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 65-72.
- [6] 刘方泽, 牟龙华, 张涛, 等. 微能源网多能源耦合枢纽的模型搭建与优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 91-98.
LIU Fangze, MU Longhua, ZHANG Tao, et al. Modelling and optimization of multi-energy coupling hub for micro-energy network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 91-98.
- [7] 林凯骏, 吴俊勇, 郝亮亮, 等. 基于非合作博弈的冷热电联供微能源网运行策略优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(6): 25-32.
LIN Kaijun, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. Optimization of operation strategy for micro-energy grid with CCHP systems based on non-cooperative game [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6): 25-32.
- [8] 张峰, 杨志鹏, 张利, 等. 计及多类型需求响应的孤岛型微能源网经济运行[J]. 电网技术, 2020, 44(2): 547-557.
ZHANG Feng, YANG Zhipeng, ZHANG Li, et al. Optimal operation of islanded micro energy grid with multi-type demand responses [J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 547-557.
- [9] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321.
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and Stackelberg game [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321.
- [10] XU D, ZHOU B, LIU N, et al. Peer-to-peer multienergy and communication resource trading for interconnected microgrids [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(4): 2522-2533.
- [11] CUI S C, WANG Y W, XIAO J W. Peer-to-peer energy sharing among smart energy buildings by distributed transaction [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6491-6501.
- [12] 杨昭, 艾欣. 考虑电能共享的综合能源楼宇群分布式优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3769-3778.
YANG Zhao, AI Xin. Distributed optimal scheduling for integrated energy building clusters considering energy sharing [J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3769-3778.
- [13] 王怡, 王小君, 孙庆凯, 等. 基于能量共享的综合能源系统群多主体实时协同优化策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(4): 56-65.
WANG Yi, WANG Xiaojun, SUN Qingkai, et al. Multi-agent real-time collaborative optimization strategy for integrated energy system group based on energy sharing [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(4): 56-65.
- [14] WANG H, HUANG J W. Incentivizing energy trading for interconnected microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 2647-2657.
- [15] LI J Y, ZHANG C R, XU Z, et al. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7215-7227.
- [16] KIM H, LEE J, BAHRAMI S, et al. Direct energy trading of microgrids in distribution energy market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 639-651.
- [17] FENG C S, WEN F S, YOU S, et al. Coalitional game-based transactive energy management in local energy communities [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 1729-1740.
- [18] 唐程辉, 张凡, 张宁, 等. 考虑可再生能源随机性和需求响应的电力系统日前经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 18-25.
TANG Chenghui, ZHANG Fan, ZHANG Ning, et al. Day-ahead economic dispatch of power system considering renewable power uncertainty and demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 18-25.
- [19] 凌梓, 杨秀, 李莉华, 等. 含电转气多能系统的协调控制与优化调度[J]. 太阳能学报, 2020, 41(12): 9-17.
LING Zi, YANG Xiu, LI Lihua, et al. Coordinated control and optimal scheduling of multi energy systems with power-to-gas devices [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(12): 9-17.
- [20] 顾洁, 白凯峰, 时亚军. 基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3119-3134.
GU Jie, BAI Kaifeng, SHI Yajun. Optimized operation of regional integrated energy system based on multi-agent master-slave game optimization interaction mechanism [J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3119-3134.
- [21] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. Sufficient conditions for exact relaxation of complementarity constraints for storage-concerned economic dispatch [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1653-1654.
- [22] 赵毅, 吴志, 钱仲豪, 等. 计及源-荷时空相关性的主动配电网分布式优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 68-76.
ZHAO Yi, WU Zhi, QIAN Zhonghao, et al. Distributed optimal dispatch of active distribution network considering source-load temporal and spatial correlations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 68-76.
- [23] HEUSINGER A, KANZOW C. Optimization reformulations of the generalized Nash equilibrium problem using Nikaido-Isoda-type functions [J]. Computational Optimization and

- Applications, 2009, 43(3): 353-377.
- [24] HEUSINGER A, KANZOW C. Relaxation methods for generalized Nash equilibrium problems with inexact line search [J]. Journal of Optimization Theory and Applications, 2009, 143(1): 159-183.
- [25] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [26] LI Y, YANG Z, LI G Q, et al. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1565-1575.
- [27] SEGURO J V, LAMBERT T W. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2000, 85(1): 75-84.
- [28] TRASHCHENKOV S, ASTAPOV V. The applicability of zero inflated beta distributions for stochastic modeling of PV plants' power output [C]// 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), May 16-18, 2018, Brno, Czech Republic: 1-6.
- 冯昌森(1990—),男,博士,讲师,主要研究方向:电力系统优化控制、电力市场、机器学习、区块链技术。E-mail: fcs@zjut.edu.cn
- 任冬冬(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向:微网优化调度、区域综合能源系统优化调度。E-mail: 2112003261@zjut.edu.cn
- 沈佳静(1992—),女,硕士研究生,主要研究方向:电力市场、微网优化调度。E-mail: joy-sjj@outlook.com
- 张有兵(1971—),男,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:智能电网、分布式发电及新能源优化控制、电动汽车入网、电力系统通信、电能质量监控等。E-mail: youbingzhang@zjut.edu.cn
- (编辑 王梦岩)

Distributed Coordinated Optimal Scheduling of Interconnected Micro-energy Grids Considering Multi-energy Sharing

FENG Changsen¹, REN Dongdong¹, SHEN Jiajing¹, WEN Fushuan², ZHANG Youbing¹

(1. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China;

2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: Micro-energy grid (MEG) is a micro integrated energy system located at the terminal of the Energy Internet, which plays a supporting role in improving the accommodation rate of the renewable energy power generation and realizing the target of the carbon emission reduction. However, its operation efficiency is usually restricted by the uncertainty of renewable energy power generation and the coordinated scheduling of the coupled multi-energy. In this context, a two-stage coordinated scheduling model for interconnected MEGs considering multi-energy sharing is proposed. In the first stage, the energy management model of interconnected MEGs is established considering the multi-energy sharing as well as the uncertainty of the renewable energy power generation to realize the multi-energy coordinated management for the interconnected integrated energy system. In the second stage, the clearing model for energy sharing price is built based on the non-cooperative game, and the generalized Nash equilibrium is used to determine the transaction settlement of sharing energy. Then, alternating direction method of multipliers is used to solve the abovementioned two-stage optimization problems in a distributed manner, which could effectively protect the information security and privacy of the MEG. Finally, the effectiveness and validation of the proposed method are demonstrated by case studies.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51777193).

Key words: micro-energy grid; energy management; multi-energy sharing; non-cooperative game; distributed optimization

