

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.04.001

## 考虑源-荷不确定性的微能源网日前鲁棒优化调度

周迦琳, 朱继忠, 董瀚江, 李鸿

(华南理工大学电力学院, 广东 广州 510641)

**摘要:**微能源网集成园区/社区的分布式能量系统、多元荷载及控制装置,能够实现多能源联产联供功能,有利于提升各类能源网络运行灵活性和经济性。为有效应对微能源网内部负荷和新能源出力的不确定性,首先建立多面体不确定集刻画负荷和光伏出力波动情况,构建描述微能源网网络拓扑和能流耦合关系的能源集线器(energy hub, EH)耦合矩阵。然后,以最小化系统运行成本为目标建立微能源网在并网和孤岛运行模式下的两阶段鲁棒优化经济调度模型,并运用线性决策规则(linear decision rule, LDR)和对偶理论制定模型求解策略。最后,基于IEEE 33节点配电网改进设计的微能源网进行算例验证分析。结果表明,LDR能够在一定精度范围内通过线性仿射函数有效近似刻画决策变量和不确定变量间的关系,降低两阶段鲁棒优化经济调度模型的求解难度。

**关键词:**微能源网;能源集线器(EH);并网运行;孤岛运行;鲁棒优化;经济调度;线性决策规则(LDR)

中图分类号:TM743

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)04-0002-11

### 0 引言

微能源网由冷、热、电生产单元,可再生能源设备,储能设备,控制设备等构成,其作为可调节资源参与用户管理,满足用户多样化能源需求。微能源网系统具有延伸性,能够连接配电网、制冷/供热系统及天然气网等,并根据实际需求,灵活运行于并网或孤岛模式。相较于传统的能源网络,微能源网在规划、运行、调度和维护上更具灵活性,能更高效地利用能源。微能源网的广泛应用不仅可以促进不同能源间的互补利用,也可以充分挖掘分散型能源的潜力,平抑新能源出力的随机性,加强能源系统接收利用新能源的能力,进而提升能源利用率,实现节能减排、低碳发展。

当前该领域的研究主要集中于综合能源系统(integrated energy system, IES)、热电联产系统<sup>[1]</sup>、微电网<sup>[2-3]</sup>系统等的建模和优化。在早期的系统建模研究中,主要考虑能源网络内部的设备,例如冷热电联产(combined cooling heating and power, CCHP)系统的运行约束和特性,建立其仿真模型并对模型性能和效益进行评价<sup>[4-5]</sup>。2007年,能源集线器(energy hub, EH)概念被首次提出,为系统建模提供了新的思路<sup>[6]</sup>。EH是对多能源系统的数学抽象,将多能源系统视为多种形式能源输入、多种形式能源输出的双端口网络,利用耦合矩阵表示中间的能量转换环节。文献[7-9]基于EH理论,针对综合能

源网络系统内部网络拓扑和各类设备,构建刻画系统内部能量流动的模型。

在优化调度领域,已有研究结合各国国情、能源政策、负荷需求、环境条件、能源市场、设备运行等多方要素约束,采用鲁棒优化、分层优化、随机优化、分布式优化等方法,针对成本最小化、经济效益最优、能源利用率最大等优化目标进行分析。文献[10-12]运用混合整数锥规划方法、半正定规划方法、混合整数非线性规划方法等实现热电联产系统的联合经济调度。文献[13]在兼顾经济性和环保性的目标下,分析分布式综合能源微电网冷热电联供的运行特性和优化运行策略。文献[14]提出电-热综合能源系统机组的数据驱动两阶段分布鲁棒调度方法。文献[15]考虑热负荷不确定性,提出一种能提高电-热综合能源系统鲁棒性的鲁棒优化调度方法。

鲁棒优化通过构建不确定集刻画随机变量的波动,基于“劣中寻优”的思路有效求解不确定性优化决策问题。鲁棒优化模型常用的求解方法有Benders分解法<sup>[16]</sup>、列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法<sup>[17-18]</sup>,其将鲁棒优化模型分解成主问题和子问题交替迭代求解。C&CG算法的收敛性虽强于Benders分解法,但C&CG算法需要的求解时间更长<sup>[19]</sup>。2种求解方法均依赖于复杂的分解迭代,收敛速度慢,占用计算资源和内存大,在大规模优化问题求解或计算性能不足等场景中应用性较弱。

基于以上问题,改进传统确定性优化调度方法、考虑微能源网中可再生能源出力和负荷不确定

收稿日期:2024-02-09;修回日期:2024-05-29

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177087);广东省基础与应用基础研究基金(2022B1515250006)

性问题的运行调度优化、提高求解策略效率等仍须深入研究。文中提出同时考虑微能源网负荷和光伏出力不确定性的两阶段鲁棒优化经济调度模型,并采用线性决策规则(linear decision rule, LDR)降低模型求解难度。文中主要创新工作有:(1)基于冷、热、电多能源类型负荷和光伏出力不确定性构建微能源并网和孤岛运行下的两阶段鲁棒优化经济调度模型;(2)基于LDR求解鲁棒优化调度模型,用线性仿射函数近似第二阶段决策变量和不确定量的关系,避免复杂的迭代求解,并通过算例结果分析LDR的仿射精度。

## 1 考虑不确定性的微能源网建模

### 1.1 基于EH的微能源网建模

从系统角度看,一个EH可以被定义为一个具备输入、输出、转换和储存多种能源载体能力的单元。EH可以作为能源基础设施和网络参与者(生产者、消费者)之间的接口,或者不同能源基础设施之间的接口。因此,EH代表了能源系统中网络节点的一般化或延伸<sup>[20]</sup>。基于EH的基本理论,对图1所示微能源网系统架构进行建模。

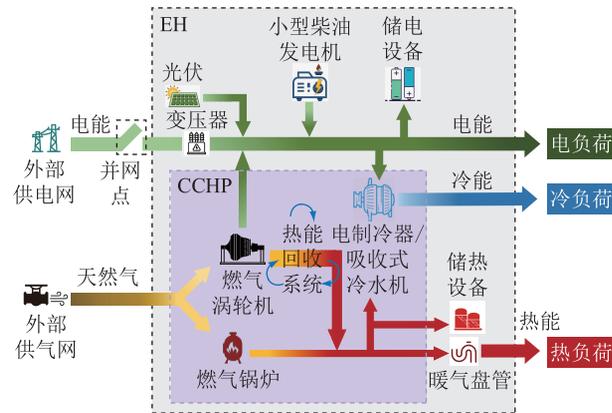


图1 微能源网系统架构

Fig.1 Infrastructure of micro-energy grid system

该微能源网系统包含的5个能量流动路径如下。

(1) 能源供应。注入系统的能源包括天然气和电能,天然气由气网供应,电能由外部供电网络、光伏(photovoltaic, PV)、备用柴油发电机(backup diesel generator, BDG)等供应。

(2) 能量转化。能量转化主要发生在CCHP中,包括燃气涡轮机(gas turbine, GT)、燃气锅炉(gas boiler, GB)燃烧天然气产生电能和热能,热能回收(heat recovery, HR)系统回收GT的发电余热,电制冷器(electric chiller, EC)和吸收式冷水机(absorption chiller, AC)将电能和热能转化为冷能等。

(3) 能量储存。包括储电设备(electric storage, ES)和储热设备(thermal storage, TS)的储能过程。

(4) 能量传输。电能、热能和冷能分别由配电网、供热系统和供冷系统向负荷侧传输。

(5) 用户需求。包括冷、热、电3种负荷。根据能流耦合关系,推导构建微能源网系统的EH模型,即如式(1)所示的耦合矩阵。

$$\begin{bmatrix} L_{E,P} \\ L_H \\ L_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - v_{e,EC} & \delta \eta_{GT} v_{g,GT} & \frac{1}{e_{ES}} & 0 \\ 0 & \delta \eta_{HC} (1 - v_{h,AC}) [\eta_{HR} (1 - \eta_{GT}) v_{g,GT} + \eta_{GB} v_{g,GB}] & 0 & \frac{1}{e_{TS}} \\ v_{e,EC} \eta_{EC} & \delta \eta_{AC} v_{h,AC} [\eta_{HR} (1 - \eta_{GT}) v_{g,GT} + \eta_{GB} v_{g,GB}] & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_e \\ G_g \\ \dot{E}_{ES} \\ \dot{E}_{TS} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: $L_{E,P}$ 、 $L_H$ 、 $L_C$ 分别为有功电负荷、热负荷和冷负荷; $v_{(\cdot)}$ 为分配系数,即某种形式的输入能源参与另一种形式的输出能源的输、变、储等环节的比例; $\eta_{(\cdot)}$ 为各设备的效率; $\delta$ 为单位体积天然气所能够提供的能量; $e_{ES}$ 、 $e_{TS}$ 分别为ES、TS的充、放效率; $G_g$ 为输入系统的天然气量; $\dot{E}_{ES}$ 、 $\dot{E}_{TS}$ 分别为储电、储热设备储能量的导数; $P_e$ 为注入系统的电能,包括外部电网供电、PV出力和BDG出力,可表示为式(2)。

$$P_e = P_{Net} + P_{PV} + P_{BDG} \quad (2)$$

式中: $P_{Net}$ 为外部电网供电量,当孤岛运行时取0; $P_{PV}$ 为PV发电量; $P_{BDG}$ 为BDG发电量。

### 1.2 不确定集

在实际工程场景下,微能源网中各节点的冷、热和电负荷都带有不确定性,以及部分接入光伏的节点出力也存在不确定性。多面体不确定集能够描述多参数、多情景或多状态的不确定性情况,且具有线性结构,易于调控不确定性程度。因此,采用多面体不确定集刻画各节点不确定性变量的波动情况。

$$U_{E,P} = \tilde{L}_{i,t}^{E,P} \in \mathbb{R}^{N_{EL}} \quad \underline{L}_{i,t}^{E,P} \leq \tilde{L}_{i,t}^{E,P} \leq \bar{L}_{i,t}^{E,P};$$

$$\forall i \in I; t \in T; \underline{\mu}^{E,P} \leq \frac{\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \tilde{L}_{i,t}^{E,P}}{\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \hat{L}_{i,t}^{E,P}} \leq \bar{\mu}^{E,P} \quad (3)$$

$$U_H = \tilde{L}_{i,t}^H \in \mathbb{R}^{N_H} \quad \underline{L}_{i,t}^H \leq \tilde{L}_{i,t}^H \leq \bar{L}_{i,t}^H;$$

$$\forall i \in I; t \in T; \underline{\mu}^H \leq \frac{\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \tilde{L}_{i,t}^H}{\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \hat{L}_{i,t}^H} \leq \bar{\mu}^H \quad (4)$$

$$U_{PV} = \tilde{P}_{k,t}^{PV} \in \mathbb{R}^{N_{PV}} \quad \underline{P}_{k,t}^{PV} \leq \tilde{P}_{k,t}^{PV} \leq \bar{P}_{k,t}^{PV};$$

$$\forall k \in K_{PV}; t \in T; \underline{\mu}^{PV} \leq \frac{\sum_{k \in K_{PV}} \sum_{t \in T} \tilde{P}_{k,t}^{PV}}{\sum_{k \in K_{PV}} \sum_{t \in T} \hat{P}_{k,t}^{PV}} \leq \bar{\mu}^{PV} \quad (5)$$

式中:  $U_{(\cdot)}$  为描述各不确定性变量的不确定集;  $\mathbb{R}^{N_{EL}}$  为  $N_{EL}$  维实数空间;  $\mathbb{R}^{N_H}$  为  $N_H$  维实数空间;  $\mathbb{R}^{N_{PV}}$  为  $N_{PV}$  维实数空间;  $N_{EL}$ 、 $N_H$ 、 $N_{PV}$  分别为电负荷、热负荷和光伏机组的数量;  $\tilde{L}_{i,t}^{E-P}$ 、 $\tilde{L}_{i,t}^H$ 、 $\tilde{P}_{k,t}^{PV}$  为各不确定性变量;  $\hat{L}_{i,t}^{E-P}$ 、 $\hat{L}_{i,t}^H$ 、 $\hat{P}_{k,t}^{PV}$  为不确定性变量的预测平均值<sup>[21]</sup>;  $\underline{L}_{i,t}^{E-P}$  和  $\underline{L}_{i,t}^H$ 、 $\underline{L}_{i,t}^H$  和  $\underline{L}_{i,t}^H$ 、 $\underline{P}_{k,t}^{PV}$  和  $\underline{P}_{k,t}^{PV}$  分别为不确定性变量上、下界, 可为预测区间上、下界<sup>[22]</sup>;  $I, i$  分别为微能源网中的节点集合和索引;  $t$  为单位运行周期索引;  $T$  为总调度周期;  $\bar{\mu}^{(\cdot)}$ 、 $\underline{\mu}^{(\cdot)}$  分别为不确定集的上、下不确定度预算;  $K_{PV}$ 、 $k$  分别为配备了 ES 的光伏发电设备的节点集合和索引。类似地, 描述无功电负荷和冷负荷的不确定集形式同式(3)和式(4)。

在每个不确定集中, 不确定性变量可以在区间所限定的上下界内自由变化。此外, 鲁棒优化求解不确定性变量在最劣情景下的最优决策时, 较易取到不确定变量的区间极限值。但实际中, 不确定性变量取得极限值的概率较小, 因此求解所得的策略在实际运用中较为保守, 需要对每一组不确定集设置一对不确定性预算以控制总体不确定性程度<sup>[23]</sup>, 使其不易取到极限值, 可以更接近实际情况。预算的设计取决于解决方案鲁棒性和保守性之间的权衡<sup>[24]</sup>。

## 2 2种运行模式下的微能源网日运行两阶段鲁棒优化经济调度模型

### 2.1 设备运行约束

#### 2.1.1 CCHP 运行约束

CCHP 系统是一种联合电力生产、供热和制冷的能源系统。其利用内部燃气轮机和余热回收等设备, 同时产生电力和热能, 并通过吸收式制冷机或其他制冷技术, 将废热用于制冷, 实现冷、热、电的三联产。

$$P_{m,t}^{GT} \tau = \eta_m^{GT} F_{m,t}^{g-GT} \quad P_m^{GT, \min} \leq P_{m,t}^{GT} \leq P_m^{GT, \max} \quad (6)$$

$$-R_m^{GT} P_m^{GT, \max} \leq P_{m,t}^{GT} - P_{m,t-1}^{GT} \leq R_m^{GT} P_m^{GT, \max} \quad (7)$$

$$H_{m,t}^{HR} = \eta_m^{HR} (1 - \eta_{m,t}^{GT}) F_{m,t}^{g-GT} \quad 0 \leq H_{m,t}^{HR} \leq H_m^{HR, \max} \quad (8)$$

$$H_{m,t}^{GB} = \eta_m^{GB} F_{m,t}^{g-GB} \quad 0 \leq H_{m,t}^{GB} \leq H_m^{GB, \max} \quad (9)$$

$$\sum_{m \in M_{CCHP}} (F_{m,t}^{g-GT} + F_{m,t}^{g-GB}) = \delta G_t^g \quad (10)$$

$$H_{i,t}^{HC} = \eta_i^{HC} H_{i,t}^{in-HC} \quad 0 \leq H_{i,t}^{HC} \leq H_i^{HC, \max} \quad (11)$$

$$C_{m,t}^{AC} = \eta_m^{AC} H_{m,t}^{in-AC} \quad 0 \leq C_{m,t}^{AC} \leq C_m^{AC, \max} \quad (12)$$

$$C_{m,t}^{EC} = \eta_m^{EC} P_{m,t}^{in-EC} \tau \quad 0 \leq C_{m,t}^{EC} \leq C_m^{EC, \max} \quad (13)$$

式中:  $\forall m \in M_{CCHP}$ ,  $\forall i \in I, t \in T$ ;  $M_{CCHP}$ 、 $m$  分别为接入 CCHP 的节点集合和索引;  $P_{m,t}^{GT}$  为 GT 出力;  $\tau$  为单位生产周期时长;  $P_m^{GT, \max}$ 、 $P_m^{GT, \min}$  分别为 GT 出力上、下限;  $\eta_m^{GT}$ 、 $\eta_m^{GB}$ 、 $\eta_m^{HR}$ 、 $\eta_m^{AC}$ 、 $\eta_m^{EC}$  分别为 GT 发电效率、GB 和 HR 产热效率、AC 和 EC 制冷效率;  $R_m^{GT}$  为爬坡率;  $F_{m,t}^{g-GT}$ 、 $F_{m,t}^{g-GB}$  分别为进入 GT 和 GB 的天然气所提供的燃料能量;  $H_{m,t}^{HR}$ 、 $H_{m,t}^{GB}$  分别为 HR 和 GB 的产热量;  $H_m^{HR, \max}$ 、 $H_m^{GB, \max}$  分别为 HR 和 GB 的产热量上限;  $G_t^g$  为进入 CCHP 的天然气总量;  $H_{i,t}^{HC}$  为向节点负荷供热的暖气盘管(heat coil, HC)的产热量;  $\eta_i^{HC}$  为部署于各节点 HC 的传热效率;  $H_{i,t}^{in-HC}$  为注入 HC 的热量;  $H_i^{HC, \max}$  为 HC 的传热量上限;  $C_{m,t}^{AC}$ 、 $C_{m,t}^{EC}$  分别为 AC 和 EC 的制冷量;  $H_{m,t}^{in-AC}$  为注入 AC 的热能;  $P_{m,t}^{in-EC}$  为注入 EC 的电功率;  $C_m^{AC, \max}$ 、 $C_m^{EC, \max}$  分别为 AC 和 EC 的制冷量上限。

#### 2.1.2 PV 和 BDG 运行约束

PV 和 BDG 是微能源网中除了 CCHP 以外重要的能源生产单元。BDG 在系统中主要起备用能源的作用, 在 PV 出力波动时及时补充功率缺额, 维持供能稳定。与 GT 一样, BDG 的出力也受其额定容量和爬坡率的限制, 而 PV 出力则受其装机容量的限制。

$$(P_{n,l,t}^{BDG})^2 + (Q_{n,l,t}^{BDG})^2 \leq \sum_{l \in L} B_{n,l,t}^{BDG} (S_{n,l}^{BDG})^2 \quad (14)$$

$$-R_{n,l}^{BDG} P_{n,l}^{BDG, \max} \leq P_{n,l,t}^{BDG} - P_{n,l,t-1}^{BDG} \leq R_{n,l}^{BDG} P_{n,l}^{BDG, \max} \quad (15)$$

$$P_{n,l,t}^{BDG} \geq \sum_{l \in L} B_{n,l,t}^{BDG} P_{n,l}^{BDG, \min} \quad (16)$$

$$(\tilde{P}_{k,t}^{PV})^2 + (Q_{k,t}^{PV})^2 \leq (S_k^{PV})^2 \quad (17)$$

式中:  $n \in N_{BDG}$ ,  $N_{BDG}$ 、 $n$  分别为接入了 BDG 的节点集合和索引;  $L, l$  分别为节点上的 BDG 集合和索引;  $\forall k \in K_{PV}$ ;  $P_{n,l,t}^{BDG}$ 、 $Q_{n,l,t}^{BDG}$  分别为 BDG 的有功和无功出力;  $B_{n,l,t}^{BDG}$  为 BDG 启停状态的二元决策变量;  $S_{n,l}^{BDG}$  为 BDG 额定容量;  $R_{n,l}^{BDG}$  为 BDG 的爬坡率;  $P_{n,l}^{BDG, \max}$ 、 $P_{n,l}^{BDG, \min}$  分别为 BDG 出力上、下限;  $\tilde{P}_{k,t}^{PV}$ 、 $Q_{k,t}^{PV}$  分别为 PV 的有功和无功出力;  $S_k^{PV}$  为 PV 额定容量。

### 2.1.3 储能设备运行约束

为提高系统的灵活性和可靠性,在 CCHP 和 PV 中分别配备相应容量的 TS 和 ES。TS 存储供过于求时的多余热能,并在高负荷时段释放热能满足用户需求;ES 能够平抑 PV 出力的波动,减小新能源出力不确定性对微能源网产生的冲击。

$$\begin{cases} B_{m,t}^{\text{TS,C}} + B_{m,t}^{\text{TS,D}} \leq 1 \\ B_{k,t}^{\text{ES,C}} + B_{k,t}^{\text{ES,D}} \leq 1 \end{cases} \quad (18)$$

$$0 \leq H_{m,t}^{\text{TS,C/D}} \leq B_{m,t}^{\text{TS,C/D}} H_m^{\text{TS,C/D,max}} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{k,t}^{\text{ES,C/D}} \leq B_{k,t}^{\text{ES,C/D}} P_k^{\text{ES,C/D,max}} \quad (20)$$

$$E_{m,t}^{\text{TS}} = \eta_m^{\text{TS,loss}} E_{m,t-1}^{\text{TS}} + e_m^{\text{TS}} H_{m,t}^{\text{TS,C}} - H_{m,t}^{\text{TS,D}} / e_m^{\text{TS}} \quad (21)$$

$$E_{k,t}^{\text{ES}} = \eta_k^{\text{ES,loss}} E_{k,t-1}^{\text{ES}} + e_k^{\text{ES}} P_{k,t}^{\text{ES,C}} \tau - P_{k,t}^{\text{ES,D}} \tau / e_k^{\text{ES}} \quad (22)$$

$$\begin{cases} E_m^{\text{TS,min}} \leq E_{m,t}^{\text{TS}} \leq E_m^{\text{TS,max}} \\ E_k^{\text{ES,min}} \leq E_{k,t}^{\text{ES}} \leq E_k^{\text{ES,max}} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} E_{m,24}^{\text{TS}} = E_{m,0}^{\text{TS}} \\ E_{k,24}^{\text{ES}} = E_{k,0}^{\text{ES}} \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $B_{m,t}^{\text{TS,C}}$ 、 $B_{m,t}^{\text{TS,D}}$  分别为 TS 充放能的二元决策变量;  $B_{k,t}^{\text{ES,C}}$ 、 $B_{k,t}^{\text{ES,D}}$  分别为 ES 充放电的二元决策变量;  $H_{m,t}^{\text{TS,C}}$ 、 $H_{m,t}^{\text{TS,D}}$  分别为 TS 的充放能量;  $H_m^{\text{TS,C,max}}$ 、 $H_m^{\text{TS,D,max}}$  分别为 TS 的充放能量上限;  $P_{k,t}^{\text{ES,C}}$ 、 $P_{k,t}^{\text{ES,D}}$  分别为 ES 的充放电功率;  $P_k^{\text{ES,C,max}}$ 、 $P_k^{\text{ES,D,max}}$  分别为 ES 的充放电功率上限;  $E_{m,t}^{\text{TS}}$  为 TS 的储能;  $E_{k,t}^{\text{ES}}$  为 ES 的储电量;  $\eta_m^{\text{TS,loss}}$  为 TS 的损耗系数;  $\eta_k^{\text{ES,loss}}$  为 ES 的损耗系数;  $e_m^{\text{TS}}$  为 TS 的充放能系数;  $e_k^{\text{ES}}$  为 ES 的充放电系数;  $E_m^{\text{TS,max}}$ 、 $E_m^{\text{TS,min}}$  分别为 TS 的储能上、下限;  $E_k^{\text{ES,max}}$ 、 $E_k^{\text{ES,min}}$  分别为 ES 的储电量上、下限。此外,由于日前运行要求,储能设备在某一天开始时的储能量必须与前一天结束时的储能量相等,即如式(24)所示。

## 2.2 并网运行模式下的目标函数

微能源网运行于并网状态时,由其内部的分布式能源向负荷供电,当能源供应大于负荷需求时,多余的能源可以向主能源网售出,若出现能量缺额,则可以从主能源网购入。并网模式下的鲁棒优化调度以最小化系统日运行成本为目标,目标函数由系统中所有 BDG 的启停费用  $C_{\text{SS}}$ 、BDG 和 CCHP 的燃料总费用  $C_{\text{F}}$ 、所有能量生产和存储单元的运维成本  $C_{\text{OM}}$  以及与主网进行电能交易的费用  $C_{\text{EX}}$  构成。

$$\min(C_{\text{SS}} + \max \min(C_{\text{F}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{EX}})) \quad (25)$$

$$C_{\text{SS}} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in \text{NBDC}} \sum_{l \in L} c_{\text{SS}}^{\text{BDG}} |B_{n,l,t}^{\text{BDG}} - B_{n,l,t-1}^{\text{BDG}}| \quad (26)$$

$$C_{\text{F}} = \sum_{t \in T} \left( c_{\text{gas}} G_t^g + \sum_{n \in \text{NBDC}} \sum_{l \in L} c_{\text{fuel}} P_{n,l,t}^{\text{BDG}} \tau \right) \quad (27)$$

$$C_{\text{OM}} = \sum_{t \in T} \left( \sum_{m \in \text{MCCHP}} c_{\text{OM}}^{\text{GT}} P_{m,t}^{\text{GT}} \tau + \sum_{n \in \text{NBDC}} \sum_{l \in L} c_{\text{OM}}^{\text{BDG}} P_{n,l,t}^{\text{BDG}} \tau + \sum_{k \in \text{KPv}} c_{\text{OM}}^{\text{PV}} P_{k,t}^{\text{PV}} \tau + \sum_{m \in \text{MCCHP}} (c_{\text{OM}}^{\text{HR}} H_{m,t}^{\text{HR}} + c_{\text{OM}}^{\text{GB}} H_{m,t}^{\text{GB}} + c_{\text{OM}}^{\text{AC}} C_{m,t}^{\text{AC}} + c_{\text{OM}}^{\text{EC}} C_{m,t}^{\text{EC}}) + \sum_{k \in \text{KPv}} c_{\text{OM}}^{\text{ES}} P_{k,t}^{\text{ES,C/D}} \tau + \sum_{m \in \text{MCCHP}} c_{\text{OM}}^{\text{TS}} H_{m,t}^{\text{TS,C/D}} \right) \quad (28)$$

$$C_{\text{EX}} = \sum_{t \in T} (c_t^{\text{buy}} P_t^{\text{def}} \tau - c_t^{\text{sell}} P_t^{\text{sur}} \tau) \quad (29)$$

式中:  $c_{\text{SS}}^{\text{BDG}}$  为 BDG 的启停费用;  $c_{\text{gas}}$  为天然气单价;  $c_{\text{fuel}}$  为 BDG 的燃料费用单价;  $c_t^{\text{buy}}$ 、 $c_t^{\text{sell}}$  分别为微能源网向上级电网购买或售卖电能的电价;  $c_{\text{OM}}^{(\cdot)}$  为设备运维成本。

式(25)为求解不确定性变量取得最劣情景时,能够最小化微能源网系统 24 h 内运行总成本的最优策略。首先第一阶段鲁棒优化模型在约束条件内求得机组启停状态  $B_{n,l,t}^{\text{BDG}}$ , 储能设备充放能状态  $B_{m,t}^{\text{TS,C/D}}$ 、 $B_{k,t}^{\text{ES,C/D}}$ , 以及充放能量  $H_{m,t}^{\text{TS,C/D}}$ 、 $P_{k,t}^{\text{ES,C/D}}$  的最优决策;第二阶段鲁棒优化模型的 max-min 函数中,通过 max 函数获得导致最高运营成本的最劣不确定性情景,同时, min 函数则在最劣情景下得到第二阶段最优的 BDG 机组出力  $P_{n,l,t}^{\text{BDG}}$ 、 $Q_{n,l,t}^{\text{BDG}}$ , CCHP 中的 GT 出力  $P_{m,t}^{\text{GT}}$ , HR 产热量  $H_{m,t}^{\text{HR}}$ , GB 产热量  $H_{m,t}^{\text{GB}}$ , EC 制冷量  $C_{m,t}^{\text{EC}}$ , AC 制冷量  $C_{m,t}^{\text{AC}}$  等。

除了需要满足设备运行约束外,并网运行模式下还需要满足电、热、冷功率平衡约束以及潮流约束。

$$\begin{cases} \sum_{i \in I} \tilde{L}_{i,t}^{\text{C}} = \sum_{m \in \text{MCCHP}} (C_{m,t}^{\text{EC}} + C_{m,t}^{\text{AC}}) \\ \sum_{i \in I} \tilde{L}_{i,t}^{\text{H}} = \sum_{i \in I} H_{i,t}^{\text{HC}} \end{cases} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{m \in \text{MCCHP}} (H_{m,t}^{\text{HR}} + H_{m,t}^{\text{GB}} + H_{m,t}^{\text{TS,D}}) = \\ & \sum_{i \in I} H_{i,t}^{\text{in,HC}} + \sum_{m \in \text{MCCHP}} (H_{m,t}^{\text{in,AC}} + H_{m,t}^{\text{TS,C}}) \end{aligned} \quad (31)$$

$$P_{a,t}^{\text{G}} = P_{m,t}^{\text{GT}} + \sum_{l \in L} P_{n,l,t}^{\text{BDG}} + P_{k,t}^{\text{PV}} - P_{k,t}^{\text{ES,C}} + P_{k,t}^{\text{ES,D}} - P_{m,t}^{\text{in,EC}} \quad (32)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i \in I} \tilde{L}_{i,t}^{\text{E,P}} &= \sum_{m \in \text{MCCHP}} (P_{m,t}^{\text{GT}} - P_{m,t}^{\text{in,EC}}) + \sum_{n \in \text{NBDC}} \sum_{l \in L} P_{n,l,t}^{\text{BDG}} + \\ & \sum_{k \in \text{KPv}} (P_{k,t}^{\text{PV}} - P_{k,t}^{\text{ES,C}} + P_{k,t}^{\text{ES,D}}) + P_t^{\text{def}} - P_t^{\text{sur}} \end{aligned} \quad (33)$$

$$P_{i+1,t} = P_{i,t} + P_{i+1,t}^{\text{G}} - \tilde{L}_{i+1,t}^{\text{E,P}} \quad (34)$$

$$Q_{i+1,t} = Q_{i,t} + Q_{i+1,t}^{\text{BDG}} + Q_{k,t}^{\text{PV}} - \tilde{L}_{i+1,t}^{\text{E,Q}} \quad (35)$$

$$V_{i+1,t} = V_{i,t} - \frac{r_i P_{i,t} + x_i Q_{i,t}}{V_0} \quad (36)$$

$$1 - \Delta V_{\text{max}} \leq V_{i,t} \leq 1 + \Delta V_{\text{max}} \quad (37)$$

$$P_{i,t}^2 + Q_{i,t}^2 \leq (S_i^{\text{line}})^2 \quad (38)$$

$$\begin{cases} P_{1,t} = P_t^{\text{def}} - P_t^{\text{sur}} \\ P_t^{\text{def}} \geq 0 \\ P_t^{\text{sur}} \geq 0 \end{cases} \quad (39)$$

式中:  $\forall a \in M_{\text{CCHP}} \cup N_{\text{BDG}} \cup K_{\text{PV}}$ ;  $\tilde{L}_{i,t}^{\text{E,P}}$ 、 $\tilde{L}_{i,t}^{\text{E,Q}}$ 、 $\tilde{L}_{m,t}^{\text{C}}$ 、 $\tilde{L}_{m,t}^{\text{H}}$ 、 $\tilde{P}_{k,t}^{\text{PV}}$  分别为有功负荷、无功负荷、冷负荷、热负荷和光伏出力;  $P_{a,t}^{\text{C}}$  为接入了 CCHP、PV 等产能设备的节点的总发电功率;  $P_{i,t}$ 、 $Q_{i,t}$  分别为节点的有功和无功功率;  $V_0$  为参考电压,即微能源网并网点或接入主柴油发电机的节点电压;  $V_{i,t}$  为节点电压;  $r_i$ 、 $x_i$  分别为线路的电阻和电抗;  $\Delta V_{\text{max}}$  为电压偏差的最大允许值;  $S_i^{\text{line}}$  为线路额定容量;  $P_t^{\text{def}}$ 、 $P_t^{\text{sur}}$  分别为微能源网从主网购买和向主网供应的电功率。

### 2.3 孤岛运行模式下的目标函数

当微能源网内部或主网外部发生故障时,为避免对主网产生冲击或影响能源网内部的敏感负荷,微能源网将切换为孤岛运行模式。此时微能源网将不再与主电网产生交互,微能源网利用内部的 BDG、PV 等设备发电,满足用户用电需求,而当负荷超出发电设备的容量时,将通过主动切负荷降低供电压力。因此,在上述并网模式下的两阶段鲁棒优化经济调度模型中加入新的决策变量,即有功、无功切负荷需求决策变量  $P_{i,t}^{\text{SL}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{SL}}$ 。所构建的孤岛运行模式下两阶段鲁棒优化经济调度模型为:

$$\min(C_{\text{SS}} + \max \min(C_{\text{F}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{SL}})) \quad (40)$$

$$C_{\text{SL}} = \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} c_{\text{shed}} P_{i,t}^{\text{SL}} \tau \quad (41)$$

$$\begin{cases} \text{式(3)—式(24)} \\ \text{式(26)—式(28)} \\ \text{式(30)—式(32)} \\ \text{式(36)—式(38)} \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} P_{1,t} = 0 \\ Q_{1,t} = 0 \end{cases} \quad (43)$$

$$P_{i+1,t} = P_{i,t} + P_{i+1,t}^{\text{C}} - (\tilde{L}_{i+1,t}^{\text{E,P}} - P_{i+1,t}^{\text{SL}}) \quad (44)$$

$$Q_{i+1,t} = Q_{i,t} + Q_{i+1,t}^{\text{BDG}} + Q_{k,t}^{\text{PV}} - (\tilde{L}_{i+1,t}^{\text{E,Q}} - Q_{i+1,t}^{\text{SL}}) \quad (45)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{SL}} \leq P_i^{\text{SL,max}} \quad (46)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{SL}} \leq Q_i^{\text{SL,max}} \quad (47)$$

式中:  $P_i^{\text{SL,max}}$ 、 $Q_i^{\text{SL,max}}$  分别为有功和无功切负荷量上限。孤岛运行模式下的目标函数式(40)旨在最小化系统运行成本,包括 BDG 启停费用、燃料费用、设备运维费用和切负荷成本;切负荷成本  $C_{\text{SL}}$  如式(41)所示;由于微能源网与主网交互的并网点断

开,故而并网点处不再与主网产生交互,如式(43)所示;式(44)、式(45)阐述了在孤岛运行模式下微能源网的潮流约束,须注意的是,在潮流计算中,需要将接入主 BDG 的母线电压设置为 1 p.u.,以作为孤岛运行模式下微能源网的参考电压;式(46)、式(47)规定了微能源网中能够被削减的最大荷载,一般取节点负荷量的 20%~50%。

## 3 两阶段鲁棒优化经济调度模型求解策略

### 3.1 线性决策规则(LDR)

LDR 是一种基础仿射策略,可以用于降低鲁棒优化问题的维度。在对不确定性变量进行预测后,LDR 引入辅助变量将决策变量与不确定性变量之间的关系表达为式(48)的线性函数关系。首先依据不确定性变量预测值制定相应的决策,当不确定性变量发生波动偏离预测值时,再根据预测误差对策略进行线性调整。因此,LDR 可以充分挖掘不确定性变量的历史信息,增强目标鲁棒性优化模型对不确定性变量变化的适应性,进而提高模型解的灵活性。

$$y(\tilde{\xi}) = y_0 + \sum_{j \in J} y_j \tilde{\xi}_j \quad (48)$$

式中:辅助变量  $y_0$  为线性仿射函数  $y(\tilde{\xi})$  的常数项,即对不确定性变量进行预测后对应的决策变量值;  $\tilde{\xi}_j$  为不确定性变量;辅助变量  $y_j$  为线性系数,表示决策变量  $y(\tilde{\xi})$  如何受到每个不确定性变量  $\tilde{\xi}_j$  的影响; $j, J$  分别为随机变量的索引和集合。

与原模型求解所有不确定性变量的最优决策值不同,采用 LDR 化简后,模型转换为寻找线性仿射函数的最佳常数项和线性系数。由此,第二阶段鲁棒优化模型被简化成为线性规划问题,简化了求解过程,降低了求解难度。

### 3.2 两阶段鲁棒优化模型求解

首先,将鲁棒优化模型简化压缩为紧凑表达形式,并运用 LDR,将第二阶段决策变量表示为与不确定性变量相关的函数,由此可以消除在不确定性变量最劣情境下求解最优第二阶段决策变量的决策步骤。接着进一步采用对偶方法,将两阶段优化问题转化成为单阶段线性规划问题,最后导入求解器进行求解。

以并网运行模式下的模型为例,式(3)—式(39)所构建的微能源网并网运行模式下每一时间段的两阶段鲁棒优化经济调度模型的紧凑形式为:

$$\min_{x_i} (c_i^T x_i + \max_{z_i} \min_{y_i} (d_i^T y_i)) \quad (49)$$

$$A_i x_i \geq b_i \quad (50)$$

$$F_t x_t + G_t y_t(\tilde{z}_t) \leq h_t(\tilde{z}_t) \quad (51)$$

式中:  $x_t$  为第一阶段决策变量列向量;  $c_t$  为与第一阶段决策变量  $x_t$  相关的系数向量;  $y_t$  为第二阶段决策变量列向量;  $d_t$  为与第二阶段决策变量  $y_t$  相关的系数向量;  $A_t$ 、 $F_t$ 、 $G_t$  为相应的系数矩阵;  $b_t$  为常数列向量;  $c_t x_t$  为第一阶段的目标函数;  $d_t^T y_t$  为第二阶段的目标函数; 式(50)为并网运行第一阶段决策变量的约束, 对应于式(6)一式(8)、式(14)一式(16)、式(18)一式(24), 第一阶段决策变量  $x_t$  包括 BDG 启停状态决策变量向量  $B_{BDG}$ 、TS 充放能决策变量向量  $B_{TS,C/D}$ 、ES 充放电决策变量向量  $B_{ES,C/D}$ 、TS 充放能量向量  $H_{TS,C/D}$ 、ES 充放电功率向量  $P_{ES,C/D}$ 、TS 和 ES 储能量向量  $E_{TS/ES}$ 、BDG 有功出力向量  $P_{BDG}$ 、GT 出力向量  $P_{GT}$  和 BDG 无功出力向量  $Q_{BDG}$ ; 式(51)表示并网运行第二阶段决策变量与第一阶段决策变量和不确定性变量的约束, 对应于式(9)一式(13)、式(17)、式(30)一式(39), 第二阶段决策变量  $y_t$  包括 GB 出力向量  $H_{GB}$ 、EC 出力向量  $C_{EC}$ 、AC 出力向量  $C_{AC}$ 、微能源网向主网供应的电功率向量  $P_{sur}$ 、微能源网从主网购买的电功率向量  $P_{def}$ 、光伏无功出力向量  $Q_{PV}$  和输入系统的天然气量向量  $G_g$ ;  $\tilde{z}_t$  为不确定性变量向量, 包括有功负荷向量  $\tilde{L}_{E,P}$ 、无功负荷向量  $\tilde{L}_{E,Q}$ 、冷负荷向量  $\tilde{L}_C$ 、热负荷向量  $\tilde{L}_H$  和光伏有功出力向量  $\tilde{P}_{PV}$ ;  $y_t(\tilde{z}_t)$  为与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关的第二阶段决策变量向量;  $h_t(\tilde{z}_t)$  为与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关的向量。文中简化的矩阵或向量的大小比较, 均为其中对应位置元素的大小比较, 后续不再赘述。

不等式约束式(51)的右侧向量  $h_t(\tilde{z}_t)$  受到不确定性变量  $\tilde{z}_t$  的影响, 表示如下。

$$h_t(\tilde{z}_t) = h_{0,t} + H_t \tilde{z}_t \quad (52)$$

式中:  $h_{0,t}$  为常数列向量;  $H_t$  为与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关的系数矩阵, 表示向量  $h_t(\tilde{z}_t)$  如何受到每个不确定性变量的影响。

同时, 第二阶段决策变量  $y_t$  与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关, 根据实际的能源负荷需求、光伏出力及其预测值之间的 Wasserstein 距离对第二阶段决策变量和状态变量进行调整, 采用 LDR 进行化简。

$$y_t(\tilde{z}_t) = y_{0,t} + Y_t \tilde{z}_t \quad (53)$$

式中:  $y_{0,t}$  为引入的辅助常数列向量;  $Y_t$  为与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关的辅助系数矩阵。

由此, 第二阶段决策变量可以用不确定性变量进行表述, 式(49)则可以重新表示为:

$$\begin{aligned} & \min_{x_t} (c_t^T x_t + \max_{\tilde{z}_t} (d_t^T y_t(\tilde{z}_t))) = \\ & \min_{x_t} c_t^T x_t + \min_{x_t} \max_{\tilde{z}_t} (d_t^T y_t(\tilde{z}_t)) \end{aligned} \quad (54)$$

针对  $\min \max (d_t^T y_t(\tilde{z}_t))$  这一项采用对偶定理进行转换。原问题表述为:

$$\begin{cases} \max (d_t^T y_t(\tilde{z}_t)) \\ \text{s.t. } F_t x_t + G_t y_t(\tilde{z}_t) \leq h_t(\tilde{z}_t) \end{cases} \quad (55)$$

运用 LDR 后的原问题可以重新表示为:

$$\begin{cases} \max (d_t^T (y_{0,t} + Y_t \tilde{z}_t)) \\ \text{s.t. } F_t x_t + G_t (y_{0,t} + Y_t \tilde{z}_t) \leq h_{0,t} + H_t \tilde{z}_t \end{cases} \quad (56)$$

式(56)可以进一步表示为:

$$\begin{cases} \max (Z_t^T \tilde{z}_t + D_t) \\ \text{s.t. } C_t \tilde{z}_t \leq M_t \\ \tilde{z}_t \leq \bar{z}_t \\ -\tilde{z}_t \leq -\underline{z}_t \end{cases} \quad (57)$$

式中:  $\bar{z}_t$ 、 $\underline{z}_t$  分别为不确定性变量上、下限;  $Z_t^T = d_t^T Y_t$ 、 $C_t = G_t Y_t - H_t$ , 分别为与不确定性变量  $\tilde{z}_t$  相关的系数向量和矩阵;  $D_t = d_t^T y_{0,t}$ , 为常数矩阵; 对第二阶段决策过程进行对偶变换时, 第一阶段决策变量  $x_t$  视为已知量, 因此  $M_t = F_t x_t + G_t y_{0,t} - h_{0,t}$ , 为常数向量。

其对偶问题则表述为:

$$\begin{cases} \min (M_t^T w_{1t} + \bar{z}_t^T w_{2t} - \underline{z}_t^T w_{3t}) \\ \text{s.t. } C_t^T w_{1t} + w_{2t} - w_{3t} \leq Z_t \\ w_{1t}, w_{2t}, w_{3t} \geq 0 \end{cases} \quad (58)$$

式中:  $w_{1t}$ 、 $w_{2t}$ 、 $w_{3t}$  为对偶变量。

由此, 原鲁棒优化模型转化为:

$$\begin{cases} \min (c_t x_t + M_t^T w_{1t} + \bar{z}_t^T w_{2t} - \underline{z}_t^T w_{3t}) \\ \text{s.t. } C_t^T w_{1t} + w_{2t} - w_{3t} \leq Z_t \\ w_{1t}, w_{2t}, w_{3t} \geq 0 \\ A_t x_t \geq b_t \end{cases} \quad (59)$$

经过变换, 原来的两阶段优化问题转换为单阶段线性优化问题, 极大降低了求解难度, 运用求解器即可求解出相应结果。孤岛运行模式下的优化模型求解与上述求解流程一致, 此处不再赘述。

## 4 算例分析

### 4.1 算例系统和基础数据

基于 IEEE 33 节点配电网改进设计的微能源网系统如图 2 所示。基于此系统进行算例验证。系统中 CCHP、PV 设备参数, 系统基本参数的取值、电网日前交易电价以及不确定性变量波动范围均参考

文献[24]。IEEE 33 节点配电网数据参考文献[25-26]。MATLAB 仿真平台数据参考文献[27]。

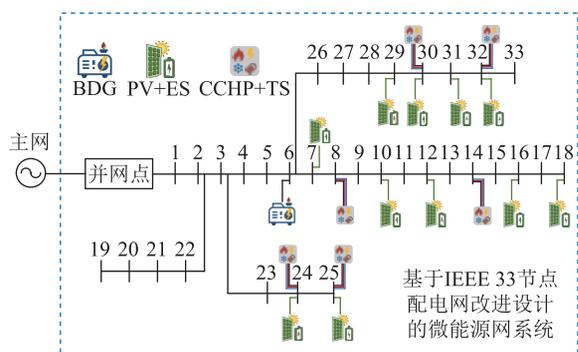


图2 微能源网算例系统拓扑

Fig.2 Topology of micro-energy grid test system

此外,设置电负荷的不确定性预算上、下界为: $\mu^{-E,P} = \mu^{-E,Q} = 1.1$ 、 $\mu^{E,P} = \mu^{E,Q} = 0.9$ ;负荷的不确定性预算上、下界为: $\mu^H = 1.05$ 、 $\mu^H = 0.95$ ;PV 出力的不确定性预算上、下界为: $\mu^{PV} = 1.3$ 、 $\mu^{PV} = 0.7$ 。在CCHP 中接入 TS,在 PV 设备中配备 ES,参数分别如表 1、表 2 所示。同时设置 TS 的初始储能为其容量的 50%,ES 的初始储能为 0。

表 1 TS 参数

Table 1 TS parameters

节点 $m$	$H_m^{TS,C/D,max} / (kW \cdot h)$	$E_m^{TS,max} / (kW \cdot h)$	$e_m^{TS}$	$\eta_m^{TS,loss}$
8	150	1 200	0.97	0.95
14	200	1 600	0.97	0.95
24	300	2 400	0.97	0.95
25	100	1 200	0.97	0.95
30	200	1 600	0.97	0.95
32	250	2 000	0.97	0.95

表 2 ES 参数

Table 2 ES parameters

节点 $k$	$P_k^{ES,C/D,max} / kW$	$E_k^{ES,max} / (kW \cdot h)$	$e_k^{ES}$	$\eta_k^{ES,loss}$
7	25.0	50	0.97	0.95
10	25.0	50	0.97	0.95
12	17.5	25	0.97	0.95
16	17.5	25	0.97	0.95
18	25.0	50	0.97	0.95
24	75.0	150	0.97	0.95
25	87.5	175	0.97	0.95
29	25.0	50	0.97	0.95
30	50.0	100	0.97	0.95
31	37.5	75	0.97	0.95
32	12.5	25	0.97	0.95

算例仿真在 2.50 GHz CPU 和 192 GB RAM 的 64 位计算机上进行,并在 PyCharm 上采用 Python 编程和 Gurobi 求解器进行模型求解。

#### 4.2 忽略源荷不确定性的确定性优化模型性能

在分析鲁棒优化算例之前,求解已知光伏出力与负荷的确定性优化算例结果,从而与鲁棒优化算例结果形成对照组,着重考虑源荷不确定性对系统运行策略和成本的影响。

##### 4.2.1 并网运行模式

并网运行模式下,求解所得的微能源网最优总运营成本为 5 666.83 美元,热能的产量、存储和热负荷关系如图 3 所示,电能的产量、存储和电负荷关系如图 4 所示。当电价较低时,微能源网倾向于从主网购入电能,在 04:00—07:00 时段内,电价较低且无 PV 出力,即使此时电负荷水平较低,微能源网仍会从主网中购入电能并存储至 ES 中,于后续电价上升的时段释放电能;在 11:00—16:00 时段内,PV 出力大且电负荷水平低,此时 HR 回收 GT 的余热,并承担了主要的供热任务,GT 和 PV 多余的发电量由微能源网向主网售出或由 ES 存储,并在后续用电高峰期放能;时段 18:00—21:00 是用电高峰时段和高电价时段,此时微能源网从主网购入的电量会有所减少,须增加 GT 发电量并调度 ES、PV 以满足负荷需求,同时由于 GT 发电量的增加,发电产生的余热也会相应增加,但此时的热负荷水平较低,所以多余的热能储存至 TS 中,并在后续热负荷高峰期由 TS 释放热能为用户供热。

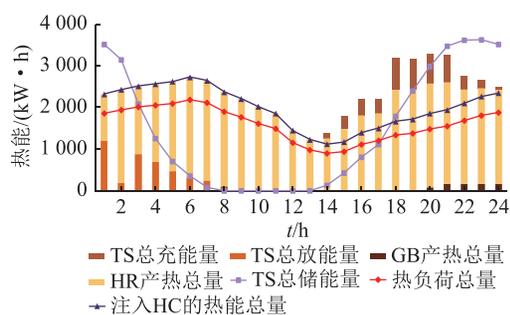


图3 并网运行模式下确定性优化模型热能的产量、存储和热负荷关系

Fig.3 Relationship of thermal energy generation, storage and load with deterministic optimization model under grid-connected operation mode

##### 4.2.2 孤岛运行模式

孤岛运行模式下,设置每个节点允许最大切负荷量为该节点负荷的 60%。求解所得的微能源网最优总运营成本为 6 431.31 美元,热能的产量、存储和热负荷关系如图 5 所示,电能的产量、存储和电负荷关系如图 6 所示。与并网运行模式下的结果相

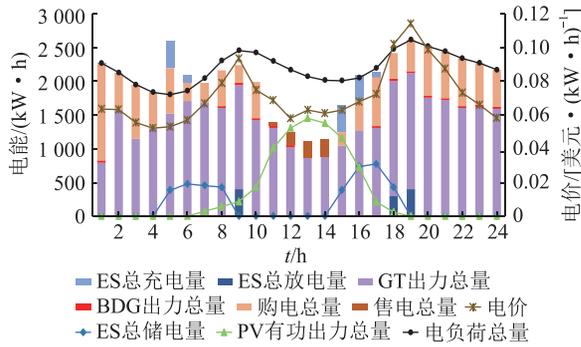


图4 并网运行模式下确定性优化模型电能的产量、存储和电负荷关系

Fig.4 Relationship of electricity generation, storage and load with deterministic optimization model under grid-connected operation mode

比,在孤岛运行模式下,微能源网依赖于GT、PV和BDG产生电能,当负荷水平超出发电设备的发电能力时,微能源网会减少负荷以保证系统稳定。孤岛运行时GT会承担主要的发电任务,因此,CCHP中的热能主要来源于HR回收的GT发电余热,满足热负荷后,多余热能将会存储于TS中。在11:00—15:00时段,PV出力较大,GT的发电压力减轻,HR回收的余热也相应减少,此时存储于TS中的热能释放,填补产热空白,满足用户的用热需求。须注意的是,由于系统节点的运行状态不同,在部分时间段内,有些节点的TS处于充能状态,而其余的则处于放能状态。

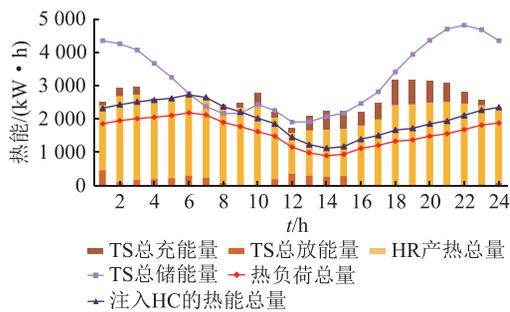


图5 孤岛运行模式下确定性优化模型热能的产量、存储和热负荷关系

Fig.5 Relationship of thermal energy generation, storage and load with deterministic optimization model under islanded operation mode

#### 4.3 并网运行模式下鲁棒优化模型性能

考虑不确定性变量的波动情况,在微能源网并网运行模式下,基于上述算例系统和数据,求解优化模型得到微能源网最优总运营成本为6398.44美元。并网运行模式下鲁棒优化模型热能的产量、存储和热负荷关系如图7所示,电能的产量、存储和电负荷关系如图8所示。

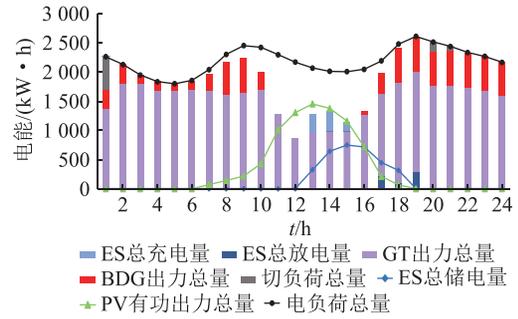


图6 孤岛运行模式下确定性优化模型电能的产量、存储和电负荷关系

Fig.6 Relationship of electricity generation, storage and load with deterministic optimization model under islanded operation mode

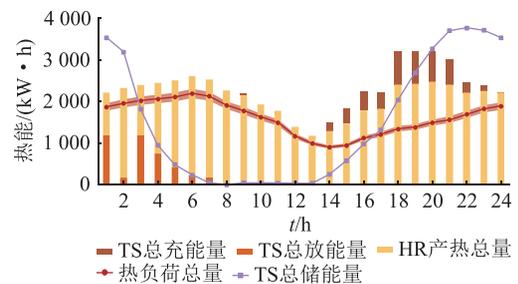


图7 并网运行模式下两阶段鲁棒优化模型热能的产量、存储和热负荷关系

Fig.7 Relationship of thermal energy generation, storage and load with two-stage robust optimization model under grid-connected operation mode

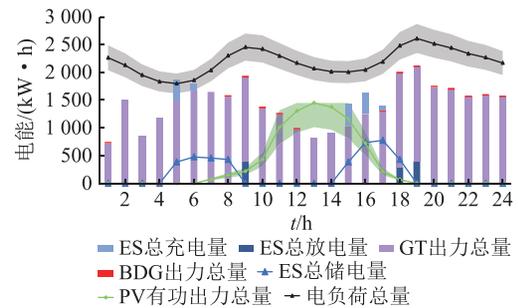


图8 并网模式下两阶段鲁棒优化模型电能的产量、存储和电负荷关系

Fig.8 Relationship of electricity generation, storage and load with two-stage robust optimization model under grid-connected operation mode

在模型求解过程中,GB出力向量 $H_{GB}$ 、从主网购买的电功率向量 $P_{def}$ 和向主网供应的电功率向量 $P_{sur}$ 的求解采用了LDR进行化简,因此无法直接求解 $H_{GB}$ 、 $P_{def}$ 和 $P_{sur}$ 的最优值,且在结果图中并未给出GB的产热量以及与主网交易的电能量。由求解结果可知,相较于确定性优化,鲁棒优化的总运营成本有所提高,TS、HR、ES、GT和BDG的运行状态与确定性优化下的状态基本一致,但在部分时段HR

的产热量和 GT 的出力略微下降,同时 TS 更倾向于保留和储存更多的热能。此外,在微能源网运行过程中,即使 BDG 的燃料费用一直大于微能源网与主网交易电价,但在电负荷水平较高时,BDG 仍会启动并产生电能。这是由于在负荷高峰时从主网购买的电能受到节点功率平衡和线路功率的约束,无法及时传输至末端节点,需要 BDG 产生部分额外的功率补充满足负荷需求。在该情景下,由于 GT 受到爬坡率的约束,其灵活性受到一定限制,故而在鲁棒优化下,系统主要依靠调整 GB 产热量和与主网的交易电量以灵活应对电负荷和 PV 出力的波动。

#### 4.4 孤岛运行模式下鲁棒优化模型性能

孤岛运行模式下系统的运行条件恶劣,导致其稳定性和灵活性有所下降。此外,为提高两阶段鲁棒优化模型的求解效率,减少求解时间,应用文献[28]中提到的启发式舍入解法,将决策变量中的整数变量设置为连续变量参与模型求解,并对求得的解四舍五入得到最接近的整数解。

求解所得的最优总运营成本为 8 452.7 美元,热能的产量、存储和热负荷关系如图 9 所示,电能的产量、存储和电负荷关系如图 10 所示。

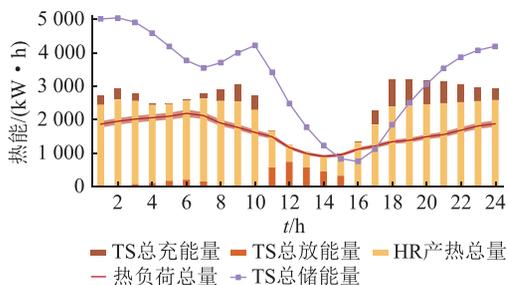


图 9 孤岛运行模式下两阶段鲁棒优化模型热能的产量、存储和热负荷关系

Fig.9 Relationship of thermal energy generation, storage and load with two-stage robust optimization model under islanded operation mode

在模型求解过程中,GB 出力向量  $H_{GB}$ 、切负荷向量  $P_{sl}$  和  $Q_{sl}$  的求解均采用了 LDR 进行化简,故而无法直接求解其最优值,因此在结果图中并未给出 GB 的产热量以及切负荷量。由求解结果可知,在孤岛运行模式下,由于系统失去了与主网的连接,其最优总运营成本相较于并网运行模式增加了许多。因此,相较于并网运行模式,孤岛运行模式下微能源网中的 BDG 大部分时间都处于运行状态,并承担一部分的发电压力。同时,为维持系统稳定且尽量减少切负荷量,且由于 BDG 发出的电可能受线路约束等因素无法及时传输到末端节点,CCHP

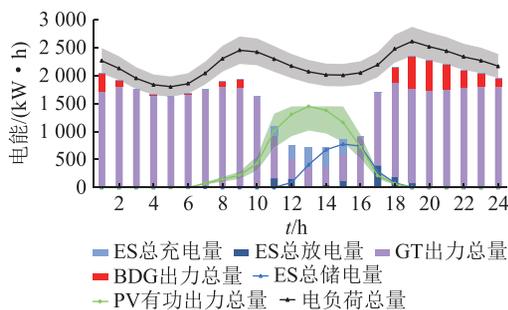


图 10 孤岛运行模式下两阶段鲁棒优化模型电能的产量、存储和电负荷关系

Fig.10 Relationship of electricity generation, storage and load with two-stage robust optimization model under islanded operation mode

中的发电单元 GT 仍承担主要的发电任务,这使得 HR 回收的热能在大部分时段都超出热负荷需求,故需要具有更大容量的 TS 存储多余热能。

#### 4.5 LDR 仿射精度分析

为验证 LDR 的仿射精度,基于上述确定性优化模型和鲁棒优化模型算例结果,对并网运行模式下节点 24 在 07:00 时的 GB 出力结果以及 LDR 对 GB 出力仿射的结果进行对比分析,如图 11 所示。取节点热负荷预测值为 496 kW·h,热负荷的不确定性预算上、下界为:  $\bar{\mu}^H = 1.05$ 、 $\underline{\mu}^H = 0.95$ ,即热负荷波动的上、下限为 520.8 kW·h、471.2 kW·h。

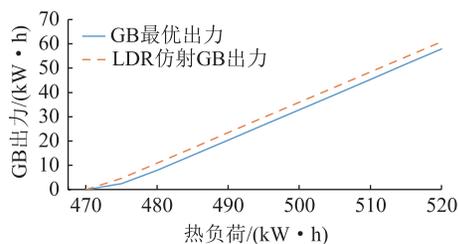


图 11 GB 出力曲线

Fig.11 GB output curves

求解式(59)的简化优化模型,得到 LDR 仿射函数为:

$$H_{3,7}^{GB} = -589.095 + 1.25\bar{L}_{24,7}^H \quad (60)$$

式中:  $H_{3,7}^{GB}$  为在节点 24 编号为 3 的 CCHP 中的 GB 在 07:00 时的产热量;  $\bar{L}_{24,7}^H$  为节点 24 在 07:00 时的热负荷。

LDR 线性仿射可以在一定精度范围内有效刻画热负荷波动影响下的 GB 出力变化曲线。引入的辅助变量越多,LDR 线性仿射就越准确,但会增加模型的复杂度,导致求解困难。由图 11 可知,LDR 线性仿射 GB 出力变化曲线的平均误差约为 2.78 kW·h,在可接受范围内。

## 5 结语

文中提出了微能源网在并网和孤岛运行模式下的鲁棒优化经济调度模型及其求解策略。首先推导微能源网的EH模型,将微能源网内部复杂的设备运行过程和能量流动关系在数学上化简等效为输入-输出耦合矩阵,并构建多面体不确定集刻画负荷和PV出力的不确定性。然后,基于微能源网EH模型和不确定集进一步构建鲁棒优化经济调度模型,运用对偶理论和LDR制定模型求解策略,并且在孤岛模型中使用启发式舍入解法提高模型求解效率,使其更易收敛。最后,采用算例验证所提模型和求解策略的可行性。

由文中分析可知,所构建的两阶段鲁棒优化经济调度模型能够有效处理微能源网中的源荷不确定性,基于LDR所制定的求解策略能够在一定精度范围内线性仿射决策变量和不确定性变量之间的关系,简化两阶段鲁棒优化经济调度模型的求解。在考虑了不确定性因素对系统运行的影响时,系统的运行决策更为保守,运行成本更高。同时,与并网运行模式相比,孤岛运行模式下,微能源网的运行环境变得恶劣,其成本大幅提升。文中的局限性在于求解策略中所采取的LDR是近似方法,因此模型的求解精度有所下降,无法保证达到全局最优,优化结果较为保守。后续将在提高LDR近似精度、基于分布鲁棒优化模型实现微能源网调度、LDR推广应用于分布鲁棒优化模型的求解等方面进行深入研究。

### 参考文献:

- [1] 朱浩昊,朱继忠,李盛林,等. 电-热综合能源系统优化调度综述[J]. 全球能源互联网,2022,5(4):383-397.  
ZHU Haohao,ZHU Jizhong,LI Shenglin, et al. Review of optimal scheduling of integrated electricity and heat systems[J]. Journal of Global Energy Interconnection,2022,5(4):383-397.
- [2] MA X,MU Y,ZHANG Y, et al. Multi-objective microgrid optimal dispatching based on improved bird swarm algorithm[J]. Global Energy Interconnection,2022,5(2):154-167.
- [3] ARAI J, TAGUCHI Y. Coordinated control between a grid forming inverter and grid following inverters supplying power in a standalone microgrid[J]. Global Energy Interconnection,2022,5(3):259-265.
- [4] TIAN Z, NIU J D, LU Y K, et al. The improvement of a simulation model for a distributed CCHP system and its influence on optimal operation cost and strategy[J]. Applied Energy,2016,165:430-444.
- [5] JING Y Y, BAI H, WANG J J. A fuzzy multi-criteria decision-making model for CCHP systems driven by different energy sources[J]. Energy Policy,2012,42:286-296.
- [6] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine,2007,5(1):24-30.
- [7] NOJAVAN S, SABERI K, ZARE K. Risk-based performance of combined cooling, heating and power (CCHP) integrated with renewable energies using information gap decision theory[J]. Applied Thermal Engineering,2019,159:113875.
- [8] MA T F, WU J Y, HAO L L. Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub[J]. Energy Conversion and Management,2017,133:292-306.
- [9] WANG Y, HOU K, JIA H J, et al. Decoupled optimization of integrated energy system considering CHP plant based on energy hub model[J]. Energy Procedia,2017,142:2683-2688.
- [10] HUANG Shaojun, TANG Weichu, WU Qiuwei, et al. Network constrained economic dispatch of integrated heat and electricity systems through mixed integer conic programming[J]. Energy,2019,179:464-474.
- [11] CHEN H H, LIN C Q, FU L B, et al. Collaborative optimal operation of transmission system with integrated active distribution system and district heating system based on semi-definite programming relaxation method[J]. Energy,2021,227:120465.
- [12] KIM J S, EDGAR Thomas F. Optimal scheduling of combined heat and power plants using mixed-integer nonlinear programming[J]. Energy,2014,77:675-690.
- [13] 丁历威,吕洪坤,韩高岩,等. 计及综合需求响应的三联供系统容量配置优化[J]. 浙江电力,2023,42(12):117-125.  
DING Liwei, LYU Hongkun, HAN Gaoyan, et al. Capacity configuration optimization for the CCHP system considering integrated demand response[J]. Zhejiang Electric Power,2023,42(12):117-125.
- [14] SHUI Y, GAO H J, WANG L F, et al. A data-driven distributionally robust coordinated dispatch model for integrated power and heating systems considering wind power uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems,2019,104:255-258.
- [15] ZHOU H S, LI Z G, ZHENG J H, et al. Robust scheduling of integrated electricity and heating system hedging heating network uncertainties[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2020,11(2):1543-1555.
- [16] 李秋燕,孙义豪,马杰,等. 基于可开放容量的配电网资产效率提升优化方法[J]. 供用电,2023,40(8):65-73.  
LI Qiuyan, SUN Yihao, MA Jie, et al. Optimization method for improving asset efficiency of distribution network based on available capacity[J]. Distribution & Utilization,2023,40(8):65-73.
- [17] 徐文军,吴梦凯,潘夏,等. 考虑条件风险价值和热网动态特性的电-热系统储能鲁棒优化配置[J]. 浙江电力,2022,41(9):50-57.  
XU Wenjun, WU Mengkai, PAN Xia, et al. Robust optimization configuration of energy storage in electric-thermal system considering CVaR and dynamic characteristics of heat networks

- [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(9):50-57.
- [18] 艾欣, 胡寰宇, 胡俊杰, 等. 基于场景树概率驱动的电动汽车聚合商能量-调频市场分布鲁棒投标策略[J]. 电力建设, 2023, 44(12):174-184.
- AI Xin, HU Huanyu, HU Junjie, et al. Distributionally robust bidding strategy of energy-regulation market for electric vehicle aggregator based on scenario tree probabilities[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12):174-184.
- [19] 林舜江, 冯祥勇, 梁炜焜, 等. 新能源电力系统不确定优化调度方法研究现状及展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10):20-41.
- LIN Shunjiang, FENG Xiangyong, LIANG Weikun, et al. Research and prospect of the uncertain optimal dispatch methods for renewable energy power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(10):20-41.
- [20] GEIDL Martin. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems[D]. ETH Zurich, 2007.
- [21] DONG Hanjiang, ZHU Jizhong, LI Shenglin, et al. Short-term residential household reactive power forecasting considering active power demand via deep Transformer sequence-to-sequence networks[J]. Applied Energy, 2023, 329:120281.
- [22] 朱继忠, 董瀚江, 李盛林, 等. 数据驱动的综合能源系统负荷预测综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(23):7905-7924.
- ZHU Jizhong, DONG Hanjiang, LI Shenglin, et al. Review of data-driven load forecasting for integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(23):7905-7924.
- [23] ZHANG C, XU Y, DONG Z Y, et al. Robust coordination of distributed generation and price-based demand response in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5):4236-4247.
- [24] ZHANG C, XU Y, DONG Z Y. Robustly coordinated operation of a multi-energy micro-grid in grid-connected and islanded modes under uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(2):640-651.
- [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] DOLATABADI S H, GHORBANIAN M, SIANO P, et al. An enhanced IEEE 33 bus benchmark test system for distribution system studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3):2565-2572.
- [27] WONG J Y. IEEE 33 bus system[EB/OL]. (2020-04-04)[2024-01-15]. <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/73127-ieee-33-bus-system>.
- [28] HAO Z, HE L, HU Z Y, et al. Robust vehicle pre-allocation with uncertain covariates[J]. Production and Operations Management, 2020, 29(4):955-972.

作者简介:



周迦琳

周迦琳(2001),女,硕士在读,研究方向为综合能源系统低碳运行与优化调度等(E-mail:1061470670@qq.com);

朱继忠(1966),男,博士,教授,IEEE Fellow,中国电机工程学会外籍会士,IET Fellow,研究方向为综合智慧能源系统优化运行与控制、电网安全经济运行、新能源及其应用、智能电网及需求侧响应、智慧楼宇负荷及用户系电力系统统等;

董瀚江(1998),男,博士在读,研究方向为电力系统运行优化与控制。

## Day-ahead robust optimal dispatch of micro-energy networks considering source-load uncertainty

ZHOU Jialin, ZHU Jizhong, DONG Hanjiang, LI Hong

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

**Abstract:** Micro-energy networks integrate distributed energy systems, multiple loads and control devices in parks or communities. Micro-energy networks are capable of realizing multi-energy cogeneration and co-supply functions, which are conducive to enhancing the operational flexibility and economy of multi-energy networks. To effectively cope with the uncertainty of load and new energy output within the micro-energy networks, a polyhedral uncertainty set is established to portray the fluctuation of load and photovoltaic output. An energy hub (EH) coupling matrix describing the topology of micro-energy networks and the coupling relationship between the energy flows is constructed. Then, a two-stage robust optimization economic dispatch model is established for micro-energy networks in both grid-connected and islanded operation modes to minimize the system operation cost. Linear decision rule (LDR) and duality theory are used to develop model-solving strategy. Finally, a case is carried out using micro-energy networks based on improved IEEE 33-node distribution network. The results show that LDR can effectively approximate the relationship between decision variables and uncertain variables through linear affine function within a certain accuracy range, which reduces the difficulty of solving the two-stage robust optimization economic dispatch model.

**Keywords:** micro-energy network; energy hub (HB); grid-connected operation; islanded operation; robust optimization; economic dispatch; linear decision rule (LDR)

(编辑 吴楠)