

计及风电相关性的区域综合能源系统 多时间尺度优化调度

陈志颖¹,温步瀛¹,朱振山^{1,2}

(1. 福州大学 电气工程与自动化学院,福建 福州 350100;

2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心,福建 福州 350100)

摘要:为解决源荷不确定性和风电相关性导致区域综合能源系统调度结果可信度低的问题,以综合运行成本最小为目标,提出一种计及多时间尺度的区域综合能源系统调度模型。在日前阶段,提出计及风电相关性的两阶段鲁棒优化模型,使用列和约束生成法进行迭代求解。日内调度阶段考虑了冷热电响应速率的不同,提出基于模型预测控制的冷热电分层滚动优化模型,进一步消除源荷功率波动。仿真结果表明:计及风电相关性的鲁棒优化方法降低了保守性,提高了经济性;在冷热电分层优化时使用模型预测控制,实现了区域综合能源系统的经济及稳定运行。

关键词:区域综合能源系统;线性多面体集合;模型预测控制;冷热电分层;多时间尺度

中图分类号:TM732;TK01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202212013

0 引言

多能互补的区域综合能源系统(regional integrated energy system,RIES)能有效应对可再生能源(renewable energy source,RES)利用和环境污染所带来的问题,因此引起了广泛的关注^[1]。然而,RES的波动性和间歇性的特点以及用户需求侧的多样性,给系统的安全和稳定运行带来了挑战^[2]。因此,计及源荷不确定性的能源管理对RIES的安全可靠运行至关重要。

源荷不确定性的处理方法大致分为以下几类。

①随机优化方法^[3-4]。通过建立概率模型来产生随机场景,用蒙特卡罗等方法模拟随机变量的不确定性,然而过多的场景增加了计算的复杂性。②鲁棒优化方法^[5-6]。通过历史场景极值建立不确定性集合,进而求解最恶劣场景下的最优解。因此,鲁棒优化的求解结果相对保守且所取最恶劣场景通常在实际情况下几乎不会发生。为了降低保守性,文献[7-8]引入了可调鲁棒系数对不确定区间进行部分妥协,但同时也排除了部分场景。文献[9-10]对累积分布函数采用了基于置信带的分布不确定性集,并引入了分布式鲁棒优化算法,该算法可以降低成本,但由于不确定性集没有明显的表达式,这导致模型过于复杂。文献[11]基于主动配电网潮流模型,利用最小椭球闭包(minimum volume enclosing ellipsoid,MVEE)算法构建计及源荷相关性的多面体

集合。该方法相比于确定性优化,由于考虑了源荷不确定性从而提高了系统的鲁棒性;与传统盒式集合相比,由于考虑了相关性去除了几乎不可能发生的场景而降低了保守性。但该文献局限于配电网领域,若将其应用于RIES能量调度领域,则还需要结合RIES模型进行推导;此外,由于日内源荷实际功率值与日前预测值有一定偏差,如果直接执行日前调度计划,可能会造成较大功率不平衡,因此需要在日内对日前调度计划进行修正。

由于调度结果与预测时间尺度密切相关,因此可以采用基于日前和日内的多时间尺度能量管理策略^[12]。通过更准确的预测值,在跟踪日前调度计划的基础上,适当调整各设备出力计划以确保能量供需平衡。目前,已有文献对多能耦合系统的多时间尺度优化调度展开研究^[13-15]。文献[13]在日内调度阶段,以系统运行费用和机组启停罚金最小为目标,协调供能、蓄热装置运行,但其对热负荷的时间特性考虑并不全面。文献[14]针对能量特性差异采用不同的调度时间间隔,但由于日前阶段未考虑不确定性带来的影响,导致日内阶段电网交互功率波动较大且储能充放电过于频繁。文献[15]考虑不同能量响应特性在时间尺度上的差异性提出日内双层滚动优化调度模型,并考虑冰蓄冷空调等复杂供冷设备的参与。在日前阶段,假设不确定变量服从给定的概率分布,但概率分布模型往往难以准确描述不确定因素的实际变化。文献[16]基于此,在日前阶段考虑综合需求响应(integrated demand response, IDR),研究各类可控负荷对社区综合能源系统运行经济性的影响。虽然文献[15-16]提出的热冷电分层优化模型有利于多能联供型微网系统的实际运

收稿日期:2022-06-19;修回日期:2022-10-28

在线出版日期:2022-12-15

基金项目:福州大学科研启动基金资助项目(510901)

Project supported by the Scientific Research Foundation of Fuzhou University(510901)

行,但其对源荷不确定性的考虑并不充分且日内调度方法为开环滚动优化,难以及时纠正由预测误差和随机因素造成的调度偏差。模型预测控制(model predictive control, MPC)方法作为一种先进的控制理论方法,通过滚动优化和校正反馈的结合可以有效减小调度偏差^[17-18]。上述研究工作虽然为RIES的多时间尺度能源管理提供了决策思路和方法,但仍存在部分问题有待解决。首先,现有计及热冷电响应速率差异性的研究在日前阶段仅考虑确定性优化或以盒式鲁棒优化处理源荷不确定性,但在日内阶段确定性优化无法应对源荷预测误差带来的危害,而盒式鲁棒优化又过于保守降低了经济性;其次,现有计及热冷电响应速率差异性的研究在日内阶段跟踪日前鲁棒调度计划时仅使用开环滚动优化,导致各设备出力波动较大。

本文针对上述问题,建立日前鲁棒优化和日内基于MPC方法的冷热电分层优化模型。在日前阶段,构建计及风电预测误差相关性的多面体集合和负荷预测误差的盒式集合,并充分考虑IDR,建立两阶段鲁棒优化模型,利用列和约束生成法进行求解;在日内阶段,建立计及冷热电响应速率不同的分层优化调度模型。冷热功率响应速率较慢,控制时域为小时级;电功率响应速率较快,控制时域为分钟级。通过MPC方法,跟踪日前调度计划,逐步纠正由预测误差引起的功率波动,从而保证实时调度中功率平衡更好。算例中多方案和多场景的设置和仿真结果验证了模型的有效性。

1 系统模型

1.1 RIES结构

图1为并网型RIES的总体结构和能量流。能量管理系统(energy management system, EMS)主要负责收集风电、负荷和电价的预测信息,然后协调可调度机组,实现可靠、经济运行的同时减少不确定性对外部电网的影响。RIES的RES通过风机(wind turbine, WT)实现,负荷需求包括基础负荷和可控负荷。RIES中主要设备有微型燃气轮机(micro turbine,

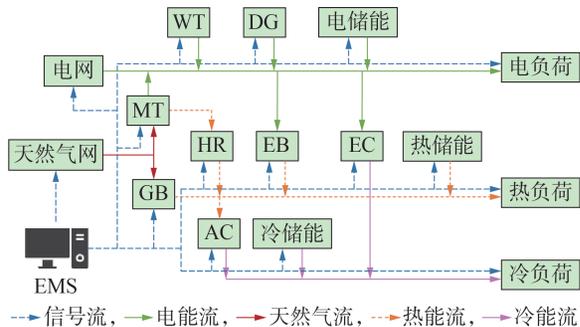


图1 RIES总体结构

Fig.1 Overall structure of RIES

MT)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、余热回收(heat recovery, HR)、电锅炉(electrical boiler, EB)、电制冷机(electrical chiller, EC)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)、电储能、热储能和冷储能。为保证RIES的稳定运行,考虑使用了柴油发电机(diesel generator, DG)^[19]。

1.2 RIES数学模型

1.2.1 目标函数

为了兼顾经济性和环境效益,本文所构建的RIES运行目标为最小化调度周期内的综合成本,具体由以下几部分组成:

$$C_T = C_F + C_G + C_S + C_E + C_M + C_D + C_I \quad (1)$$

$$C_F = \sum_{t=1}^T [aP_{DG,t}^2 + bP_{DG,t} + c + \rho_{gas} P_{MT,t} / (s_{MT} f_{LHV}) + \rho_{gas} P_{GB,t} C_{GB} / f_{LHV}] \Delta t$$

$$C_G = \sum_{t=1}^T (\rho_{buy} P_{buy,t} - \rho_{sell} P_{sell,t}) \Delta t$$

$$C_S = \sum_{t=1}^T \sum_q (B_{q,t}^{SU} \rho_q^{SU} + B_{q,t}^{SD} \rho_q^{SD}) \Delta t \quad q \in \{DG, MT, GB\}$$

$$C_E = \sum_{t=1}^T \sum_g \sum_n \rho_{emi} m_{n,g} P_{n,t}$$

$$g \in \{NO_x, SO_2\}, n \in \{DG, MT, GB, Grid\}$$

$$C_M = \sum_{t=1}^T \sum_i m_i P_{i,t} \Delta t$$

$$i \in \{DG, MT, GB, HR, EC, EB, AC, WT\}$$

$$C_D = \sum_{t=1}^T \sum_j m_j (P_{j,t}^{ch} + P_{j,t}^{dis}) \Delta t \quad j \in \{BT, TST, CST\}$$

$$C_I = C_{cut} + C_{im} + C_{mov} = \sum_{t=1}^T \sum_p \sum_l \rho_p P_{p,l,t}$$

$$p \in \{cut, trn, mov\}, l \in \{elec, heat, cold\}$$

式中: C_T 为综合成本; C_F 为燃料成本; C_G 为购售电成本; C_S 为机组启停成本; C_E 为污染物排放成本; C_M 为维修成本; C_D 为储能的退化成本; C_I 为IDR调度成本; T 为调度周期内时段数; a 、 b 和 c 为DG的成本系数; $P_{DG,t}$ 、 $P_{MT,t}$ 和 $P_{GB,t}$ 分别为DG、MT和GB在 t 时段的输出功率; ρ_{gas} 为购气价格; f_{LHV} 为天然气的低位热值; s_{MT} 为MT的转换系数; Δt 为调度周期内的单位时段间隔; C_{GB} 为GB的性能系数; ρ_{buy} 、 ρ_{sell} 分别为购、售电价格; $P_{buy,t}$ 、 $P_{sell,t}$ 分别为 t 时段购、售电功率; $B_{q,t}^{SU}$ 、 $B_{q,t}^{SD}$ 分别为设备 q 在 t 时段的启、停状态; ρ_q^{SU} 、 ρ_q^{SD} 分别为设备 q 的启、停成本;RIES的 NO_x 和 SO_2 的排放主要来自于DG、MT、GB和电网, ρ_{emi} 为处理费用;Grid对应RIES所相连的上级电网; $m_{n,g}$ 为DG、MT、GB和电网的对应排放物 g 的维修成本系数; $P_{n,t}$ 为DG、MT、GB和电网在 t 时段的输出功率; m_i 为设备 i 的维修成本系数; $P_{i,t}$ 为设备 i 在 t 时段的输出功率; m_j 为设备 j 的维修成本系数;BT、TST、CST分别对应电储

能、热储能和冷储能; $P_{j,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为设备 j 在 t 时段的充、放电功率; cut、trn、mov 分别对应可削减负荷、可转移负荷和可平移负荷; elec、heat、cold 分别对应电负荷、热负荷和冷负荷; ρ_p 为第 p 种 IDR 的单位功率调度成本; $P_{p,l,t}$ 为第 l 类负荷的第 p 种 IDR 在 t 时段的输出功率。

1.2.2 设备约束条件

1) 可控机组约束。

为避免可控机组的频繁启停,应满足如式(2)所示的约束。

$$\begin{cases} B_{q,t}^{\text{SU}} = \frac{1}{2} (b_{q,t} - b_{q,t-1})^2 + \frac{1}{2} (b_{q,t} - b_{q,t-1}) \\ B_{q,t}^{\text{SD}} = \frac{1}{2} (b_{q,t-1} - b_{q,t})^2 + \frac{1}{2} (b_{q,t-1} - b_{q,t}) \end{cases} \quad (2)$$

$$b_{q,t} P_q^{\text{min}} \leq P_{q,t} \leq b_{q,t} P_q^{\text{max}} \quad q \in \{\text{DG, MT, GB}\} \quad (3)$$

式中: $b_{q,t}$ 为表示设备 q 在 t 时段运行状态的 0-1 变量, $b_{q,t} = 1$ 表示设备处于运行状态, $b_{q,t} = 0$ 表示设备处于停运状态; P_q^{max} 、 P_q^{min} 分别为设备 q 输出功率的上、下限值; $P_{q,t}$ 为设备 q 在 t 时段的输出功率。

2) EB 约束。

$$H_{\text{EB},t}^{\text{min}} \leq H_{\text{EB},t} \leq H_{\text{EB}}^{\text{max}} \quad (4)$$

$$H_{\text{EB},t} = P_{\text{EB},t} s_{\text{EB}} C_{\text{EB}} \quad (5)$$

式中: $H_{\text{EB}}^{\text{max}}$ 、 $H_{\text{EB}}^{\text{min}}$ 分别为 EB 输出热功率的上、下限值; $H_{\text{EB},t}$ 为 EB 在 t 时段的输出热功率; s_{EB} 为 EB 的转换系数; C_{EB} 为 EB 的性能系数。其他能量转换设备如 EC、AC 和 HR 约束与 EB 相似,不再赘述。

3) 电网购电功率约束。

$$\begin{cases} P_{\text{buy}}^{\text{min}} \leq P_{\text{buy},t} \leq P_{\text{buy}}^{\text{max}} \\ P_{\text{sell}}^{\text{min}} \leq P_{\text{sell},t} \leq P_{\text{sell}}^{\text{max}} \\ P_{\text{Grid},t} = P_{\text{buy},t} - P_{\text{sell},t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{buy}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{buy}}^{\text{min}}$ 分别为购电功率的上、下限值; $P_{\text{sell}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{sell}}^{\text{min}}$ 分别为售电功率的上、下限值; $P_{\text{Grid},t}$ 为 t 时段 RIES 与上级电网的交互功率。

4) WT 约束。

$$P_{\text{WT}}^{\text{min}} \leq P_{\text{WT},t} \leq P_{\text{WT}}^{\text{max}} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{WT}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{WT}}^{\text{min}}$ 分别为风电功率的上、下限值。

5) 电储能约束。

$$E_{\text{BT},t} = E_{\text{BT},t-1} + (P_{\text{BT},t}^{\text{ch}} \eta_{\text{ch}} - P_{\text{BT},t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{dis}}) \Delta t \quad (8)$$

$$E_{\text{BT}}^{\text{min}} \leq E_{\text{BT},t} \leq E_{\text{BT}}^{\text{max}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} u_{\text{BT},t}^{\text{ch}} P_{\text{BT}}^{\text{min, ch}} \leq P_{\text{BT},t}^{\text{ch}} \leq u_{\text{BT},t}^{\text{ch}} P_{\text{BT}}^{\text{max, ch}} \\ u_{\text{BT},t}^{\text{dis}} P_{\text{BT}}^{\text{min, dis}} \leq P_{\text{BT},t}^{\text{dis}} \leq u_{\text{BT},t}^{\text{dis}} P_{\text{BT}}^{\text{max, dis}} \\ u_{\text{BT},t}^{\text{ch}} + u_{\text{BT},t}^{\text{dis}} \leq 1 \end{cases} \quad (10)$$

$$E_{\text{BT},1} = E_{\text{BT},T} \quad (11)$$

式中: $E_{\text{BT},t}$ 为电储能在 t 时段的容量; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为电储能的充、放电效率; $E_{\text{BT}}^{\text{max}}$ 、 $E_{\text{BT}}^{\text{min}}$ 分别为电储能容量的上、下限值; $u_{\text{BT},t}^{\text{ch}}$ 、 $u_{\text{BT},t}^{\text{dis}}$ 分别为表示电储能充、放电状态的 0-1 变量, $u_{\text{BT},t}^{\text{ch}} = 1$ 表示 BT 处于充电状态,

$u_{\text{BT},t}^{\text{ch}} = 0$ 表示 BT 不处于充电状态, $u_{\text{BT},t}^{\text{dis}}$ 含义类似; $P_{\text{BT}}^{\text{max, ch}}$ 、 $P_{\text{BT}}^{\text{min, ch}}$ 分别为电储能充电功率的上、下限值; $P_{\text{BT}}^{\text{max, dis}}$ 、 $P_{\text{BT}}^{\text{min, dis}}$ 分别为电储能放电功率的上、下限值; $E_{\text{BT},1}$ 、 $E_{\text{BT},T}$ 分别为电储能在初始时段和 T 时段的容量。热储能、冷储能约束与电储能具有相似的特性,不再赘述。

6) IDR 约束。

RIES 中将负荷分为基础负荷和可控负荷,基础负荷是不会受外界因素影响而改变的负荷;可控负荷则是根据价格等因素的引导而灵活调整负荷用量和用时的负荷。根据响应方式的不用,可将可控负荷分为可削减负荷、可转移负荷和可平移负荷,其具体约束和功率平衡约束见附录 A。

2 多时间尺度优化调度模型

2.1 计及风电相关性的日前鲁棒优化调度

2.1.1 线性多面体集合

本文利用 MVEE 算法构建线性多面体集合,优化历史风电预测误差数据。由于在实际工程中,负荷往往表现出较低的不确定性,因此采用传统的盒式不确定性集合来表示负荷功率的不确定性^[5]。盒式集合的优点在于具有线性结构,便于求解,但不能反映多个不确定参数之间的相关性。在实际应用中,物理上相近的风电场的输出可能具有一定的相关性。如果忽略相关性,则将导致额外的决策成本以应对发生概率极低的情况。因此,本文基于历史数据,应用 MVEE 算法确定高维椭球方程,其具体形式如下:

$$U_w := \{ \xi \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid (\xi - c)^T A (\xi - c) \leq 1 \} \quad (12)$$

式中: U_w 为高维椭球不确定集; $\mathbf{R}^{N_w T}$ 为 $N_w T$ 阶向量, N_w 为风电场数量; ξ 为风电预测误差场景; c 为列向量,其值决定了高维椭球的中心; A 为正定矩阵,其值决定了高维椭球的方向和形状。通过旋转、平移和求取顶点,并引入修正系数 α 缩放多面体集合,最终得到式(13),具体求解过程见附录 B。

$$U_{w3} := \left\{ \xi \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid \xi = \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i (\alpha P^{-1} \xi'_{v,i} + c), \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i = 1, k_i \geq 0 \right\} \quad (13)$$

式中: U_{w3} 为线性多面体不确定集; P 为变换矩阵; $\xi'_{v,i}$ 为 ξ 经旋转后的第 i 个顶点的坐标值,共 $2N_w T$ 个顶点; k_i 为连续变量,表示 $2N_w T$ 个场景的恶劣程度。

2.1.2 两阶段鲁棒优化模型

在确定性模型中,一些变量在获得不确定参数之前无法确定,如储能充放电状态等离散变量,这些变量需要根据源荷出力情况来确定,应视为第一阶段变量,记为 x 。其余连续变量,如各设备的出力,应视为第二阶段变量,记为 y 。对 1.2 节的系统模型

进行整理,得到两阶段鲁棒优化模型的矩阵形式可以写为:

$$\begin{cases} \min_x \max_{\xi \in U_\xi} \min_{y \in \Omega(x, \xi)} \psi(\xi, x, y) \\ \text{s.t. } \phi(\xi, x, y) = 0, \varphi(\xi, x, y) \leq 0 \\ x = [b_{q,t}, u_{j,t}^{\text{ch}}, u_{j,t}^{\text{dis}}, u_{\text{cut},t}, u_{\text{trn},t}^{\text{in}}, u_{\text{trn},t}^{\text{out}}, u_{\text{mov},t}^{\text{in}}, u_{\text{mov},t}^{\text{out}}] \\ y = [P_{q,t}, H_{\text{EB},t}, Q_{\text{EC},t}, Q_{\text{AC},t}, H_{\text{HR},t}, P_{\text{Grid},t}, P_{\text{WT},t}, \\ E_{j,t}, P_{j,t}^{\text{ch}}, P_{j,t}^{\text{dis}}, P_{\text{cut},t}, P_{\text{trn},t}^{\text{in}}, P_{\text{trn},t}^{\text{out}}, P_{\text{mov},t}^{\text{in}}, P_{\text{mov},t}^{\text{out}}] \\ q \in \{\text{DG, MT, GB}\}, j \in \{\text{BT, TST, CST}\} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $\Omega(x, \xi)$ 为给定 (x, ξ) 时连续型变量 y 的可行域;函数 ψ 对应目标函数式(1);函数 ϕ 对应等式约束;函数 φ 对应不等式约束; $u_{j,t}^{\text{ch}}, u_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为设备 j 在 t 时段的充、放电状态; $Q_{\text{EC},t}, Q_{\text{AC},t}$ 分别为EC、AC在 t 时段的输出冷功率; $E_{j,t}$ 为设备 j 在 t 时段的容量;其余IDR相关变量的解释见附录A。式(14)中的目标函数为min-max-min形式,需拆分为主子问题,并利用列和约束生成算法进行迭代求解,具体过程见附录C。

2.2 基于MPC的日内滚动优化调度

MPC是一种基于模型的有限时域闭环最优控制方法,可以根据RIES的最新状态实时更新调度,主要包括预测模型、滚动优化和反馈校正3个部分。考虑到不同能源的响应速率不同,日内优化为2层滚动优化模型。上层为热冷能优化调度,预测时域为2h,控制时域为1h;下层为电能优化调度,预测时域为1h,控制时域为5min,调度周期共288个时段^[15]。

2.2.1 上层模型

在遵从日前机组运行状态的前提下,其目标函数由以下几部分组成:

$$C_1 = \Delta C_{F,s} + \Delta C_{E,s} + \Delta C_{M,f} + \Delta C_{P,f} \\ s \in \{\text{GB, HR}\}, f \in \{\text{GB, HR, EC, EB, AC}\} \quad (15)$$

式中: C_1 为系统平抑热功率和冷功率波动的总成本; $\Delta C_{F,s}, \Delta C_{E,s}$ 分别为设备 s 的燃料成本和污染物排放成本; $\Delta C_{M,f}, \Delta C_{P,f}$ 分别为设备 f 的维修成本和惩罚成本。

上层热冷能优化调度模型还应满足如式(16)所示的约束。

$$\begin{cases} \Delta H_{\text{GB},t} + \Delta H_{\text{HR},t} + \Delta H_{\text{EB},t} - \Delta H_{\text{AC},t} = \Delta H_{\text{h},t} \\ \Delta Q_{\text{EC},t} + \Delta Q_{\text{AC},t} = \Delta Q_{\text{c},t} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $\Delta H_{\text{GB},t}, \Delta H_{\text{HR},t}, \Delta H_{\text{EB},t}$ 和 $\Delta H_{\text{AC},t}$ 分别为GB、HR、EB和AC在 t 时段的制热功率调整量; $\Delta H_{\text{h},t}$ 为热负荷在 t 时段的波动功率; $\Delta Q_{\text{EC},t}, \Delta Q_{\text{AC},t}$ 分别为EC、AC在 t 时段的制冷功率调整量; $\Delta Q_{\text{c},t}$ 为冷负荷在 t 时段的波动功率。

2.2.2 下层模型

为避免电网联络线功率的波动和储能频繁的充放电,下层电能优化模型应跟踪日前电网购售电功

率及储能的充放电状态,同时结合上层热冷能的功率计划来调整供电设备的出力以平抑电能波动。其预测模型见附录D,目标函数如下:

$$C_2 = \Delta C_{F,u} + \Delta C_{E,o} + \Delta C_G + \Delta C_{M,k} + \Delta C_{P,z} \\ u \in \{\text{MT, DG}\}, o \in \{\text{MT, DG, Grid}\} \\ k \in \{\text{DG, MT, WT, BT}\} \\ z \in \{\text{DG, MT, WT, BT, Grid}\} \quad (17)$$

式中: C_2 为系统平抑电功率波动的总成本; $\Delta C_{F,u}$ 为设备 u 的燃料成本; $\Delta C_{E,o}$ 为设备 o 的污染物排放成本; ΔC_G 为调整的购售电成本; $\Delta C_{M,k}$ 为设备 k 的维修成本; $\Delta C_{P,z}$ 为设备 z 的惩罚成本。

下层电能优化调度模型还应满足如式(18)所示的约束。

$$\Delta P_{\text{Grid},t} + \Delta P_{\text{MT},t} + \Delta P_{\text{DG},t} + \Delta P_{\text{BT},t} + \Delta P_{\text{WT},t} = \Delta P_{e,t} \quad (18)$$

式中: $\Delta P_{\text{Grid},t}, \Delta P_{\text{MT},t}, \Delta P_{\text{DG},t}, \Delta P_{\text{BT},t}$ 和 $\Delta P_{\text{WT},t}$ 分别为电网、MT、DG、BT和WT在 t 时段的电功率调整量; $\Delta P_{e,t}$ 为电负荷在 t 时段的波动功率。

3 算例分析

3.1 参数设置

为验证所提调度策略的有效性,基于上文所提模型进行仿真优化。RIES各设备参数、目标函数的主要参数和IDR相关参数分别见附录E表E1—E3。日前阶段风电、负荷预测数据和分时电价数据见附录E图E1。为不失一般性,日内阶段将日前预测信息叠加正态分布以模拟实时场景(风电、负荷期望值均为0,均方差分别取6%和3%)。

假设风电场的历史预测误差近似服从正态分布,利用吉布斯采样方法生成大量历史误差场景,使用2.1.1节所提方法获取不确定集合,其二维示意图如图2所示。由图可知,盒式集合所覆盖场景中有一部分出力场景几乎不会发生(图2中对角空白区

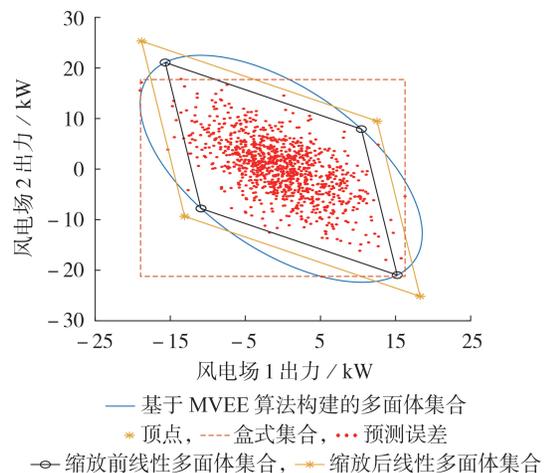


图2 线性多面体集合二维示意图

Fig.2 Two-dimensional schematic diagram of linear polyhedron set

域),这导致了保守性的提高和经济性的降低。而线性多面体集合可有效计及数据相关性,通过引入修正系数 α 缩放集合,可调节对误差场景的覆盖程度。

3.2 日前阶段调度结果和分析

为验证日前优化策略对RIES的影响,设计了如下4个方案进行对比分析:

1)方案1,采用确定性优化,并且考虑IDR参与调度;

2)方案2,采用风电、负荷均为盒式集合的鲁棒优化,风电盒式集合上下限为历史场景极值,负荷误差取预测值的10%,考虑IDR参与调度;

3)方案3,采用确定性优化,不考虑IDR参与调度;

4)方案4,采用风电为线性多面体集合的鲁棒优化,其他条件与方案2相同,该方案为本文所提方案。

3.2.1 成本与设备出力分析

不同方案下优化运行结果如表1所示,不同方案下设备出力结果如附录E图E2所示。

表1 不同方案下优化运行结果

Table 1 Optimal operation results under different schemes

方案	经济成本 / 元	环境成本 / 元	IDR 调度成本 / 元	综合成本 / 元
1	978.33	520.36	312.80	1498.69
2	1788.77	728.20	331.73	2516.97
3	1508.70	599.46	0	2108.16
4	1588.53	683.01	312.80	2271.54

由表1和图E2可知,环境成本影响综合成本的高低。由排放物惩罚系数及分时电价分析可知,MT产生的环境成本最小,因此优先供电;在购电价谷时段[00:00,09:00)、[18:00,21:00)、[22:00,24:00),电网购电优于DG发电;在购电价峰时段[09:00,18:00)、[21:00,22:00),DG发电则优于电网购电。在售电价峰时段[10:00,13:00)、[14:00,15:00),由于此时售电价格较高,RIES开始向电网售电,且各类储能均集中在该时段进行放电以提高收益。在[00:00,07:00)时段,热能分别由GB、HR以及EB供应,随着电价提高而燃气价格相对稳定,在[07:00,24:00]时段EB出力不再优于GB。在购电价谷时段,冷能主要由EC负责供应,余量由AC补足。而随着购售电价的提高,为减少电能的使用,EB出力减小,GB出力增加以提高AC出力。各类储能充放电趋势基本相同,在购电价谷时段充电,并在电价较高时段[10:00,13:00)、[14:00,15:00)放电以实现削峰填谷的作用,同时在下一个周期开始前,恢复到初始容量。

表1数据显示无论是盒式集合还是线性多面体集合,鲁棒优化成本均高于确定性优化。但是,由于源荷预测数据与实际情况存在差异,确定性优化日内阶段将增加或者减少RIES的用电量。实时市场的购电/售电电价一般要高于/低于日前市场,且频繁的功率波动不利于上级电网的稳定。由此可以看出,通过鲁棒优化得到的控制策略更能抵抗源荷不确定性带来的影响。结合图E2分析可知,方案2、4由于考虑了较为恶劣的场景,综合成本和设备出力均有了一定的增加。方案4的综合成本低于方案2,这是因为考虑了风电相关性,去除了几乎不可能出现的场景。

3.2.2 计及相关性对调度结果的影响

由图2所示线性多面体集合右侧顶点可知,随着修正系数 α 增大,其出力也逐渐增大,当 α 为1.0时,场景覆盖率 η ($\eta=S/S_{\text{all}} \times 100\%$, S 为集合内场景数, S_{all} 为总场景数, η 用于表征不确定集合的保守性)达97.9%,当 α 为1.3677时,覆盖率 η 为100%。不同修正系数下的覆盖率如图3所示。因此,线性多面体集合相比于盒式集合,不仅同样可以覆盖所有可能出现的场景,而且通过修改修正系数 α 可以灵活地调整方案的保守性以获得更多的经济性。

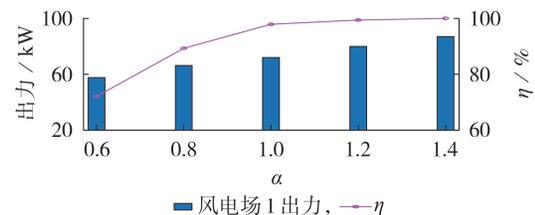


图3 不同修正系数下的覆盖率

Fig.3 Coverage rate under different correction coefficients

图4为方案2(不考虑相关性)与方案4(考虑相关性)子问题返回的最恶劣场景。结合表1数据可知,由于方案2盒式集合考虑了几乎不会发生的场景,其优化场景比方案4线性多面体集合恶劣,导致综合成本上升。

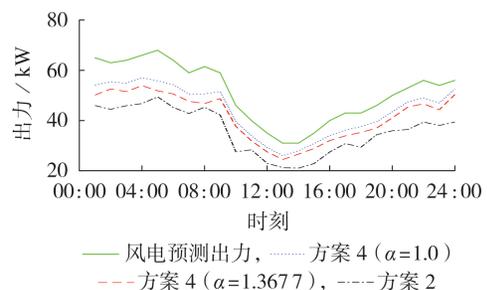


图4 不同集合返回的最恶劣场景

Fig.4 Worst scenario returned by different sets

3.2.3 IDR对调度结果的影响

IDR调度结果见附录E图E3。对比表1中方案1与方案3运行结果可知, IDR参与调度后虽然增加了一定的调度成本, 但综合成本显著降低。由图E3可知, IDR集中在购电价峰时段([09:00, 18:00])响应, 通过削减、转移和平移负荷减小该时段用电负荷, 减缓了用电高峰, 使得RIES进一步向电网售电而增加收益, 表明IDR的实施提高了RIES的自供电能力。

由于可削减负荷受到削减次数和持续时间的限制, 因此未出现长时间、频繁的削减; 可转移负荷的转入、转出次数不同, 但整体用能相等; 可平移热负荷由于受调度时间限制及调度成本的影响, 未响应调度。

3.3 日内阶段调度结果和分析

为了评估方案4在不同天气条件下的优势, 设计2种场景进行对比。场景1, 上文所述日内实时场景; 场景2, 方案4子问题返回的最恶劣场景。

方案1—4日内阶段均基于MPC方法, 方案5日前阶段与方案4相同, 日内阶段为开环滚动优化。不同场景下各方案结果如图5所示。可见当运行于场景1时, 由于预测误差较小, 采用确定性优化得到的日前调度方案更接近于实际运行情况, 此时综合成本较低。而当运行于场景2时, 确定性优化在实时市场中需要向上级电网购买电量以平衡预测误差, 导致综合成本大幅增加, 影响了系统的稳定性。相反地, 由于通过鲁棒优化得到的日前调度方案考虑了源荷不确定性, 当日内运行场景变化时, 预测误差引起的不平衡量主要由RIES内各设备进行平抑, 若还有富余的功率则再以较低的价格出售给电网。因此, 随着预测误差的增大, 确定性优化引起的联络线不平衡功率逐渐增大, 其经济性将不再优于鲁棒优化; 而鲁棒优化虽然在预测误差较小时较为“保守”, 但当运行场景变化时, 均能保证联络线功率的稳定, 鲁棒优化得到的调度方案具备更强的鲁棒性。

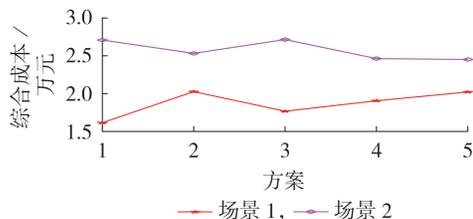


图5 不同场景下各方案结果

Fig.5 Results of each scheme under different scenarios

方案3由于未考虑IDR, 使得综合成本劣于方案1。计及相关性的方案4在任何可能出现的场景下, 其经济性均高于方案2。下层电能调度中, 电能波

动主要由DG和MT平抑, 场景1下不同方案的设备增量出力如图6所示。可见相比于方案5, 方案4由于采用了MPC方法, 可以快速跟踪前一时段调度设备出力, 进而在下一次的优化过程中只需平抑最新误差, 减小了各设备增量出力, 从而降低了增量惩罚成本。

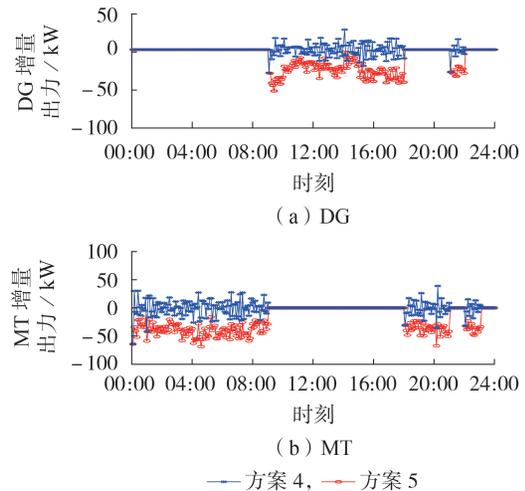


图6 设备增量出力

Fig.6 Incremental output of equipment

方案4在不同时间尺度的优化调度结果见附录E图E4。计及风电相关性的日前调度方案不能直接用于日内调度, 仍需进一步调整以确保供需平衡。上层热能调度中, 超短期预测值小于日前预测值, 依照成本高低依次减少GB、HR和EB出力; 冷负荷波动由EC、AC调整出力平衡。下层电能调度中, 电价较低时段由MT平抑电能波动, 而在电价较高时段则由DG减小出力。从图E4(g)可以看出, RIES与上级电网的电能交换与日前调度计划基本一致, 保证了RIES以及外部电网的稳定运行。

4 结论

本文提出了一种日前-日内多时间尺度并网型RIES能源管理调度方法。日前阶段计及IDR, 引入线性多面体集合应对风电相关性; 日内阶段基于MPC方法, 建立冷热电分层优化调度。通过仿真分析, 得到以下结论。

1) 基于多能互补的RIES模型, 计及风电相关性的两阶段鲁棒优化方法相比于确定性优化提高了鲁棒性, 相比于传统鲁棒优化提高了经济性。并且, 线性多面体集合中修正系数的引入, 可为衡量系统的保守性和经济性提供参考。

2) IDR的引入有利于减缓用电高峰的压力, 有效降低了RIES的综合成本, 使得优化调度结果更符合RIES的实际运行情况。

3) 日内阶段基于MPC方法的冷热电能的分层

优化,在跟踪日前调度计划的前提下,能有效减小RIES与上级电网传输功率的波动;另一方面,校正反馈环节的引入,使得本文方法相比于滚动优化能及时平抑实时功率波动,更好地应对不同的实时场景。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):189-207. ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] 宋晓芳,周海强,薛峰,等. 计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法[J]. 电力自动化设备,2022,42(7):212-220. SONG Xiaofang, ZHOU Haiqiang, XUE Feng, et al. Interval optimal dispatching method of power system considering source-load uncertainty and frequency security[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 212-220.
- [3] WANG J, QI X, REN F, et al. Optimal design of hybrid combined cooling, heating and power systems considering the uncertainties of load demands and renewable energy sources[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 281: 125357.
- [4] 吕海鹏, 希望·阿不都瓦依提, 孟令鹏. 计及源-荷预测不确定性的微电网双级随机优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(9): 70-78. LÜ Haipeng, XIWANG Abudwayiti, MENG Lingpeng. Two-level stochastic optimal scheduling of microgrid considering uncertainty of source-load prediction[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9): 70-78.
- [5] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022. LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022.
- [6] CHO Y, ISHIZAKI T, RAMDANI N, et al. Box-based temporal decomposition of multi-period economic dispatch for two-stage robust unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3109-3118.
- [7] 刘春明, 李瑞月, 尹钰君, 等. 基于鲁棒随机模型预测控制的园区综合能源系统两阶段优化[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 1-7. LIU Chunming, LI Ruiyue, YIN Yujun, et al. Two-stage optimization for community integrated energy system based on robust stochastic model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 1-7.
- [8] ZHAO H T, WANG B, PAN Z G, et al. Aggregating additional flexibility from quick-start devices for multi-energy virtual power plants[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 646-658.
- [9] DUAN C, JIANG L, FANG W L, et al. Data-driven distributionally robust energy-reserve-storage dispatch[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(7): 2826-2836.
- [10] DUAN C, JIANG L, FANG W L, et al. Data-driven affinely adjustable distributionally robust unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1385-1398.
- [11] ZHANG Y P, AI X M, FANG J K, et al. Data-adaptive robust optimization method for the economic dispatch of active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3791-3800.
- [12] LI P, WANG Z X, WANG J H, et al. A multi-time-space scale optimal operation strategy for a distributed integrated energy system[J]. Applied Energy, 2021, 289: 116698.
- [13] 王成山, 吕超贤, 李鹏, 等. 园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6791-6803. WANG Chengshan, LÜ Chaoxian, LI Peng, et al. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6791-6803.
- [14] 马紫嫣, 贾燕冰, 韩肖清, 等. 考虑动态时间间隔的综合能源系统双层优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1721-1730. MA Ziyang, JIA Yanbing, HAN Xiaoqing, et al. Two-layer dispatch model of integrated energy system considering dynamic time-interval[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1721-1730.
- [15] 程杉, 黄天力, 魏荣宗, 等. 含冰蓄冷空调的冷热电联供型微网多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 30-38. CHENG Shan, HUANG Tianli, WAI Rongzong, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of CCHP microgrid with ice-storage air-conditioning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 30-38.
- [16] 刘蓉晖, 李阳, 杨秀, 等. 考虑需求响应的社区综合能源系统两阶段优化调度[J]. 太阳能学报, 2021, 42(9): 46-54. LIU Ronghui, LI Yang, YANG Xiu, et al. Two-stage optimal scheduling of community integrated energy system considering demand response[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(9): 46-54.
- [17] 叶林, 路朋, 赵永宁, 等. 含风电电力系统有功功率模型预测控制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6181-6198. YE Lin, LU Peng, ZHAO Yongning, et al. Review of model predictive control for power system with large-scale wind power grid-connected[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6181-6198.
- [18] 刘自发, 张婷, 王岩. 基于模型预测控制的主动配电网多场景变时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 121-128. LIU Zifa, ZHANG Ting, WANG Yan. Multi-scenario variable time scale optimal scheduling of active distribution network based on model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 121-128.
- [19] CHENG Z, JIA D, LI Z, et al. Multi-time scale dynamic robust optimal scheduling of CCHP microgrid based on rolling optimization[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 139: 107957.

作者简介:



陈志颖

陈志颖(1995—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化运行(E-mail: 16621289252@163.com);

温步瀛(1967—),男,教授,博士,主要研究方向为电力系统优化运行(E-mail: 524558261@qq.com);

朱振山(1989—),男,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统运行控制(E-mail: zhenshan198@126.com)。

(编辑 李玮)

Multi-time scale optimal scheduling of regional integrated energy system considering wind power correlation

CHEN Zhiying¹, WEN Buying¹, ZHU Zhenshan^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350100, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350100, China)

Abstract: The uncertainty of source and load along with the wind power correlation can make the scheduling results of regional integrated energy system less credible. To solve this problem, taking the minimum comprehensive operation cost as the objective, a scheduling model of regional integrated energy system with multi-time scale is proposed. In the day-ahead stage, the two-stage robust optimization model considering wind power correlation is proposed, and the column-and-constraint generation method is used for the iterative solution. In the intra-day scheduling stage, the different response rates of cold, heat and power are considered, and the hierarchical rolling optimization model of cold, heat and power based on model predictive control is proposed to further eliminate the fluctuation of source and load power. The simulative results show that the robust optimization method considering the wind power correlation reduces conservatism and improves economy. The economic and stable operation of regional integrated energy system is realized by using model predictive control in the hierarchical optimization of cold, heat and power.

Key words: regional integrated energy system; linear polyhedron set; model predictive control; hierarchy of cold, heat and power; multi-time scale

(上接第16页 continued from page 16)

Two-stage optimal scheduling of integrated energy system considering source-load uncertainty

ZHU Xiping, JIANG Qiang, LIU Minghang, LUO Huiwen, LONG Wentao, HUANG Lei

(School of Electrical Engineering and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Under the background of “dual carbon”, a two-stage optimal scheduling strategy for low-carbon integrated energy system is proposed to achieve stable consumption of clean energy, reduce carbon emission from energy units and improve the operation economy of integrated energy system. The day-ahead scheduling considers the integrated demand response to stabilize the fluctuation risk of supply and demand differences. And it optimizes the energy supply scheme based on the conditional value-at-risk theory to ensure the stability of system operation. By building the low-carbon integrated energy system model, the intra-day energy supply introduces carbon capture equipment and carbon storage device to operate collaboratively with power to gas process. It will further absorb clean energy while improving the low-carbon and economy of system. Based on this, the model with the minimum comprehensive cost and carbon emission as the low-carbon economic operation objective is constructed. And then, a compromise optimal solution is obtained by using the max-min fuzzy algorithm. Finally, the effectiveness of the proposed scheme is verified by setting and comparing different scenarios.

Key words: integrated energy system; two-stage optimization; integrated demand response; carbon capture equipment; low-carbon economy

附录 A

1) 可削减负荷。

在用能高峰期，可通过削减重要性较低的负荷来缓解用能压力，如电冰箱、户用制冷和制热空调。其受到最大可削减量和最多可削减次数限制，为了避免频繁削减以及不影响用户用能舒适度，还应受到最大、最小削减持续时间限制，其约束如下所示：

$$u_{\text{cut},t} P_{\text{cut}}^{\min} \leq P_{\text{cut},t} \leq u_{\text{cut},t} P_{\text{cut}}^{\max} \quad (\text{A1})$$

$$\sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{cut},t} \leq N_{\text{cut}}^{\max} \quad (\text{A2})$$

$$\sum_{t=1}^{t+T_{\text{cut}}^{\max}-1} (1-u_{\text{cut},t}) \geq 1 \quad (\text{A3})$$

$$\sum_{t=1}^{t+T_{\text{cut}}^{\min}-1} u_{\text{cut},t} \geq T_{\text{cut}}^{\min} (u_{\text{cut},t} - u_{\text{cut},t-1}) \quad (\text{A4})$$

式中： $u_{\text{cut},t}$ 为 t 时段负荷的削减状态， $u_{\text{cut},t}=1$ 表示响应削减； P_{cut}^{\max} 、 P_{cut}^{\min} 分别为削减量的上、下限值； $P_{\text{cut},t}$ 为 t 时段负荷削减量； N_{cut}^{\max} 为最多可削减次数； T_{cut}^{\max} 、 T_{cut}^{\min} 分别为最大、最小削减持续时间。

2) 可转移负荷。

可转移负荷是指在规定的时间内满足用能要求即可的负荷，可将其从电价高峰期转移至电价低谷期，如电动汽车。其受到如下限制：

$$\begin{cases} u_{\text{trn},t}^{\text{in}} P_{\text{trn}}^{\min,\text{in}} \leq P_{\text{trn},t}^{\text{in}} \leq u_{\text{trn},t}^{\text{in}} P_{\text{trn}}^{\max,\text{in}} \\ u_{\text{trn},t}^{\text{out}} P_{\text{trn}}^{\min,\text{out}} \leq P_{\text{trn},t}^{\text{out}} \leq u_{\text{trn},t}^{\text{out}} P_{\text{trn}}^{\max,\text{out}} \end{cases} \quad (\text{A5})$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{trn},t}^{\text{in}} \leq N_{\text{trn}}^{\max,\text{in}} \\ \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{trn},t}^{\text{out}} \leq N_{\text{trn}}^{\max,\text{out}} \end{cases} \quad (\text{A6})$$

$$\sum_{t=1}^{t=T} P_{\text{trn},t}^{\text{in}} = \sum_{t=1}^{t=T} P_{\text{trn},t}^{\text{out}} \quad (\text{A7})$$

$$\sum_{t=1}^{t+T_{\text{trn}}^{\min}-1} u_{\text{trn},t}^{\text{out}} \geq T_{\text{trn}}^{\min} (u_{\text{trn},t}^{\text{out}} - u_{\text{trn},t-1}^{\text{out}}) \quad (\text{A8})$$

式中： $u_{\text{trn},t}^{\text{in}}$ 、 $u_{\text{trn},t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段负荷的转入、转出状态； $P_{\text{trn}}^{\max,\text{in}}$ 、 $P_{\text{trn}}^{\min,\text{in}}$ 分别为负荷转入的上、下限值； $P_{\text{trn}}^{\max,\text{out}}$ 、 $P_{\text{trn}}^{\min,\text{out}}$ 分别为负荷转出的上、下限值； $P_{\text{trn},t}^{\text{in}}$ 、 $P_{\text{trn},t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段负荷的转入、转出功率； N_{trn}^{\max} 为最多可转移次数； T_{trn}^{\min} 为最小持续转移时间。

3) 可平移负荷。

可平移负荷是指在用能期间不中断，将用能时段整体平移至另一个时段，如洗衣机、热水器和制冰机。其约束如下：

$$\begin{cases} u_{\text{mov},t}^{\text{in}} P_{\text{mov}}^{\min,\text{in}} \leq P_{\text{mov},t}^{\text{in}} \leq u_{\text{mov},t}^{\text{in}} P_{\text{mov}}^{\max,\text{in}} \\ u_{\text{mov},t}^{\text{out}} P_{\text{mov}}^{\min,\text{out}} \leq P_{\text{mov},t}^{\text{out}} \leq u_{\text{mov},t}^{\text{out}} P_{\text{mov}}^{\max,\text{out}} \end{cases} \quad (\text{A9})$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{mov},t}^{\text{in}} \leq N_{\text{mov}}^{\max} \\ \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{mov},t}^{\text{out}} \leq N_{\text{mov}}^{\max} \end{cases} \quad (\text{A10})$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{mov},t}^{\text{in}} = \sum_{t=1}^{t=T} u_{\text{mov},t}^{\text{out}} \\ \sum_{t=1}^{t=T} P_{\text{mov},t}^{\text{in}} = \sum_{t=1}^{t=T} P_{\text{mov},t}^{\text{out}} \end{cases} \quad (\text{A11})$$

式中： $u_{\text{mov},t}^{\text{in}}$ 、 $u_{\text{mov},t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段负荷的移入、移出状态； $P_{\text{mov}}^{\text{max},\text{in}}$ 、 $P_{\text{mov}}^{\text{min},\text{in}}$ 分别为负荷移入的上、下限值； $P_{\text{mov}}^{\text{max},\text{out}}$ 、 $P_{\text{mov}}^{\text{min},\text{out}}$ 分别为负荷移出的上、下限值； $P_{\text{mov},t}^{\text{in}}$ 、 $P_{\text{mov},t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段负荷的移入、移出功率； $N_{\text{mov}}^{\text{max}}$ 为最多可平移次数。

4) 功率平衡约束。

电功率平衡约束：

$$\begin{cases} P_{\text{IDR},t} = P_{\text{cut},e,t} + P_{\text{tm},e,t}^{\text{out}} - P_{\text{tm},e,t}^{\text{in}} + P_{\text{mov},e,t}^{\text{out}} - P_{\text{mov},e,t}^{\text{in}} \\ P_{\text{WT},t} + P_{\text{MT},t} + P_{\text{DG},t} + P_{\text{Grid},t} + P_{\text{BT},t}^{\text{dis}} - P_{\text{BT},t}^{\text{ch}} - P_{\text{EB},t} - P_{\text{EC},t} = P_{e,t} - P_{\text{IDR},t} \end{cases} \quad (\text{A12})$$

热功率平衡约束：

$$\begin{cases} H_{\text{IDR},t} = H_{\text{cut},h,t} + H_{\text{mov},h,t}^{\text{out}} - H_{\text{mov},h,t}^{\text{in}} \\ H_{\text{GB},t} + H_{\text{HR},t} + H_{\text{EB},t} + H_{\text{TST},t}^{\text{dis}} - H_{\text{TST},t}^{\text{ch}} - H_{\text{AC},t} = H_{h,t} - H_{\text{IDR},t} \end{cases} \quad (\text{A13})$$

冷功率平衡约束：

$$\begin{cases} Q_{\text{IDR},t} = Q_{\text{cut},c,t} + Q_{\text{mov},c,t}^{\text{out}} - Q_{\text{mov},c,t}^{\text{in}} \\ Q_{\text{EC},t} + Q_{\text{AC},t} + Q_{\text{CST},t}^{\text{dis}} - Q_{\text{CST},t}^{\text{ch}} = Q_{c,t} - Q_{\text{IDR},t} \end{cases} \quad (\text{A14})$$

式中： $P_{\text{IDR},t}$ 、 $H_{\text{IDR},t}$ 和 $Q_{\text{IDR},t}$ 分别为 t 时段的电、热和冷 IDR； $P_{e,t}$ 、 $H_{h,t}$ 和 $Q_{c,t}$ 分别为 t 时段的电、热和冷负荷值。

附录 B

首先，对 n 维点集进行处理得到与 n 维点集具有相同维度的最小体积闭包椭球体。将风电预测误差数据存储存储在矩阵 \mathbf{W} 中，其中每一列包含 N_w 个风电场在一个调度周期 T 的预测误差数据，即 $\boldsymbol{\xi} = [w_{1,1} \dots w_{T,1} \dots w_{N_w T,1}]^T$ 。矩阵 \mathbf{W} 的每一列为一个场景，总共有 N_s 个场景，矩阵 \mathbf{W} 表示如下：

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} w_{1,1} & \dots & w_{1,N_s} \\ \vdots & & \vdots \\ w_{T,1} & \dots & w_{T,N_s} \\ \vdots & & \vdots \\ w_{N_w T,1} & \dots & w_{N_w T,N_s} \end{bmatrix} \quad (\text{B1})$$

根据 \mathbf{W} ，求得一高维椭球包围所有历史数据，其求解过程等价于求解如下优化问题：

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{A} \in \mathbf{R}^{N_w T \times N_w T}, \mathbf{c} \in \mathbf{R}^{N_w T \times 1}} \frac{1}{\sqrt{|\mathbf{A}|}} v_{N_w T} \\ \text{s.t. } (\mathbf{W}_{N_w T,i} - \mathbf{c})^T \mathbf{A} (\mathbf{W}_{N_w T,i} - \mathbf{c}) \leq 1, \quad i = 1, \dots, N_s \end{cases} \quad (\text{B2})$$

式中： $v_{N_w T}$ 为一个常数，表示在 $N_w T$ 维度下单位球体的体积； \mathbf{A} 为一个对称的正定矩阵，其值决定了高维椭球体的方向和形状。 \mathbf{c} 为一个列向量，其值决定了高维椭球体的中心。求得参数后，高维椭球体的表达式可以表示为：

$$\mathbf{U}_w := \{ \boldsymbol{\xi} \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid (\boldsymbol{\xi} - \mathbf{c})^T \mathbf{A} (\boldsymbol{\xi} - \mathbf{c}) \leq 1 \} \quad (\text{B3})$$

为了便于求解，对高维椭球体进行旋转和平移，使其对称轴与坐标轴重合。旋转和平移后的轴向高维椭球体方程应重新表述为：

$$\begin{cases} \mathbf{U}_{w1} := \{ \boldsymbol{\xi}' \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid \boldsymbol{\xi}'^T \mathbf{D} \boldsymbol{\xi}' \leq 1 \} \\ \boldsymbol{\xi}' = \mathbf{P}(\boldsymbol{\xi} - \mathbf{c}) \\ \mathbf{D} = \mathbf{P} \mathbf{A} \mathbf{P}^T = \mathbf{P} \mathbf{A} \mathbf{P}^{-1} \end{cases} \quad (\text{B4})$$

式中： $\boldsymbol{\xi}'$ 为 $\boldsymbol{\xi}$ 旋转平移后的坐标值； \mathbf{P} 为一个变换矩阵； \mathbf{D} 为 \mathbf{A} 正交分解得到的对角线元素均为正值的对角矩阵，即 $\mathbf{D} = \text{diag}(\lambda_1, \dots, \lambda_{N_w T})$ 。高维椭球不确定集 \mathbf{U}_{w1} 的顶点坐标可表示如下：

$$\begin{cases} \boldsymbol{\xi}'_{v,1} = (\lambda_1^{-1/2}, 0, \dots, 0) & , \quad \boldsymbol{\xi}'_{v,N_w T+1} = (-\lambda_1^{-1/2}, 0, \dots, 0) \\ \boldsymbol{\xi}'_{v,2} = (0, \lambda_2^{-1/2}, \dots, 0) & , \quad \boldsymbol{\xi}'_{v,N_w T+2} = (0, -\lambda_2^{-1/2}, \dots, 0) \\ \vdots & \vdots \\ \boldsymbol{\xi}'_{v,N_w T} = (0, 0, \dots, \lambda_{N_w T}^{-1/2}) & , \quad \boldsymbol{\xi}'_{v,2N_w T} = (0, 0, \dots, -\lambda_{N_w T}^{-1/2}) \end{cases} \quad (\text{B5})$$

通过对 \mathbf{U}_{w1} 的顶点坐标进行逆变换可得到 \mathbf{U}_w 的顶点坐标，则由 \mathbf{U}_{w1} 的顶点坐标所构成的初始不确定集合可如下表示：

$$\mathbf{U}_{w2} := \left\{ \boldsymbol{\xi} \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid \boldsymbol{\xi} = \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i (\mathbf{P}^{-1} \boldsymbol{\xi}'_{v,i} + \mathbf{c}), \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i = 1, k_i \geq 0 \right\} \quad (\text{B6})$$

最后，由于高维椭球体顶点构造的初始线性多面体集合不足以覆盖所有场景，因此引入系数 α 来扩展初始不确定集。不确定集的保守性可以通过修改系数 α 的值来调整，可表示为：

$$\mathbf{U}_{w3} := \left\{ \boldsymbol{\xi} \in \mathbf{R}^{N_w T} \mid \boldsymbol{\xi} = \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i \alpha (\mathbf{P}^{-1} \boldsymbol{\xi}'_{v,i} + \mathbf{c}), \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i = 1, k_i \geq 0 \right\} \quad (\text{B7})$$

附录 C

目标函数可拆分为 min 形式的主问题（master problem, MP）和 max-min 形式的子问题（slave problem, SP）。主问题在源荷出力已知的情况下得到最优解，为模型提供了下界，并将结果 \mathbf{x}^* 传给子问题。

$$(\text{MP}) \begin{cases} \min_{\mathbf{x}} \eta \\ \text{s.t.} \begin{cases} \eta \geq \mathbf{a}^T \mathbf{y}^m \\ m = 1, \dots, n \end{cases} \end{cases} \quad (\text{C1})$$

基于已知变量 \mathbf{x}^* ，子问题在不确定性集中找到最恶劣场景，为模型提供一个上界，并将所得最恶劣场景传给主问题。

$$(\text{SP}) \begin{cases} \max_{\xi \in U_{w3}} \min_{\mathbf{y} \in \Omega(\mathbf{x}, \xi)} \mathbf{a}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{B}\mathbf{y} = \mathbf{e} & \rightarrow \lambda^1 \\ \mathbf{C}\mathbf{y} \geq \mathbf{f} & \rightarrow \lambda^2 \\ \mathbf{D}\mathbf{x}^* + \mathbf{E}\mathbf{y} \geq \mathbf{g} & \rightarrow \lambda^3 \\ \mathbf{G}\mathbf{y} = \xi & \rightarrow \lambda^4 \end{cases} \end{cases} \quad (\text{C2})$$

式中： \mathbf{B} 、 \mathbf{C} 、 \mathbf{D} 、 \mathbf{E} 和 \mathbf{G} 为对应约束的常系数矩阵； \mathbf{e} 、 \mathbf{f} 和 \mathbf{g} 为对应约束的常数矩阵。子问题中的运行变量与随机变量相关，导致求解器无法直接求解。利用强对偶理论，引入对偶变量 λ^1 ， λ^2 ， λ^3 和 λ^4 ，将 max-min 双层模型转化为单层 max 模型，变化形式如下：

$$\begin{cases} \max_{\xi, \lambda^1, \lambda^2, \lambda^3, \lambda^4} \mathbf{e}^T \lambda^1 + \mathbf{f}^T \lambda^2 + (\mathbf{g} - \mathbf{D}\mathbf{x}^*)^T \lambda^3 + \xi^T \lambda^4 \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{B}^T \lambda^1 + \mathbf{C}^T \lambda^2 + \mathbf{E}^T \lambda^3 + \mathbf{G}^T \lambda^4 = \mathbf{a} \\ \lambda^2, \lambda^3 \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (\text{C3})$$

式（C3）中 $\xi^T \lambda^4$ 为双线性式，由于最恶劣场景必出现在极限场景中，因此可利用大 M 法将双线性式转化为式（C4），同时添加约束式（C5）。

$$\begin{cases} \xi = \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i \xi_{e,i} \\ \sum_{i=1}^{2N_w T} k_i = 1, k_i \in \{0,1\} \\ \xi^T \lambda^4 = \sum_{i=1}^{2N_w T} (k_i \xi_{e,i})^T \lambda^4 = \sum_{i=1}^{2N_w T} \xi_{e,i}^T b_i \end{cases} \quad (\text{C4})$$

$$\begin{cases} 0 \leq b_i \leq M k_i^T \\ \lambda^4 - M(1-k_i) \leq b_i \leq \lambda^4 + M(1-k_i) \end{cases} \quad (\text{C5})$$

式中： $\xi_{e,i}$ 表示不确定集合中的第 i 个场景； b_i 为一个连续变量，等于 $k_i^T \lambda^4$ ； M 为一个极大的正数。到目前为止，该模型已经转化为 MILP 问题，则列和约束生成算法求解流程如下。

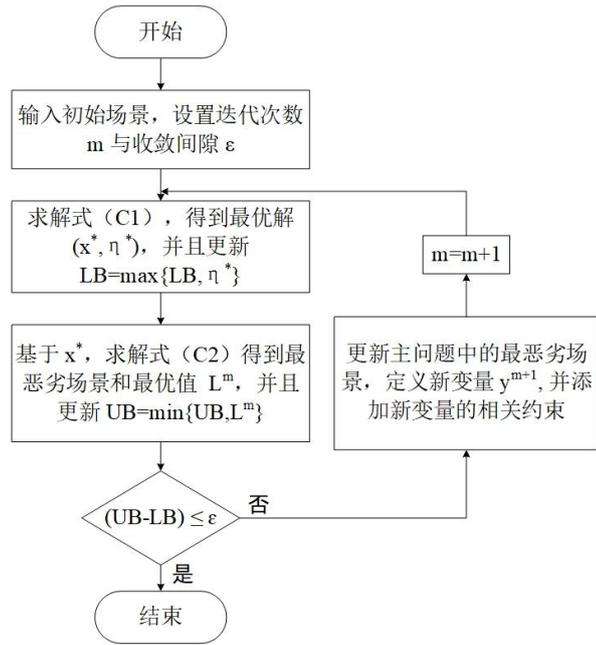


图 C1 求解流程图
Fig.C1 Flowchart of solution

附录 D

预测模型负责对预测时域内风电系统中的输出功率进行预测，为后续滚动优化和反馈校正提供先验知识。基本的状态空间方程如下：

$$\begin{cases} \mathbf{x}(k + \Delta t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k) + \mathbf{D}\boldsymbol{\omega}(k) \\ \mathbf{y}(k) = \mathbf{C}\mathbf{x}(k) \end{cases} \quad (\text{D1})$$

式中： $\mathbf{x}(k)$ 为被控对象的系统状态量； $\mathbf{y}(k)$ 为系统输出量； $\mathbf{u}(k)$ 为系统控制量； $\boldsymbol{\omega}(k)$ 为系统扰动量； \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{C} 分别为状态矩阵、控制矩阵和输出矩阵。针对下层模型，其状态量如下：

$$\mathbf{x}(k) = [P_{\text{BT}}(k), S_{\text{SOC}}(k), P_{\text{MT}}(k), P_{\text{DG}}(k), P_{\text{Grid}}(k)]^T \quad (\text{D2})$$

式中： $P_{\text{BT}}(k)$ 为储能充放电功率； $S_{\text{SOC}}(k)$ 为电储荷电状态； $P_{\text{MT}}(k)$ 为MT的输出功率； $P_{\text{DG}}(k)$ 为GB的输出功率； $P_{\text{Grid}}(k)$ 为RIES与上级电网的交互功率。控制量如下：

$$\mathbf{u}(k) = [\Delta P_{\text{BT}}(k), \Delta P_{\text{MT}}(k), \Delta P_{\text{DG}}(k)]^T \quad (\text{D3})$$

式中： $\Delta P_{\text{BT}}(k)$ 为储能出力增量； $\Delta P_{\text{MT}}(k)$ 为MT出力增量； $\Delta P_{\text{DG}}(k)$ 为GB出力增量。扰动量如下：

$$\boldsymbol{\omega}(k) = [\Delta P_{\text{WT}}(k), \Delta P_{\text{e}}(k)]^T \quad (\text{D4})$$

式中： $\Delta P_{\text{WT}}(k)$ 为风电预测功率和实际风电功率的差； $\Delta P_{\text{e}}(k)$ 为电负荷预测功率和实际电负荷功率的差。则其状态空间方程如下式所示：

$$\mathbf{x}(k + \Delta t) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\Delta t}{E_{\text{BT}}} & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \mathbf{x}(k) + \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -\frac{\Delta t}{E_{\text{BT}}} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \mathbf{u}(k) + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \boldsymbol{\omega}(k) \quad (\text{D5})$$

式中： E_{BT} 为电储能的容量。选取储能荷电状态、电网交互功率构成的向量作为用于日内跟踪的输出向量 $\mathbf{y}(k)$ ：

$$\mathbf{y}(k) = [S_{\text{SOC}}(k), P_{\text{Grid}}(k)]^T \quad (\text{D6})$$

附录 E

表 E1 RIES 运行的主要参数

Table E1 Main operation parameters of RIES

参数	数值	参数	数值
DG 出力下/上限值 (kW)	20/150	电储能的充/放电效率	0.95/0.95
MT 出力下/上限值 (kW)	20/100	热储能的充/放电效率	0.98/0.98
GB 出力下/上限值 (kW)	30/200	冷储能的充/放电效率	0.67/0.75
AC 出力下/上限值 (kW)	0/200	电储能容量下/上限值 (kW)	10/90
Grid 购电下/上限值 (kW)	-300/300	热储能容量下/上限值 (kW)	10/90
EC 出力下/上限值 (kW)	0/100	冷储能容量下/上限值 (kW)	15/135
EB 出力下/上限值 (kW)	0/100	电储能充放电功率下/上限值 (kW)	-20/20
MT/GB/EC/AC/EB 的性能系数	1/0.8/4/0.7/4	热储能充放电功率下/上限值 (kW)	-20/20
		冷储能充放电功率下/上限值 (kW)	-30/30

表 E2 目标函数的主要参数

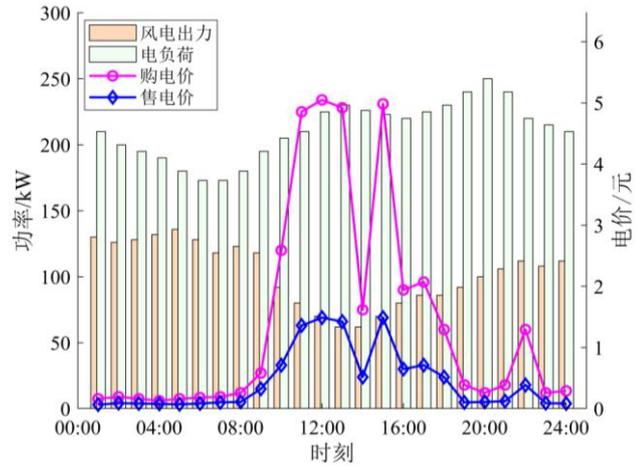
Table E2 Main parameters of objective function

参数	数值	参数	数值
a (元/kWh) / b (元/kWh) / c (元)	0.00011/0.0583/1	m_i (元)	0.178/0.021/0.019/0.019 /0.010/0.097/0.016/0.027
ρ_{gas} (元/kWh)	0.34	m_j (元)	0.0945/0.0201/0.0201
ζ_{MT}	0.35	m_{n,NO_x} (g/kWh)	9.8900/0.2000/1.8120/2.2950
f_{LHV} (kWh/m ³)	9.7	m_{n,SO_2} (g/kWh)	0.2060/0.0036/2.5450/3.5830
ρ_q^{SU} (元)	1.5/3.0/2.0	ρ_{emi} (元/kg)	26.53/6.25
ρ_q^{SD} (元)	1.5/3.0/2.0		

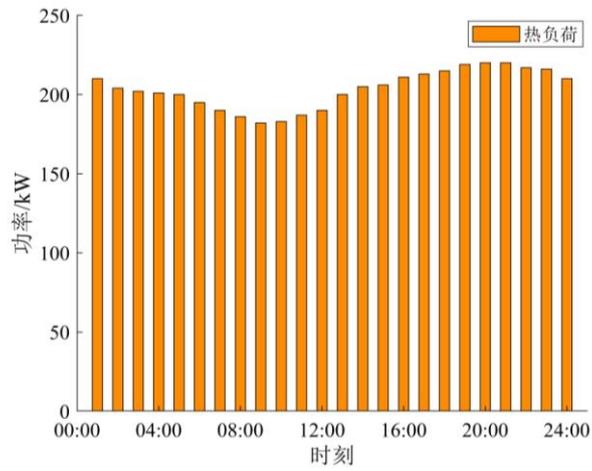
表 E3 IDR 相关参数

Table E3 Relative parameters of IDR

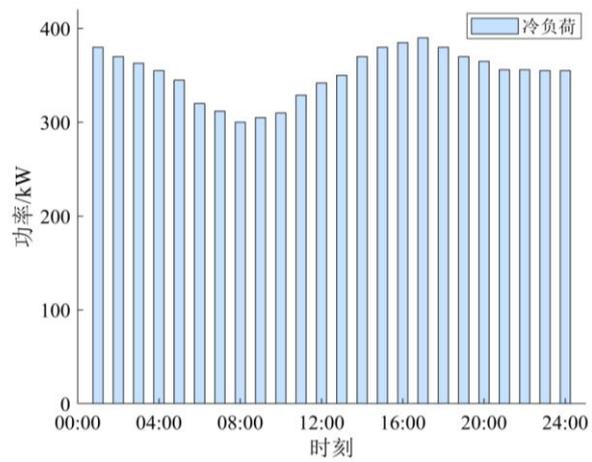
参数	数值	参数	数值
最大削减次数	6	可平移电负荷移出时间 (h)	17-22
最小/大削减持续时间 (h)	2/4	可平移电负荷移入时间 (h)	5-23
削减功率下/上限值 (kW)	20/50	可平移热负荷移出时间 (h)	16-21
可转移电负荷移出时间 (h)	12-16	可平移热负荷移入时间 (h)	4-24
可转移电负荷移入时间 (h)	5-23	可平移冷负荷移出时间 (h)	12-19
可转移电负荷最小持续转入/转出时间 (h)	2/2	可平移冷负荷移入时间 (h)	0-21
可转移电负荷转出上/下限值 (kW)	0/50	可平移负荷最小持续移入/移出时间 (h)	2/2
可转移电负荷转入上/下限值 (kW)	15/27	可平移负荷移入移出上/下限值 (kW)	0/40
可削减电/热/冷负荷成本系数 (元/kWh)	0.2/0.1/0.1	可平移电/热/冷负荷成本系数 (元/kWh)	0.15/0.1/0.1
可转移电负荷成本系数 (元/kWh)	0.15		



(a)风电出力、电负荷预测数据和购售电价



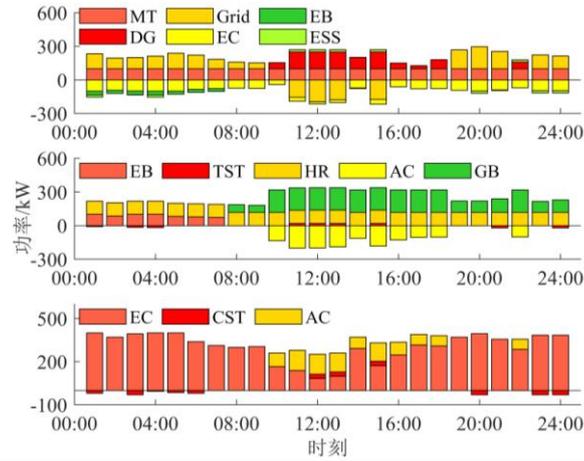
(b)热负荷预测数据



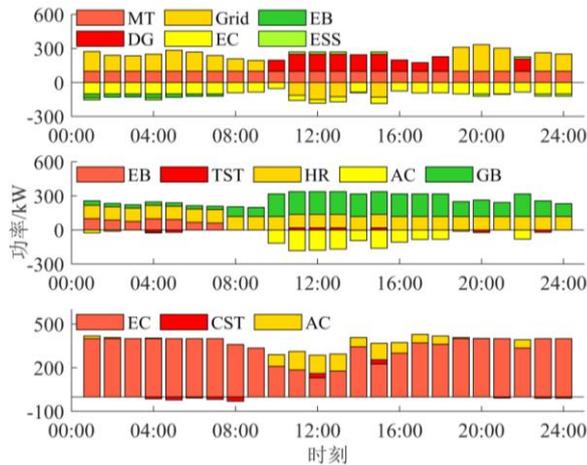
(c)冷负荷预测数据

图 E1 源荷预测数据和购售电价

Fig.E1 Source-load forecast data and purchase-sale price



(a)方案 1



(b)方案 4

图 E2 不同方案下设备出力结果
Fig.E2 Equipment output results under different schemes

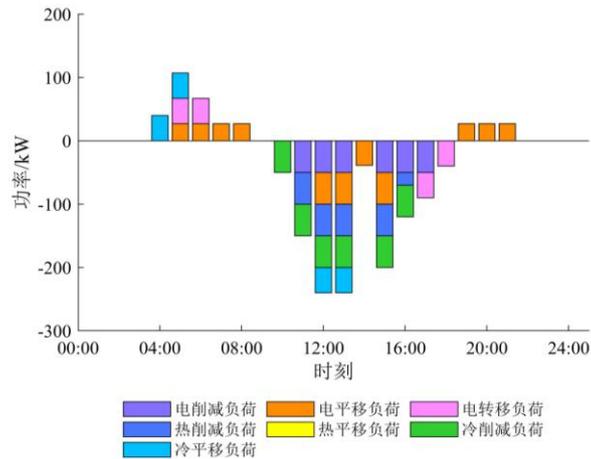


图 E3 IDR 调度结果
Fig.E3 Scheduling results of IDR

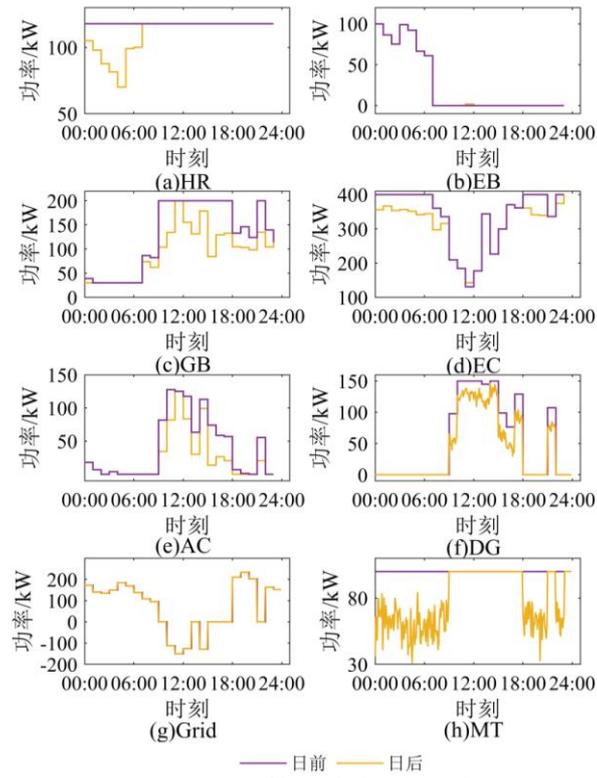


图 E4 不同时间尺度内的优化结果
Fig.E4 Optimization results in different time scale