

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

刘春明,李瑞月,尹钰君,刘念

(华北电力大学 电气与电子工程学院,北京 102206)

摘要:可再生能源发电与负荷的不确定性给园区综合能源系统的安全准确调度带来了巨大挑战,为了提高系统调度的准确度和运行经济性,提出了一种基于鲁棒随机模型预测控制的两阶段优化调度策略。该模型考虑到园区综合能源系统中负荷预测误差分布的规律性和可再生能源出力波动的概率分布难以准确刻画的特点,分别利用随机优化和鲁棒优化处理负荷侧和发电侧的不确定性;在第二阶段的优化目标中加入协调策略以使实时优化控制变量值尽量接近日前全局优化值,从而在修正第一阶段预测误差的同时克服实时优化过程中的短视效应;通过算例对比分析证明了所提策略可以有效平衡不同优化时间尺度上的预测误差与系统短视效应所带来的经济性影响,有利于兼顾系统的经济性与鲁棒性。

关键词:园区综合能源系统;鲁棒随机模型预测控制;两阶段优化;可再生能源

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202201014

0 引言

目前,发展可再生能源已成为解决能源需求增长与化石能源紧缺、能源开发利用与自然环境之间矛盾的必然选择。与此同时,包含了电、气、热、冷等多种能源形式的园区综合能源系统(CIES)作为一种能够因地制宜,充分消纳本地风、光等可再生能源的新兴技术^[1-2],能够有效实现多种能源的协调利用和互补互济,促进能源的可持续发展,保障系统在经济、清洁和高效状态下运行。

在CIES中,协调优化系统“源-网-荷”各环节设备、制定可行有效的调度策略是其优势得以发挥的关键。目前针对改善CIES结构、提升运行经济性的优化调度已有很多研究。文献[3]在冷热电联供(CCHP)型微网中引入储能和热泵装置,建立日前经济优化调度模型,并验证了所提模型有助于提升系统运行经济性。上述研究在系统对源荷侧的预测信息准确的基础上,未考虑到负荷、可再生能源出力的随机波动性。为解决以上问题,文献[4]利用鲁棒区间优化方法处理不确定性问题,并建立了双层鲁棒区间机组组合模型,通过仿真验证了所提方法能够兼顾系统的经济性和可靠性。然而,仅采用日前优化调度策略,预测误差较大,导致得到的优化方案难以达到理想效果。

考虑到负荷和可再生能源发电的预测精度具有随时间尺度缩短而提高的特点,因此采用多时间尺度优化,引入模型预测控制(MPC)中滚动优化和反馈校正的思想能够有效应对预测误差所带来的影响。文献[5-7]在微电网中采用了日前与实时两阶

段优化调度策略,在实时调度阶段根据最新的可再生能源出力和负荷需求预测对日前计划进行修正,从而减小日前预测误差对系统的影响。文献[8-10]研究了基于MPC的CCHP型微网在线优化运行方法,通过滚动优化和反馈校正有效补偿了预测误差,较好地解决了源、荷有效匹配的问题。但上述文献中的实时调度阶段均忽略了实时优化过程中逐时段或有限时段优化所带来的短视效应,得到的优化调度方案与全局优化方案存在较大偏差,降低了系统运行的经济性^[11]。

综上所述,针对CIES优化调度中日前与实时阶段内预测精度与短视效应之间的矛盾,并考虑到鲁棒优化模型适用于处理可再生能源出力这类预测精度较低,难以准确刻画概率分布,但可知不确定参数波动范围的不确定性问题^[12],同时随机优化适用于处理CIES中预测精度较高、误差分布规律能准确描述的负荷侧不确定性问题,本文提出了基于鲁棒随机模型预测控制(RSMPC)的两阶段经济优化调度模型:模型第一阶段为常规日前经济优化调度,得到系统优化控制变量的全局优化计划值;模型第二阶段为逐时段实时RSMPC优化调度,优化目标在考虑预测时域内系统运行成本的基础上,引入协调策略,从而在弥补日前预测误差的同时使实时优化控制变量能够尽量接近日前全局优化值,有效平衡预测精度与短视效应之间的矛盾,实现系统运行经济性与鲁棒性并存的目标。

1 CIES结构及设备模型

1.1 CIES结构

本文研究的CIES结构及能量流动情况如图1所

示。为充分利用园区内的风、光资源,园区系统内配置了风机和光伏。系统中与大电网、天然气网进行能量交互的设备为微型燃气轮机与燃气锅炉;进行能量梯级利用与转换、为用户供给多种能量形式的设备为热回收装置、热交换器、热泵、吸收式制冷机和电制冷机;储能设备包括蓄电池、储冷罐和储热罐设备,可使系统运行更加经济灵活。系统内设备的数据交换存储、策略运算和运行控制管理由能量路由负责,系统接入电网和天然气网运行。

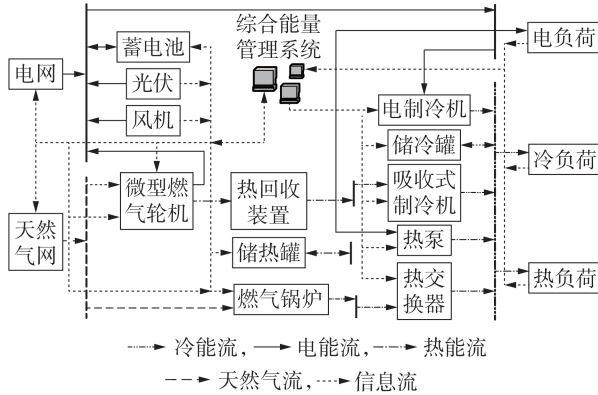


图1 CIES结构及能量流动

Fig.1 Structure and energy flows of CIES

1.2 CIES设备模型

1)微型燃气轮机模型。微型燃气轮机以天然气为燃料,产电产热。其余热经热回收装置回收利用,供给后续设备进行能量转换。

$$P_{mt}^t = F_{mt}^t \eta_{mt} \quad (1)$$

$$Q_{mt}^t = F_{mt}^t (1 - \eta_{mt} - \eta_{loss}) \quad (2)$$

式中: F_{mt}^t 为 t 时刻微型燃气轮机的天然气消耗量; P_{mt}^t 、 Q_{mt}^t 分别为 t 时刻微型燃气轮机的发电功率、余热功率; η_{mt} 、 η_{loss} 分别为微型燃气轮机发电效率、热损失系数。

2)燃气锅炉模型。燃气锅炉以天然气为燃料,产生热能供给后续用热设备。

$$P_{gb}^t = F_{gb}^t \eta_{gb} \quad (3)$$

式中: F_{gb}^t 为 t 时刻燃气锅炉的天然气消耗量; P_{gb}^t 为 t 时刻燃气锅炉制热功率; η_{gb} 为燃气锅炉效率。

3)热交换器模型。

$$Q_{he}^t = P_{he}^t \eta_{he} \quad (4)$$

式中: P_{he}^t 为 t 时刻热交换器的输入热功率; Q_{he}^t 为 t 时刻热交换器供给用户热功率; η_{he} 为热交换器效率。

4)吸收式制冷机模型。

$$Q_{ac}^t = P_{ac}^t \alpha_{ac} \quad (5)$$

式中: P_{ac}^t 为 t 时刻吸收式制冷机输入热功率; Q_{ac}^t 为 t 时刻吸收式制冷机供给用户冷功率; α_{ac} 为吸收式制冷机能效系数。

5)电制冷机模型。

$$Q_{ec}^t = P_{ec}^t \alpha_{ec} \quad (6)$$

式中: P_{ec}^t 为 t 时刻电制冷机输入电功率; Q_{ec}^t 为 t 时刻电制冷机供给用户冷功率; α_{ec} 为电制冷机能效系数。

6)热泵模型。

$$Q_{hp}^t = P_{hp}^t \alpha_{hp} \quad (7)$$

式中: P_{hp}^t 为 t 时刻热泵输入电功率; Q_{hp}^t 为 t 时刻热泵供给用户热功率; α_{hp} 为热泵能效系数。

7)储能设备模型。

$$W_{ES}^t = W_{ES}^{t-1} (1 - \tau_{ES}) + \left(\eta_{ES,cha} P_{ES,cha}^t - \frac{P_{ES,dis}^t}{\eta_{ES,dis}} \right) \Delta t \quad (8)$$

式中: W_{ES}^t 为 t 时刻储能设备的储能量; τ_{ES} 为储能设备的自损系数; $\eta_{ES,cha}$ 、 $\eta_{ES,dis}$ 分别为储能设备的充、放能效率; $P_{ES,cha}^t$ 、 $P_{ES,dis}^t$ 分别为 t 时刻储能设备的充、放能功率; Δt 为单位时间间隔。

2 基于RSMPC的两阶段优化调度框架

CIES内不同能量载体由能量路由器进行协调^[13],以完成系统的运行优化管理、信息交互等。整体优化调度框架如图2所示。

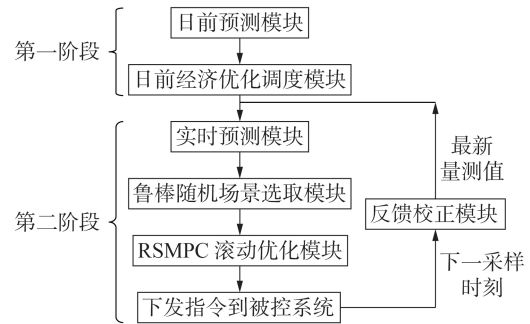


图2 基于RSMPC的两阶段经济优化调度框架

Fig.2 Two-stage economic optimal scheduling framework based on RSMPC

1)第一阶段为日前优化调度。调度周期 $T=24$ h,单位时间间隔 $\Delta t=0.5$ h,以系统运行成本最小为优化目标,确定系统内设备的运行状态(启停状态)和输出的全局优化值。

2)第二阶段为日内优化调度。滚动调度周期 $H=6$ h,单位时间间隔 $\Delta t'=0.5$ h。实时预测模块用于滚动预测未来时段 H 内的风机、光伏出力以及负荷需求;鲁棒随机场景选取模块分别利用鲁棒优化和随机优化处理源、荷侧不确定性,选取得到典型负荷场景和可再生能源出力不确定度参数;RSMPC滚动优化模块对所选取的鲁棒随机场景进行有限时段的闭环滚动优化,并下发控制指令到被控系统;反馈校正模块用于反馈更新系统设备的状态以及源荷侧的最新量测值。

在本文的优化框架中,第二阶段根据最新预测

信息更新第一阶段计划值来弥补预测误差,并通过协调函数尽量跟踪第一阶段全局优化值来避免传统实时优化过程中的短视效应所带来的经济损失。

3 基于RSMPC的CIES两阶段优化调度模型

根据第2节所提出的两阶段优化调度框架,构建基于RSMPC的CIES日前-日内两阶段优化调度模型,以有效应对源荷侧的不确定性,保证系统运行的经济性与鲁棒性。

3.1 第一阶段优化调度模型

1) 目标函数。

$$J_1 = \min \sum_{t=1}^T (C_{\text{grid}}^t + C_{\text{gas}}^t + C_{\text{om}}^t) \quad (9)$$

式中: C_{grid}^t 、 C_{gas}^t 、 C_{om}^t 分别为 t 时刻系统的购电成本、燃气成本和运维费用,具体表达式见附录A。

2) 约束条件。

(1) 电、冷、热能量和天然气功率平衡约束。

$$P_{\text{re}}^t + P_{\text{mt}}^t + P_{\text{grid}}^t + P_{\text{bt,dis}}^t = P_{\text{ec}}^t + P_{\text{bt,cha}}^t + P_{\text{hp}}^t + P_{\text{e}}^t \quad (10)$$

$$Q_{\text{ac}}^t + Q_{\text{ec}}^t + P_{\text{cs,dis}}^t = P_{\text{cs,cha}}^t + Q_{\text{c}}^t \quad (11)$$

$$Q_{\text{mt}}^t \eta_{\text{hr}} + P_{\text{gb}}^t + P_{\text{hs,dis}}^t = P_{\text{ac}}^t + P_{\text{hs,cha}}^t + P_{\text{he}}^t \quad (12)$$

$$Q_{\text{he}}^t + Q_{\text{hp}}^t = Q_{\text{h}}^t \quad (13)$$

$$F_{\text{gb}}^t + F_{\text{mt}}^t = F_{\text{gas}}^t \quad (14)$$

式中: P_{re}^t 为 t 时刻可再生能源出力; P_{grid}^t 为 t 时刻CIES与大电网交互功率; F_{gas}^t 为 t 时刻CIES与天然气网交互功率; $P_{\text{bt,cha}}^t$ 、 $P_{\text{bt,dis}}^t$ 分别为 t 时刻蓄电池的充、放能功率; $P_{\text{cs,cha}}^t$ 、 $P_{\text{cs,dis}}^t$ 分别为 t 时刻储冷罐的充、放能功率; $P_{\text{hs,cha}}^t$ 、 $P_{\text{hs,dis}}^t$ 分别为 t 时刻储热罐的充、放能功率; P_{e}^t 、 Q_{h}^t 、 Q_{c}^t 分别为 t 时刻电负荷、热负荷、冷负荷; η_{hr} 为余热回收装置余热回收率。

(2) 外网约束。

$$P_{\text{grid}}^{\min} \leq P_{\text{grid}}^t \leq P_{\text{grid}}^{\max} \quad (15)$$

$$F_{\text{gas}}^{\min} \leq F_{\text{gas}}^t \leq F_{\text{gas}}^{\max} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{grid}}^{\max}$ 、 $P_{\text{grid}}^{\min}$ 分别为CIES与大电网交互功率上、下限; $F_{\text{gas}}^{\max}$ 、 $F_{\text{gas}}^{\min}$ 分别为CIES与天然气网交互功率上、下限。

(3) 系统内设备出力上下限约束。

$$\delta_i^t P_i^{\min} \leq P_i^t \leq \delta_i^t P_i^{\max} \quad (17)$$

式中: δ_i^t 为 t 时刻设备 i 的运行状态,设备停运时取值为0,设备启动时取值为1; P_i^t 为 t 时刻设备 i 的出力; $P_i^{\max}$ 、 $P_i^{\min}$ 分别为设备 i 出力上、下限。

(4) 储能设备运行约束。

$$\begin{cases} W_{\text{ES}}^T = W_{\text{ES}}^0 \\ 0 \leq P_{\text{ES,cha}}^t \leq \delta_{\text{ES,cha}}^t P_{\text{ES}}^{\max} \\ \delta_{\text{ES,dis}}^t P_{\text{ES}}^{\min} \leq -P_{\text{ES,dis}}^t \leq 0 \\ \delta_{\text{ES,cha}}^t + \delta_{\text{ES,dis}}^t \leq 1 \end{cases} \quad (18)$$

式中: W_{ES}^0 、 W_{ES}^T 分别为储能设备在调度周期始、末的储能量; $\delta_{\text{ES,cha}}^t$ 、 $\delta_{\text{ES,dis}}^t$ 分别为 t 时刻储能设备的充、放能状态,储能设备处于充能状态时 $\delta_{\text{ES,cha}}^t = 1$ 、 $\delta_{\text{ES,dis}}^t = 0$,处于放能状态时 $\delta_{\text{ES,cha}}^t = 0$ 、 $\delta_{\text{ES,dis}}^t = 1$; $P_{\text{ES}}^{\max}$ 、 $P_{\text{ES}}^{\min}$ 分别为

储能设备充放热/电/冷功率的上、下限。

3.2 第二阶段优化调度模型

考虑到CIES中负荷预测精度较高且波动具有规律性,宜采用随机优化方法处理其不确定性,而可再生能源出力的概率分布难以准确刻画,宜采用鲁棒优化方法处理其不确定性,所以联合2种优化方法来构建CIES第二阶段调度模型。除此之外,基于MPC方法中的滚动优化和反馈校正,在调度模型中引入协调函数以跟踪第一阶段的全局优化值,从而在修正第一阶段的预测误差的同时,避免实时阶段所带来的短视效应。

3.2.1 鲁棒随机场景选取

随机优化方法的关键在于依据概率分布选取典型负荷场景,在优化调度模型中综合优化每个场景得到决策目标;鲁棒优化方法的关键在于选取恰当的不确定集合来描述可再生能源出力波动的状况,使调度模型最优解在不确定量具有最坏影响下依旧可行,从而保证系统的鲁棒性。

1) 电、冷、热负荷典型场景选取。

本文采用随机优化方法中的场景分析技术处理电、冷、热负荷的不确定性:首先,根据各个负荷的概率分布,通过拉丁超立方抽样方法模拟生成各个负荷在预测时域 H 内的多个场景^[5];然后,通过 k -means 聚类方法进行场景削减,得到各个负荷的典型场景^[14]。设此时得到的电、冷、热负荷场景数分别为 K_{e} 、 K_{c} 、 K_{h} ,3种负荷中每个场景发生的概率分别为 $\pi_{\text{e},s}$ 、 $\pi_{\text{c},s}$ 、 $\pi_{\text{h},s}$,则代入第二阶段RSMPC调度模型中进行优化计算得到的负荷场景总数 S 和各场景发生概率 π^s 分别如下:

$$S = K_{\text{e}} K_{\text{c}} K_{\text{h}} \quad (19)$$

$$\pi^s = \pi_{\text{e},s} \pi_{\text{c},s} \pi_{\text{h},s} \quad (20)$$

2) 可再生能源出力不确定性集合选取。

本文采用基数性不确定集对可再生能源出力波动性进行描述^[15-16],具体如下:

$$P_{\text{re}} = \left\{ P_{\text{re}}^t \left| P_{\text{re}}^{t,\min} \leq P_{\text{re}}^t \leq P_{\text{re}}^{t,\max}, t \in \{1, 2, \dots, H\}, \left| \frac{P_{\text{re}}^t - \hat{P}_{\text{re}}^t}{\hat{P}_{\text{re}}^t} \right| \leq \Gamma^t \right\} \quad (21)$$

式中: $\hat{P}_{\text{re}}^t$ 为 t 时刻可再生能源出力预测值; $\tilde{P}_{\text{re}}^t$ 为 t 时刻设置预测相对误差百分比后,可再生能源出力实际值与预测值的最大偏移量; Γ^t 为不确定度参数,且 $\Gamma^t \in [0, 1]$, Γ^t 数值选取得越大,表示可再生能源出力波动恶劣程度越高,此时得到的优化调度结果鲁棒性越强,但保守性也越大。

鲁棒优化方法的工程博弈模型易于处理工程博弈问题,相较于传统鲁棒优化模型和两阶段鲁棒优化模型,更适用于在经济调度问题中处理不确定性

因素,是一种实用性较强的鲁棒优化处理方法^[17]。鲁棒优化的工程博弈模型如式(22)所示,结合该模型来构建本文所提优化策略的第二阶段RSMPC调度模型。

$$\begin{cases} \min_u \left\{ \max_r J(u, r) \right\} \\ \text{s.t. } G(x, u, r) \leq 0 \\ u \in U \\ r \in P_{re} \end{cases} \quad (22)$$

式中: u 为微型燃气轮机、燃气锅炉、电制冷机、热泵等可控设备相应的决策变量; r 为可再生能源出力的决策变量; x 为系统状态; $J(u, r)$ 为目标函数; $G(x, u, r)$ 为约束条件,即功率平衡约束、系统元件约束等; U, P_{re} 分别为可控设备决策变量 u 、可再生能源出力决策变量 r 的可行策略集。

3.2.2 基于RSMPC的实时滚动优化调度模型

联合随机优化方法、鲁棒优化方法和MPC方法,引入协调函数构建第二阶段优化调度模型,具体如下:

$$\begin{cases} J_2 = \min_u \left\{ \max_r \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^H \pi^s (\mu C^{t,s} + \xi D^{t,s}) \right\} \\ \text{s.t. 式(10)—(18)} \\ u \in U \\ r \in P_{re} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $D^{t,s}$ 、 $C^{t,s}$ 分别为 t 时刻场景 s 下系统的协调函数、总运行成本; ξ 、 μ 分别为预测时域内协调函数、总运行成本的权重系数,且 $\mu + \xi = 1$ 。

1)实时优化阶段的协调函数如式(24)所示。即在未来预测时域 H 内,使实时优化控制变量尽可能接近日前全局优化值,通过引入各负荷场景下控制变量与日前全局优化值偏差的 L_2 范数平方作为衡量尺度。

$$D^{t,s} = \left\| P_u^{t,s} - \hat{P}_u^t \right\|_2^2 \quad (24)$$

式中: $P_u^{t,s}$ 、 $\hat{P}_u^t$ 分别为 t 时刻决策变量 u 的实时优化控制变量值、日前全局优化值。

2)基于RSMPC的实时滚动优化计算方法。基于 t 时刻选取的可再生能源出力不确定性集合与各负荷场景数据,优化计算得到未来预测时域 H 内系统的最优出力值序列,如式(25)所示。

$$z = \{z(t+1|t), \dots, z(t+i|t), \dots, z(t+H|t)\} \quad (25)$$

式中: $z(t+i|t)$ 表示在当前时刻(t 时刻)计算得到未来时刻($t+i$ 时刻)的控制策略。

仅取最优出力值序列的第一个分量 $z(t+1|t)$ 作用于系统。随着当前时刻的向前推移,预测时域也向前滚动,基于最新的系统信息与历史数据,重新选取负荷场景并重复上述优化过程,以完成调度周期内的滚动优化。

3.3 求解方法

本文所提优化策略的第一阶段优化模型为混合整数线性规划模型,第二阶段为基于RSMPC的实时优化调度模型,先在MATLAB R2016a平台上建立基于RSMPC两阶段优化调度的数学模型,再调用优化求解器Gurobi进行求解。

4 算例分析

4.1 基础数据

本文以某并网运行的CIES为研究对象,系统结构如图1所示。针对CIES在夏季、冬季的不同负荷需求^[18],本文以夏、冬两季的典型日为例进行分析,可再生能源出力及用户负荷的实际曲线及实时预测曲线如附录B图B1所示。设电、冷、热负荷的预测误差概率分布为正态分布^[16],选取负荷典型场景数为27;设可再生能源出力预测相对误差百分比为 $\pm 15\%$ 。当不确定度参数为1时,即认为可再生能源出力的预测偏差达到最大,优化结果鲁棒性最强。其中,CIES中各设备的运行参数如附录B表B1和表B2所示,电价曲线如附录B图B2所示^[10]。

4.2 优化结果及分析

4.2.1 夏季典型日优化结果

当风电出力不确定度为1,以CIES在夏季典型日的调度成本最小为目标时,电、热、冷功率调度优化结果分别如图3所示。图中,蓄电池充放电功率大于0表示蓄电池放电,小于0表示蓄电池充电,后同。系统内储能状态如附录B图B3所示。

从图3中可以看出:在01:00—08:00、22:00—24:00时段,系统分别处于谷时电价和平时电价区间,此时电负荷较小,主要由购电功率和风机出力供应,蓄电池主要处于充电状态;在09:00—12:00、18:00—21:00时段,系统处于峰时电价区间,电负荷主要由蓄电池放电功率和微型燃气轮机出力供应;在13:00—17:00时段,系统处于平时电价区间,电负荷处于高峰时段,由微型燃气轮机出力和购电功率供应。由于电制冷机和热泵性能系数较高,所以可消耗少量电能进行制冷、制热,故二者基本全日运作,以提高系统经济性。吸收式制冷机在08:00—19:00时段主要通过内燃机回收余热制冷,在08:00—17:00时段燃气锅炉制热作为热源补充。热交换器在热负荷高峰时段出力,与热泵出力一起共同供应热负荷。

4.2.2 冬季典型日优化结果分析

冬季电、热功率优化调度结果如图4所示,系统内储能状态如附录B图B4所示。由图4可以看出,与夏季不同的是冬季热负荷较高且没有冷负荷,内燃机回收余热以及燃气锅炉产热作为热源主要用于热交换器制热,与热泵出力一起共同供应热负荷。

综合分析夏季和冬季典型日的优化结果可以发

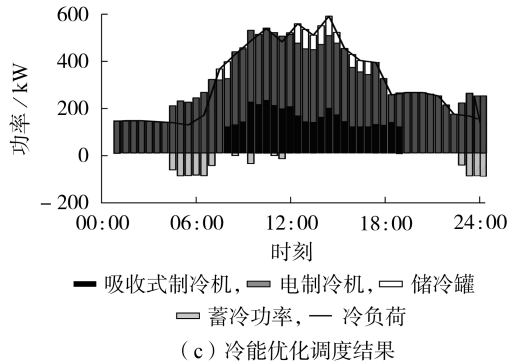
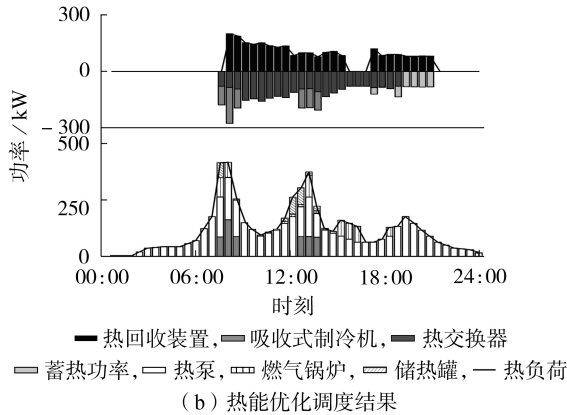
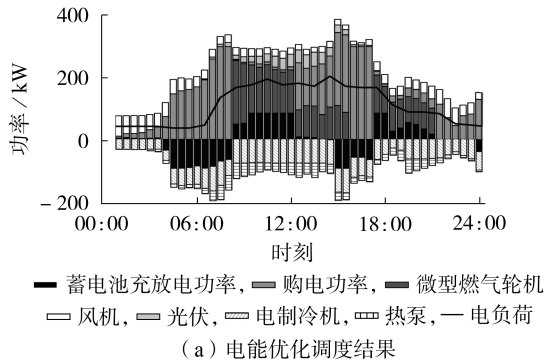


图3 夏季电、热、冷能优化调度结果

Fig.3 Optimal scheduling results of power, heating and cooling energies in summer

现,本文所构建的RSMPC两阶段优化调度模型在可再生能源出力的不准确度参数为1的条件下,无论是在夏季还是在冬季都可以得到准确可行的调度结果,这说明该模型可以实现多种不确定条件下的调度准确性,没有季节限制,并且能够保证系统的鲁棒性。

4.3 可再生能源出力不确定度及协调策略权重系数对调度结果的影响

在RSMPC模型下,冬季典型日的调度成本随可再生能源出力不确定度参数、协调策略权重系数变化的曲线如附录B图B5所示。为使变化趋势清晰可观,图中不确定度参数和权重系数分别设为 $\Gamma \in [0, 0.5]$, $\xi \in [0, 1]$ 。

1) 不确定度参数对调度结果的影响。

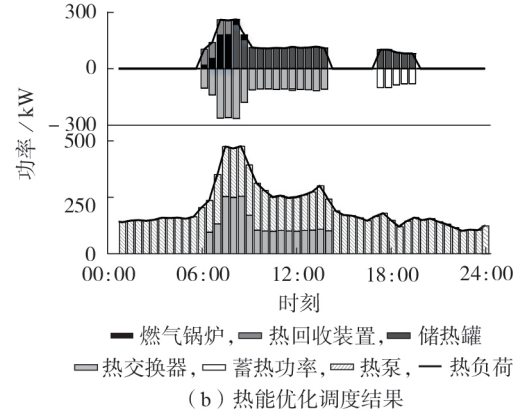
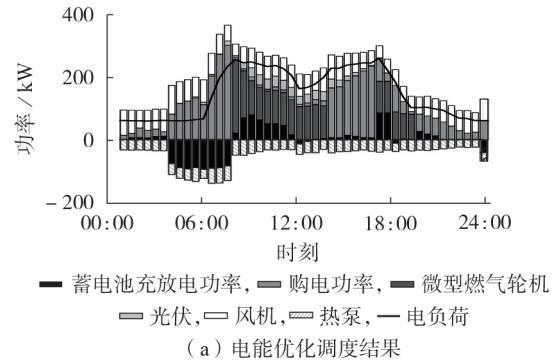


图4 冬季电、热能优化调度结果

Fig.4 Optimal scheduling results of power and heating energies in winter

由附录B图B5可以看出,系统的总运行成本与不确定度参数呈正相关,说明在RSMPC模型下,不确定度参数的取值越大,系统的鲁棒性越强,但优化调度结果就越保守,经济性损失也就越大。除此之外,可看出购电成本随不确定度参数增大而逐渐增加,其增幅相比于购气成本的增幅更大,这是由于随着可再生能源出力预测偏差的增大,系统中的微型燃气轮机与燃气锅炉因自身运行条件限制,使得系统购气量受限,此时产生的系统电功率缺额需通过向大电网购电弥补,造成购电成本的增幅更显著。

2) 协调策略权重系数对调度结果的影响。

由附录B图B5可以看出,系统的总运行成本与协调策略权重系数呈负相关。在无协调策略($\xi=0$)时,电负荷需求全部由购电功率满足,吸收式制冷机和热交换器的输入热功率均由燃气锅炉提供,此时系统优化调度方案由于短视效应,增大了调度周期内的运行成本,在引入协调策略($0 < \xi \leq 1$)时,调度周期内的运行成本明显降低。例如:与无协调策略相比,在 $\Gamma=0.5$ 、 $\xi=1$ 时,购电功率减小,微型燃气轮机及燃气锅炉的出力增加,相应的购电成本减小了\$267.39,运维费用、燃气成本分别增加了\$34.96、\$111.49,则总运行成本减小了\$120.94,运行费用节约了18.31%。

4.4 不同调度方法对系统运行成本的影响

为验证本文提出的基于RSMPC的两阶段调度方法(记为方法1)的可行性与经济性,引入基于鲁棒模型预测控制的两阶段调度方法(记为方法2)和日前RSMPC调度方法(记为方法3)进行比较,不同方法下的运行成本如表1所示。

表1 不同方法下的CIES夏季和冬季运行成本

Table 1 Operating cost of CIES under different methods in summer and winter

方法	夏季运行成本 / \$	冬季运行成本 / \$
1	494.8248	350.6192
2	534.7695	381.0657
3	614.3844	461.2905

从表1中数据可知:方法1较方法2和方法3在夏季运行成本分别节约了7.47%、19.46%;在冬季运行成本分别节约了7.98%、23.99%。结果表明:本文所提的方法1由于联合了随机优化与鲁棒优化2种方法,相较于方法2,对源荷侧不确定性的处理效果更好,带来的经济性也更大;在日前-日内两阶段调度模型下,相较于方法3,能够有效地解决日前预测误差和日内逐时段优化短视效应共同引起的经济性欠佳的问题。综上所述,本文所提的方法1具有可行性,并且兼顾了系统的经济性与鲁棒性。

5 结论

本文针对CIES中可再生能源出力和用户负荷预测精度不同,以及日前与实时优化过程中预测误差与短视效应之间的矛盾,提出了基于RSMPC的两阶段优化调度策略,通过算例分析可得到以下结论。

1)通过联合鲁棒优化和随机优化,并结合MPC来分别处理CIES中源、荷侧不确定性问题,相较于单个优化方法,为系统优化所带来的经济性与可靠性更高。

2)本文提出的两阶段优化策略能够在弥补日前预测误差的同时,有效克服实时调度过程中在有限时段内优化方案因短视效应造成经济性差的缺陷,很好地平衡了系统多时间尺度优化时运行经济性与预测误差间的矛盾,实现了CIES经济性最优。

3)在RSMPC两阶段优化调度模型下,调度结果受到可再生能源出力不确定度参数和协调策略权重系数的影响。不确定参数设置得越大,系统的鲁棒性越强,但经济性越差,故在制定CIES调度计划时需根据不同情况选择恰当的不确定参数,以充分发挥该方法在降低系统调度成本和提高系统鲁棒性方面的优势。协调策略权重系数可根据实时预测值与日前预测值偏差大小设置,通过合理选取日前计划与实时修正的权重来确保系统的经济性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):1-13.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [2] 黄子硕,何桂雄,闫华光,等. 园区级综合能源系统优化模型功能综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(1):10-18.
HUANG Zishuo, HE Guixiong, YAN Huagang, et al. Overview and prospect of optimization model function for community-scale integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 10-18.
- [3] 杨志鹏,张峰,梁军,等. 含热泵和储能的冷热电联供型微网经济运行[J]. 电网技术,2018,42(6):1735-1743.
YANG Zhipeng, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Economic generation scheduling of CCHP microgrid with heat pump and energy storage[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1735-1743.
- [4] 张刘冬,袁宇波,孙大雁,等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备,2018,38(12):59-66,93.
ZHANG Liudong, YUAN Yubo, SUN Dayan, et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 59-66, 93.
- [5] 高亚静,李瑞环,梁海峰,等. 考虑间歇性电源与负荷不确定性情况下基于多场景技术的主动配电系统两步优化调度[J]. 中国电机工程学报,2015,35(7):1657-1665.
GAO Yajing, LI Ruihuan, LIANG Haifeng, et al. Two step optimal dispatch based on multiple scenarios technique considering uncertainties of intermittent distributed generations and loads in the active distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7): 1657-1665.
- [6] 吴刚,刘俊勇,向月,等. 计及中长期合同电量分解和风电不确定性的电-气综合能源系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):246-253.
WU Gang, LIU Junyong, XIANG Yue, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system with medium and long-term electricity contract decomposition and wind power uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 246-253.
- [7] STEFANO R C, MARCELLO F, LUCA G, et al. A two-layer stochastic model predictive control scheme for microgrids[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2018, 26(1): 1-13.
- [8] 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):6791-6803,7093.
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, 7093.
- [9] 张有兵,王嘉瑶,杨晓东,等. 计及电转气技术的区域综合能源系统在线优化方法[J]. 电网技术,2018,42(8):2468-2475.
ZHANG Youbing, WANG Jiayao, YANG Xiaodong, et al. An online optimal scheduling approach for regional integrated energy system considering P2G[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2468-2475.
- [10] GU Wei, WANG Zhihe, WU Zhi, et al. An online optimal dis-

- patch schedule for CCHP microgrids based on model predictive control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2332-2342.
- [11] 张彦,张涛,刘亚杰,等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3451-3462, 3364.
- ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Stochastic model predictive control for energy management optimization of an energy local network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3451-3462, 3364.
- [12] 单福州,李晓露,宋燕敏,等. 基于改进两阶段鲁棒优化的区域综合能源系统经济调度[J]. 电测与仪表, 2018, 55(23): 103-108.
- SHAN Fuzhou, LI Xiaolu, SONG Yanmin, et al. Economic dispatching of regional integrated energy system based on improvement two-stage robust optimization[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2018, 55(23): 103-108.
- [13] MA Li, LIU Nian, WANG Lingfeng. Real-time rolling horizon energy management for the energy-hub-coordinated prosumer community from a cooperative perspective[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 1227-1241.
- [14] 董雷,刘梦夏,陈乃仕,等. 基于随机模型预测控制的分布式能源协调优化控制[J]. 电网技术, 2018, 42(10): 3219-3227.
- DONG Lei, LIU Mengxia, CHEN Naishi, et al. Coordinated optimal control of distributed energy based on stochastic model predictive control[J]. Power System Technology, 2018, 42(10): 3219-3227.
- [15] GUAN Yongpei, WANG Jianhui. Uncertainty sets for robust unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1439-1440.
- [16] 张亚超,黄张浩,郑峰,等. 基于风电出力模糊集的电-气耦合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 44-53.
- ZHANG Yachao, HUANG Zhanghao, ZHENG Feng, et al. Distributionally robust optimal dispatch for power-gas coupled system based on fuzzy set of wind power output[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 44-53.
- [17] 梅生伟,郭文涛,王莹莹,等. 一类电力系统鲁棒优化问题的博弈模型及应用实例[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 47-56.
- MEI Shengwei, GUO Wentao, WANG Yingying, et al. A game model for robust optimization of power systems and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 47-56.
- [18] 王淑云,娄素华,吴耀武,等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 118-125.
- WANG Shuyun, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 118-125.

作者简介:



刘春明

刘春明(1972—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电网安全运行与灾变控制、综合能源系统(**E-mail**: liuchunming@ncepu.edu.cn);

李瑞月(1998—),女,硕士研究生,主要研究方向为储能容量优化配置、综合能源系统(**E-mail**: liruiyue0118@ncepu.edu.cn);

尹钰君(1995—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化调度(**E-mail**: yinyujunjun@163.com)。

(编辑 李玮)

Two-stage optimization for community integrated energy system based on robust stochastic model predictive control

LIU Chunming, LI Ruiyue, YIN Yujun, LIU Nian

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The uncertainties of renewable energy output and load bring great challenges to the safe and accurate scheduling of community integrated energy system. The two-stage optimal scheduling strategy based on robust stochastic model predictive control is proposed to improve the accuracy and operating economy of system scheduling. Considering the regularity of load prediction error distribution and the difficulty in describing the probability distribution of renewable energy output fluctuation in community integrated energy system, the stochastic optimization and robust optimization are applied in the model to deal with the uncertainty of the source and load side respectively. In addition, a coordination strategy is added to the optimization objective in the second stage to make the real-time optimal control variable values as close as possible to the day-ahead global optimal values, thus correcting the prediction error in the first stage and overcoming the short-sighted effect in the process of real-time optimization at the same time. Case study comparison is employed to verify that the proposed strategy can effectively balance the prediction error in different optimization time scales and the economic influence caused by the short-sighted effect of system, which is beneficial to both the economy and robustness of the system.

Key words: community integrated energy system; robust stochastic model predictive control; two-stage optimization; renewable energy

附录 A

t 时刻系统的购电成本、燃气成本和运维费用表示如下：

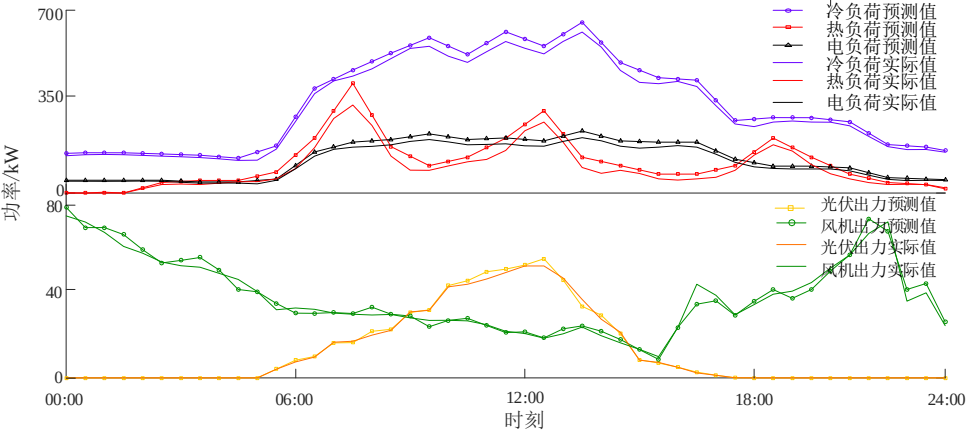
$$C_{\text{grid}}^t = P_{\text{grid}}^t p_{\text{grid}} \Delta t \quad (\text{A1})$$

$$C_{\text{gas}}^t = (c_{\text{gas}} F_{\text{gas}}^t / H_{\text{gas}}) \Delta t \quad (\text{A2})$$

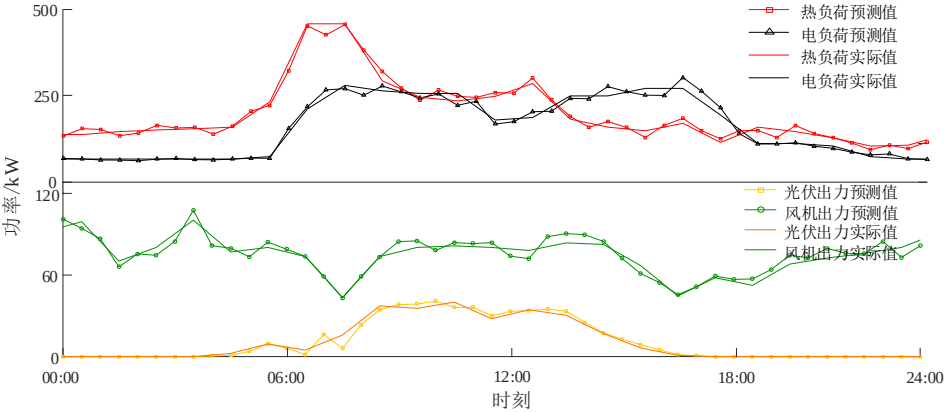
$$\begin{aligned} C_{\text{om}}^t = & [P_{\text{mt}}^t K_{\text{om,mt}} + P_{\text{wt}}^t K_{\text{om,wt}} + P_{\text{pv}}^t K_{\text{om,pv}} + P_{\text{ac}}^t K_{\text{om,ac}} + P_{\text{hp}}^t K_{\text{om,hp}} + \\ & (P_{\text{bt,dis}}^t + P_{\text{bt,cha}}^t) K_{\text{om,bt}} + P_{\text{ec}}^t K_{\text{om,ec}} + (P_{\text{hs,dis}}^t + P_{\text{hs,cha}}^t) K_{\text{om,hs}} + P_{\text{he}}^t K_{\text{om,he}} + \\ & (P_{\text{cs,dis}}^t + P_{\text{cs,cha}}^t) K_{\text{om,cs}} + P_{\text{gb}}^t K_{\text{om,gb}}] \Delta t \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

式中： p_{grid} 为系统从大电网购电电价； c_{gas} 、 H_{gas} 分别为天然气购买价格和低热值； $K_{\text{om},i}$ 为设备 i 的单位运维费用。

附录 B



(a)夏季



(b)冬季

图 B1 夏、冬季典型日电源及负荷实际出力及实时预测曲线
Fig.B1 Output and real-time forecast curves of wind turbine,photovoltaic outputs and loads in typical day of summer and winter

表 B1 CIES 的运行参数
Table B1 Operation parameters of CIES

参数	数值	参数	数值
η_{mt}	0.3	P_{gb}^{max}	200 kW
η_{loss}	0.2	P_{ac}^{min}	80kW
η_{hr}	0.75	P_{ac}^{max}	300 kW
η_{gb}	0.73	P_{ec}^{min}	0
η_{he}	0.9	P_{ec}^{max}	80 kW
H_{gas}	9.78	P_{bp}^{max}	50kW
α_{bp}	4	P_{he}^{min}	100kW
α_{ac}	1.41	P_{he}^{max}	400kW
α_{ec}	4	P_{mg}^{min}	0
P_{mt}^{min}	80 kW	P_{mg}^{max}	300 kW
P_{mt}^{max}	300 kW	R_{gas}^f	0.5\$/m ³
P_{gb}^{min}	0		

表 B2 储能装置参数
Table B2 Parameters of energy storage devices

储能类型	充放率	自耗率	最大输入功率/kW	最小输出功率/kW	初始/最小/最大容量/(kW h)
电储能	0.96	0.001	250	-200	120/100/500
冷储能	0.95	0.01	250	-250	300/105/500
热储能	0.90	0.01	250	-250	250/130/500

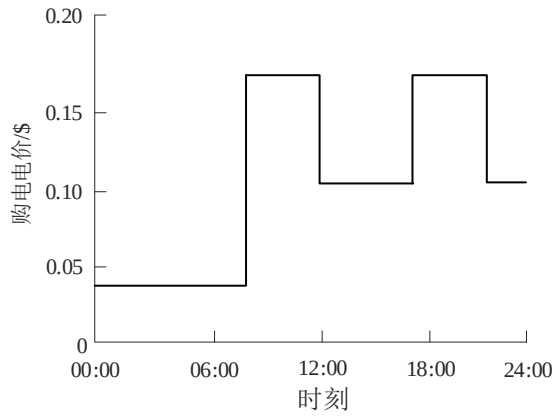


图 B2 分时电价曲线
Fig.B2 Curve of time-of-use electricity price

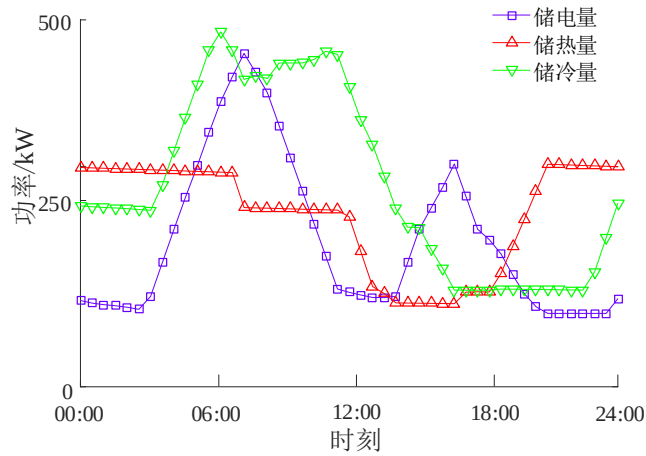


图 B3 夏季综合能源系统储能
Fig.B3 Energy storage of CIES in summer

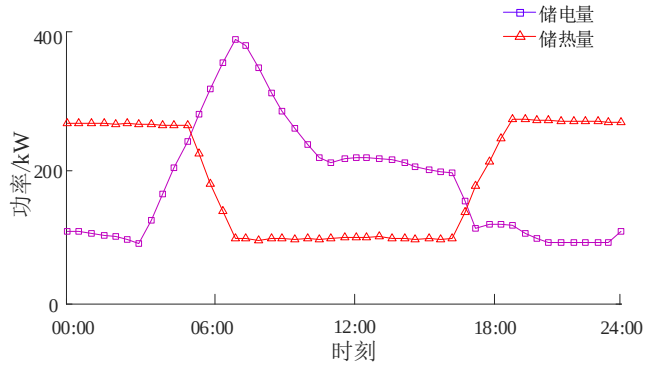


图 B4 冬季综合能源系统储能
Fig.B4 Energy storage of CIES in winter

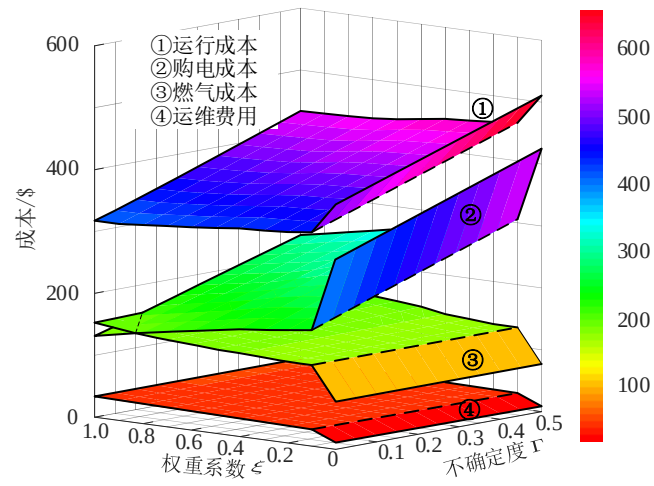


图 B5 可再生能源出力不确定度与协调策略对各类费用的影响(冬季典型日)
Fig.B5 Impacts of renewable energy output uncertainty and coordination strategy on various costs in winter