

计及供需双侧响应和绿证-碳融合的综合能源系统多时间尺度优化调度

孟 明, 陶学志

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 构建绿色低碳和灵活高效的综合能源系统 (integrated energy system, IES) 是推动“双碳”目标的主要途径之一。为此, 提出了考虑供需双侧响应和绿证-碳融合交易机制的 IES 多时间尺度优化调度方法。首先, 分析了供需双侧灵活响应机理, 在源侧引入卡琳娜循环和电锅炉对热电联产机组进行改进, 建立热电灵活响应模型, 并在荷侧辅之电、热多类型需求响应, 构建了供需双侧灵活响应模型。其次, 分析了绿证交易和碳交易之间的协调机理, 考虑绿证背后的碳减排原理, 提出绿证-碳融合交易机制。最后, 建立了考虑供需双侧灵活响应和绿证-碳融合的 IES 多时间尺度调度模型, 并考虑到需求响应在不同时间尺度的响应差异, 研究了不同时间尺度下供需双侧响应的调节能力。算例仿真设置不同方案, 分别探讨了日前、日内和实时三个阶段的优化结果, 验证了所提模型在经济性、低碳性和灵活性方面的有效性。

关键词: 综合能源系统; 供需双侧需求响应; 卡琳娜循环; 绿证-碳融合交易; 多时间尺度

中图分类号: TM73 文献标志码: A 文章编号: 1007-2691 (2026) 02-0012-13

Multi-time Scale Optimization of Hydrogen Containing Integrated Energy System Regarding both Supply and Demand Responses and Green Certification Carbon Integration

MENG Ming, TAO Xuezhi

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Building a green, low-carbon, flexible, and efficient integrated energy system (IES) is one of the main ways to promote the "dual carbon" goal. Therefore, this paper proposes a multiple time scale optimization scheduling method for IES that considers both supply and demand response and a green certificate carbon integrated trading mechanism. Firstly, the flexible response mechanisms on both the supply and demand sides are analyzed. On the supply side, the Kalina cycle and electric boilers are introduced to upgrade the combined heat and power (CHP) unit, enabling a flexible thermoelectric response model. On the demand side, multiple types of electrical and thermal demand responses are incorporated to establish a flexible response model for both supply and demand sides. Secondly, the coordination mechanism between green certificate trading and carbon trading is examined. By accounting for the carbon reduction principle behind green certificates, a green certificate carbon integration trading mechanism is proposed. Finally, a multi time scale scheduling model for IES is established, incorporating both supply and demand responses and integrated certification and carbon mechanism. Considering the differences in demand response at different time scales, the regulatory ability of supply and demand responses at different time scales is investigated. Different simulation schemes are set up to explore the optimization results of the three stages of daily, intraday, and real-time, respectively, verifying the effectiveness of the proposed model in terms of economy, low-carbon, and flexibility.

Key words: integrated energy system; demand response on both sides of supply and demand; Karina cycle; green certificate carbon integration trading; multiple time scales

0 引言

为推进“碳达峰、碳中和”目标,构建高效、灵活、清洁的能源系统以及发挥能源供应侧和需求侧之间的协调优化至关重要^[1]。IES 因其具有多能协调、耦合互补特性,能有效改善传统电力系统结构,对提升可再生能源消纳、降低碳排放量具有重要作用^[2,3]。

热电联产(combined heat and power, CHP)以天然气为原料,被认为是一种高效、低碳的能源供应模式。但由于 CHP 往往以“以热定电”或“以电定热”的方式运行,难以与峰谷差不同的电、热负荷趋势相匹配,限制了 IES 的运行灵活性^[4]。针对该问题,文献[5]在 IES 模型中引入电锅炉(electric boiler, EB)和储热罐,以缓解用热高峰时段的供能压力,解耦了 CHP 的“以电定热”模式。文献[6]在 CHP 模型中引入有机朗肯循环进行余热回收利用,有效提升了源侧的灵活运行能力。文献[7]通过改造热电机组的蒸汽流程,引入补燃装置实现热电联产解耦。此外,合理利用需求侧资源不仅能提升系统灵活运行能力,还能平滑用户负荷曲线^[8]。文献[9]构建了考虑用户参与需求响应的园区 IES 调度模型,分析了居民负荷的柔性特性对系统运行的影响。文献[10]提出了含氢能利用和综合需求响应(integrated demand response, IDR)的 IES 低碳经济调度模型,通过电制氢和 IDR 策略提升了夜间的风电消纳水平。文献[11]研究了包含价格、激励和多能替代在内的多类型需求响应模型,进一步发挥了需求侧资源的响应调节能力。

目前,政策交易机制如碳交易、绿证交易也是实现能源系统低碳经济运行的有效手段之一^[12]。文献[13]提出含奖惩阶梯碳交易的 IES 主从博弈模型,发挥了能源枢纽商和用户绿色调节能力。文献[14]研究了碳交易与阶梯型碳税的替代效应,采用随机场景法表述了碳交易价格的不确定性。文献[15]提出了基于绿证交易机制的 IES 低碳优化模型,通过售卖绿色证书以提高系统的绿电占比。文献[16]则提出了含绿证-碳联合交易机制的 IES 低碳经济调度模型,发挥了新能源高占比优势。

上述文献在研究 CHP 热电解耦、综合需求响应、绿证-碳联合交易机制以及多时间尺度优化调度方面取得了一定的研究成果,但仍存在以下不

足:1)现有研究多数仅单独解耦 CHP 的“以热定电”或“以电定热”限制,存在一定的局限性,并且未考虑需求侧资源对源侧灵活运行的影响,未充分研究供能侧和需求侧之间的协调机理。2)在多时间尺度优化调度中,现有研究未充分考虑源侧热电灵活调节和荷侧 IDR 模型对系统功率波动的平抑能力,无法进一步发挥源、荷灵活性资源的调节水平。3)绿证-碳融合交易机制可有效引导系统降低碳排放量,但现有研究未讨论绿证-碳融合交易机制对 IES 不同时间尺度优化调度下的成本分析。

针对以上问题,本文在源侧建立 CHP 热电灵活响应模型,并在荷侧辅之电、热 IDR 模型,构建供需双侧灵活响应模型。其次,考虑绿证背后的碳减排原理,提出绿证-碳融合交易机制。最后,建立考虑供需双侧响应和绿证-碳融合交易的 IES 多时间尺度调度模型,并考虑到 IDR 在不同时间尺度的响应差异,研究不同时间尺度下需求响应的调节能力。算例仿真设置不同场景进行对比,验证了本文所提模型在提升系统灵活性、经济性和低碳性等方面的有效性。

1 供需双侧灵活响应模型

1.1 供需双侧灵活响应机理分析

需求响应策略通过价格或激励策略引导用户调整用能负荷,可有效平滑负荷曲线。然而,若过度调整用能负荷会严重影响用户的用能舒适度,降低用能体验,同样,若过度考虑用能舒适度则会影响其调节能力,使调节响应力度受限。

针对该问题,本文提出一种考虑供能侧和需求侧协同优化的供需双侧灵活响应模型,其协调机理如图1所示。在荷侧,通过引入价格型、激励型的电、热需求响应模型,将高峰时段的负荷转移至低谷时段,以平抑电热负荷峰谷差,可有效降低系统的弃风功率,其增加的风电消纳量为 ΔP_1 。在源侧,由于传统 CHP 的“以电定热”和“以热定电”限制,在供热(电)的同时,必然会产电(热),而电、热负荷峰谷差通常较大,CHP 机组不能匹配电、热负荷趋势,从而导致夜间存在较高的弃风现象。为此,源侧分别引入卡琳娜循环和电锅炉,解耦 CHP 的“以电定热”和“以热定电”限制,进而实现 IES 供应侧的电、热灵活响应,达到与需求响应类似的效果,其增加的风电消纳量为 ΔP_2 。

因此,通过联合供能侧热电灵活响应模型和需求侧 IDR 模型,一方面可从直接调节电、热负荷

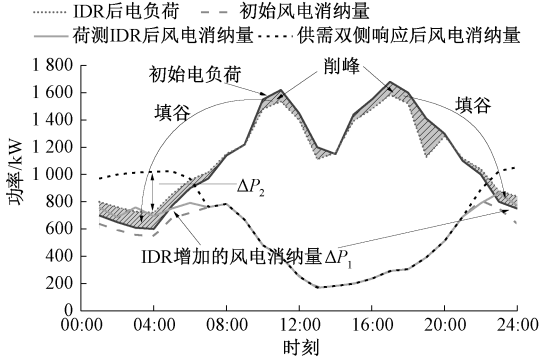


图1 供需双侧灵活响应机理

Fig. 1 Flexible response mechanism on both supply and demand sides

曲线入手,缓解电、热负荷峰谷差趋势,另一方面可通过灵活调节 CHP 电、热输出功率,将因“以热定电”和“以电定热”导致的 CHP 输出功率进行灵活调节,以提升可再生能源消纳水平。本文所提供供需双侧灵活响应模型具体如下所述。

1.2 综合需求响应模型

1.2.1 综合需求响应资源分类

考虑到不同的需求侧资源在不同时间尺度下具有不同的调节速率和响应特性,可将 IDR 资源分为以下几类,如表 1 所示。IDR 资源主要分为价格型 IDR 和激励型 IDR。对于价格型 IDR,其主要通过电价引导用户调整用能策略,通常需在日前阶段定制电价。而对于激励型 IDR,主要包括转移负荷、削减负荷、直接控制负荷、可中断负荷以及紧急响应负荷等类型,能源部门通常与负荷代理机构直接签订合同,确定各类 IDR 资源的响应速率、补贴系数和响应范围等信息,并由调度中心将其整合、分类,从而进行统一调控。根据响应 IES 调度指令不同,可将激励型 IDR 分为 A 类、B 类和 C 类响应资源。

表 1 IDR 资源分类

Tab. 1 IDR resource classification

负荷种类	IDR 类型	响应类型	响应时间尺度		
			日前 (1h)	日内 (15min)	实时 (5min)
电负荷	价格型 IDR	可转移	√	-	-
电、热负荷	A 类激励 IDR	可转移	√	-	-
电、热负荷	B 类激励 IDR	可削减	-	√	-
电、热负荷	C 类激励 IDR	可削减	-	-	√

1.2.2 价格型 IDR 模型

价格型 IDR 通常采用需求价格弹性矩阵进行建模,通过峰、谷、平时电价引导用户调整自身的用电习惯。根据电价弹性矩阵,可得到电负荷

响应模型为

$$\begin{bmatrix} L_{e,f} \\ L_{e,p} \\ L_{e,g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{e,f}^0 \\ L_{e,p}^0 \\ L_{e,g}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{e,f}^0 & 0 & 0 \\ 0 & L_{e,p}^0 & 0 \\ 0 & 0 & L_{e,g}^0 \end{bmatrix} E_e \begin{bmatrix} \frac{\Delta c_{e,f}}{c_{e,f}^0} \\ \frac{\Delta c_{e,p}}{c_{e,p}^0} \\ \frac{\Delta c_{e,g}}{c_{e,g}^0} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中:下标 f、p、g 分别代表峰、平、谷; $c_{e,f}^0$ 、 $c_{e,p}^0$ 和 $c_{e,g}^0$ 分别为初始峰、平、谷电价; E_e 为电负荷弹性矩阵; $L_{e,f}^0$ 、 $L_{e,p}^0$ 和 $L_{e,g}^0$ 分别为初始峰、平、谷电负荷; $L_{e,f}$ 、 $L_{e,p}$ 和 $L_{e,g}$ 分别为响应后的峰、平、谷电负荷; $\Delta c_{e,f}$ 、 $\Delta c_{e,p}$ 和 $\Delta c_{e,g}$ 分别为响应后的峰、平、谷电价改变量。

为保证用户用能舒适度,其电负荷响应量需满足如下约束:

$$1 - \frac{\sum_{t=1}^T |L_e^t - L_{e,0}^t|}{\sum_{t=1}^T L_{e,0}^t} \geq \lambda_e^{\min} \quad (2)$$

式中: t 指第 t 时刻, T 为调度周期; $L_{e,0}^t$ 和 L_e^t 分别为 IDR 前后的电负荷; $\lambda_e^{\min}$ 为用户电负荷的满意度下限。

1.2.3 激励型 IDR 模型

对于采取激励的用户,可根据不同的响应资源、调节速率以及响应量采取不同的激励补贴系数,激励型 IDR 可表示为

$$\begin{cases} F_{\text{IDR},i} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_i^t \Delta L_i^t \\ 0 \leq \Delta L_i^t \leq \Delta L_i^{\max} \\ \sum_{t=1}^T \Delta L_i^t \leq \sum_{t=1}^T \delta_i^t L_{i,0}^t \end{cases} \quad (3)$$

式中: $i \in \{e, h\}$, 代表为电能或热能; ε_i^t 为第 i 类负荷的激励补贴系数; ΔL_i^t 为第 i 类负荷变化量; $\Delta L_i^{\max}$ 为 ΔL_i^t 的上限值; $F_{\text{IDR},i}$ 为第 i 类负荷的激励补贴成本; δ_i^t 为第 i 类负荷的总削减率上限; $L_{i,0}^t$ 为第 i 类初始负荷。

1.3 供能侧 CHP 热电灵活响应模型

传统 CHP 模型由燃气轮机 (gas turbine, GT) 和余热锅炉 (waste heat boiler, WHB) 组成,其中 GT 的电、热输出功率可表示为

$$\begin{cases} P_{GT,e}^t = \eta_{GT,e} P_{GT,g}^t \\ P_{GT,h}^t = \eta_{GT,h} P_{GT,g}^t \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{GT,e}^t$ 和 $P_{GT,h}^t$ 分别为 GT 输出的电、热功率; $P_{GT,g}^t$ 为输入 GT 的气功率; $\eta_{GT,e}$ 和 $\eta_{GT,h}$ 分别为 GT 的电、热功率转换效率。

引入 EB 模型和卡琳娜循环后, GT 输出的电能可流向电负荷和 EB, 而 GT 输出的热能可流向卡琳娜循环和 WHB, 即:

$$\begin{cases} P_{GT,e}^t = P_{EB,e}^t + P_{net}^t \\ P_{GT,h}^t = P_{WHB,h}^t + P_{Kalina}^t \end{cases} \quad (5)$$

式中: P_{Kalina}^t 为 GT 输入进卡琳娜循环的热功率; P_{net}^t 为 GT 流向电能子系统的电功率; $P_{WHB,h}^t$ 为 GT 输入进 WHB 的热功率。

因此, 引入卡琳娜循环和 EB 后, CHP 的电、热输出功率可改写为

$$\begin{cases} P_{CHP,e}^t = P_{Kalina,e}^t + P_{net}^t \\ P_{CHP,h}^t = P_{WHB,h}^t + P_{EB,h}^t \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{CHP,e}^t$ 和 $P_{CHP,h}^t$ 为 CHP 热电灵活模型的电、热输出功率; $P_{Kalina,e}^t$ 为卡琳娜循环输出的电功率; $P_{WHB,h}^t$ 和 $P_{EB,h}^t$ 分别为 WHB 和 EB 输出的热功率。

其中, 卡琳娜循环、WHB 和 EB 的转换模型为

$$\begin{cases} P_{EB,h}^t = \eta_{EB} P_{EB,e}^t \\ P_{Kalina,e}^t = \eta_{Kalina} P_{Kalina}^t \\ P_{WHB,h}^t = \eta_{WHB} P_{WHB}^t \end{cases} \quad (7)$$

式中: η_{EB} 、 η_{Kalina} 和 η_{WHB} 分别为 EB、卡琳娜循环和 WHB 的转换效率。

2 绿证-碳融合交易机制

2.1 绿证交易和碳交易的协调机理

绿证交易机制是指通过规定用户侧用电负荷中新能源发电量的最低占比, 促使用户与发电企业使用或售卖绿电, 起到提升新能源消纳的作用。与碳交易机制类似, 绿证交易机制也是通过市场交易实现新能源消纳, 即当发电企业获得的绿证数量高于所分配的额度时, 可在绿证交易市场中出售多出的绿证以获取利益, 相反则需承担绿证交易成本。

图2为绿证交易和碳交易的协调机理。由于绿证本身具有碳减排属性, 在明确绿证权益归属后, 可根据能源部门持有的绿证数量, 可定量计算绿证背后的碳减排量, 以抵消系统部分的碳排放量, 可影响其碳交易。因此, 可通过联合绿证交易

和碳交易机制, 进一步促进 IES 的低碳特性, 最大化发挥其减排效益。

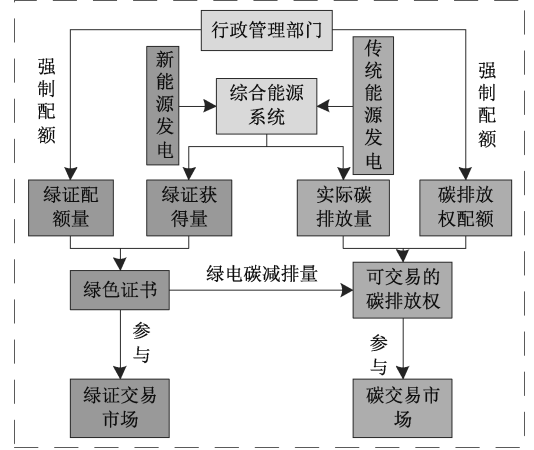


图2 绿证交易和碳交易的协调机理

Fig. 2 Coordination mechanism between green certificate trading and carbon trading

由于我国燃煤发电在能源结构中占比较高, 故可将新能源发电与燃煤发电的碳排放量做对比, 可得到绿证背后体现的碳减排量, 可表示为

$$\begin{cases} E_{ge,j} = D_{coal} - D_{new} \\ DI = \sum_{j=1}^n E_{ge,j} N_{IES,new} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $N_{IES,new}$ 为系统满足强制绿证配额所需的绿证数量; D_{coal} 为燃煤发电产生的碳排放量; D_{new} 为绿证对应的新能源发电所产生碳排放量; $E_{ge,j}$ 为第 j 类绿证体现的碳减排量; DI 为绿证抵消的碳排放量。

2.2 碳交易机制

碳交易机制通过合法交易碳排放权的方法, 引导高碳机组减排、清洁机组积极上网。本文考虑 IES 的碳排放源主要包括外购电(燃煤发电)、CHP 和燃气锅炉(gas boiler, GB), 通常采用基准线法对 IES 的碳配额度进行分配, 其碳配额和 IES 实际碳排放量可表示为^[17]

$$E_{IES}^p = \sum_{t=1}^T \xi_e P_{Grid}^t + \sum_{t=1}^T \xi_h (\varphi_{e-h} P_{CHP,e}^t + P_{CHP,h}^t + P_{GB,h}^t) \quad (9)$$

$$\begin{cases} E_{Grid}^{act} = \sum_{t=1}^T (x_1 (P_{Grid}^t)^2 + y_1 P_{Grid}^t + z_1) \\ E_{total}^{act} = \sum_{t=1}^T (x_2 (P_{total}^t)^2 + y_2 P_{total}^t + z_2) \\ P_{total}^t = \varphi_{e-h} P_{CHP,e}^t + P_{GB,h}^t + P_{CHP,h}^t \\ E_{IES}^{act} = E_{total}^{act} + E_{Grid}^{act} \end{cases} \quad (10)$$

式中: P_{Grid}^t 为 IES 的外购电量; ξ_e 和 ξ_h 分别为单位电量和单位热量碳配额系数; $P_{\text{GB},h}^t$ 为燃气锅炉 (gas boiler, GB) 输出热功率; φ_{e-h} 为 CHP 的电-热折算系数; E_{IES}^p 为 IES 的碳配额; $x_1/x_2, y_1/y_2, z_1/z_2$ 分别为燃煤机组/燃气机组的碳排放计算系数; $E_{\text{Grid}}^{\text{act}}$ 为外购电的实际碳排放量; $E_{\text{total}}^{\text{act}}$ 为 CHP 和 GB 的实际碳排放量; $E_{\text{IES}}^{\text{act}}$ 为 IES 总碳排放量。

考虑到式 (8) 中绿证抵消的碳排放量, 可计算出 IES 实际参与的碳交易成本为

$$F_{\text{CET}} = c_{\text{CET}}(E_{\text{IES}}^{\text{act}} - E_{\text{IES}}^p - DI) \quad (11)$$

式中: c_{CET} 为单位碳交易价格; F_{CET} 为 IES 的碳交易成本。

2.3 绿证机制

绿证交易机制是提升可再生能源消纳水平的有效政策手段, 通常与可再生能源配额制相组合, 通过规定可再生能源发电在用电量中的比例, 促进系统消耗一定比例的绿电。其绿证配额制度如下所示^[18]:

$$\begin{cases} E_{\text{WT}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{WT}}^t / 1\,000 \\ E_{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T \chi_j (P_{\text{CHP},e}^t) / 1\,000 \\ E_{\text{User}} = \sum_{t=1}^T \chi_j P_{\text{e_load}}^t / 1\,000 \\ E_{\text{GCT}} = E_{\text{User}} + E_{\text{CHP}} - E_{\text{WT}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: E_{WT} 为新能源产生的绿证数量; χ_j 为新能源的配额比例; E_{CHP} 和 E_{User} 分别为 IES 和用户所需的绿证数量; P_{WT}^t 为风电的消纳功率; $P_{\text{e_load}}^t$ 为电负荷需求; E_{GCT} 为 IES 进行交易的绿证数量。

因此, 绿证交易成本 F_{GCT} 可表示为

$$F_{\text{GCT}} = \begin{cases} -c_{\text{CET}}^{\text{sell}} E_{\text{GCT}} & E_{\text{GCT}} \geq 0 \\ -c_{\text{CET}}^{\text{buy}} E_{\text{GCT}} - c_f E_{\text{GCT}} & E_{\text{GCT}} \leq 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $c_{\text{CET}}^{\text{sell}}$ 和 $c_{\text{CET}}^{\text{buy}}$ 分别为售卖绿证单价和购买绿证单价; c_f 为绿证交易惩罚单价。

3 IES 多时间尺度优化模型

3.1 考虑供需灵活响应的多时间尺度调度框架

由于日前阶段以 1 h 为时间尺度, 其源、荷预测误差较高, 导致日前调度优化结果与实际运行情况存在偏差。为降低系统不确定性, 本文建立包含供需双侧灵活响应的 IES 日前-日内-实时多时间尺度调度模型, 深入挖掘系统供需双侧灵活

响应能力, 使用户也参与到系统功率波动的平抑过程中。本文所提多时间尺度调度框架如图 3 所示。

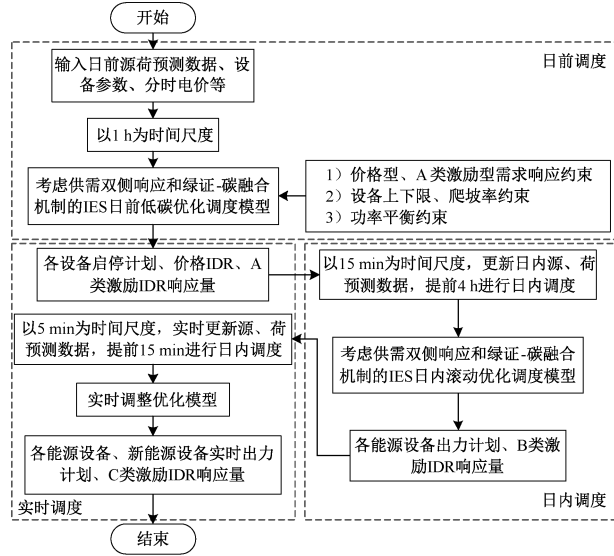


图 3 IES 多时间尺度框架

Fig. 3 IES Multiple time scale framework

1) 日前调度阶段: 以 1 h 为时间尺度, 基于日前源、荷预测数据, 对 IES 日前一整天的运行计划进行考虑, 以系统经济性和低碳性最优为目标, 计及供需双侧灵活响应和绿证-碳融合交易机制, 确定日前设备启停计划、A 类激励型 IDR 和价格型 IDR 的响应计划。

2) 日内调度阶段: 以 15 min 为时间尺度, 更新日内源荷预测数据, 以 4 h 为执行周期, 基于日前阶段调度计划, 确定 B 类激励型 IDR 响应计划、日内各类能源设备出力计划。

3) 实时调度阶段: 以 5 min 为时间尺度, 执行周期为 15 min。该阶段是对日内调度计划进行实时修正, 以日内调度计划为基准, 基于实时更新的源、荷数据, 确定能源设备最终出力计划以及调度时长较短的 C 类 IDR 资源。

3.2 IES 日前优化模型

3.2.1 目标函数

日前调度以 1 h 为时间尺度, 综合考虑系统经济性和低碳性, 以总成本最低为目标, 其目标函数为

$$\min F_{\text{IES}}^{\text{DA}} = F_{\text{Buy}}^{\text{DA}} + F_{\text{Ope}}^{\text{DA}} + F_{\text{CET}}^{\text{DA}} + F_{\text{GCT}}^{\text{DA}} + F_{\text{IDR,A}}^{\text{DA}} + F_{\text{WT}}^{\text{DA}} + F_{\text{QT}}^{\text{DA}} \quad (14)$$

式中: 上标 DA 表示属于日前阶段; $F_{\text{Buy}}^{\text{DA}}$ 为购能成本; $F_{\text{CET}}^{\text{DA}}$ 为碳交易成本; $F_{\text{Ope}}^{\text{DA}}$ 为运行维护成本;

$F_{\text{GCT}}^{\text{DA}}$ 为绿证交易成本; $F_{\text{IDR},A}^{\text{DA}}$ 为 A 类激励补贴成本; $F_{\text{QT}}^{\text{DA}}$ 为设备启停成本; $F_{\text{WT}}^{\text{DA}}$ 为弃风成本。

其中, $F_{\text{GCT}}^{\text{DA}}$ 、 $F_{\text{CET}}^{\text{DA}}$ 分别如式 (11) 和 (13) 所示, 其余各式表示如下:

$$\begin{cases} F_{\text{Buy}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T (c_e^t P_{\text{Grid}}^t + c_g^t (P_{\text{CHP},g}^t + P_{\text{GB},g}^t) / H_g) \\ F_{\text{Ope}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T (\sum_{j=1}^n \alpha_j P_j^t + \sum_{k=1}^m \beta_k (P_{k,c}^t + P_{k,d}^t)) \\ F_{\text{IDR},A}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_e^t \Delta L_e^t + \sum_{t=1}^T \varepsilon_h^t \Delta L_h^t \\ F_{\text{WT}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T \delta_e (P_{\text{WT},0}^t - P_{\text{WT}}^t) \\ F_{\text{QT}}^{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T I_j^t (1 - I_j^{t-1}) \gamma_j^t \end{cases} \quad (15)$$

式中: c_e^t 和 c_g^t 分别为 IES 的分时电价和天然气单价; $P_{\text{CHP},g}^t$ 和 $P_{\text{GB},g}^t$ 分别为 CHP 和 GB 的耗天然气功率; H_g 为天然气低热值; j 为能源转换设备的种类, P_j^t 和 I_j^t 分别为第 j 类能源转换设备的输出功率及其启停状态; γ_j^t 和 α_j 为第 j 类能源转换设备的启停系数和运维成本系数; k 为储能设备的种类, $P_{k,c}^t$ 和 $P_{k,d}^t$ 分别为第 k 类储能设备的充、放能功率; β_k 为对应的储能设备运行维护成本系数; δ_e 为 IES 弃风惩罚系数; $P_{\text{WT},0}^t$ 和 P_{WT}^t 分别为 WT 的预测功率和实际消纳功率。

3.2.2 约束条件

1) 能源转换设备运行约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_j^t \leq I_j^t P_j^{\max} \\ \Delta P_j^{\min} \leq P_j^{t+1} - P_j^t \leq \Delta P_j^{\max} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_j^{\max}$ 为 P_j^t 的上限值; $\Delta P_j^{\max}$ 和 $\Delta P_j^{\min}$ 分别为 P_j^t 的爬坡率上、下限值。

2) 储能设备运行约束

$$\begin{cases} S_k^t = S_k^t (1 - \gamma_k) + (P_{k,c}^t \eta_{k,c} - \frac{P_{k,d}^t}{\eta_{k,d}}) \\ S_k^{\min} \leq S_k^t \leq S_k^{\max} \\ S_k^0 = S_k^{24} \\ 0 \leq P_{k,c}^t \leq I_{k,c}^t P_{k,c}^{\max} \\ 0 \leq P_{k,d}^t \leq I_{k,d}^t P_{k,d}^{\max} \\ I_{k,c}^t + I_{k,d}^t \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中: S_k^t 为第 k 类储能设备的储能容量; $I_{k,c}^t$ 和 $I_{k,d}^t$ 分别为第 k 类储能设备的运行状态; $P_{k,c}^{\max}$ 和 $P_{k,d}^{\max}$

分别为 $P_{k,c}^t$ 和 $P_{k,d}^t$ 的上限值; γ_k 为第 k 类储能设备的自损系数; $\eta_{k,c}$ 和 $\eta_{k,d}$ 分别为第 k 类储能设备的充、放能效率; S_k^0 和 S_k^{24} 分别为第 k 类储能设备在 $t=0$ 和 $t=24$ 的储能容量; $S_k^{\min}$ 和 $S_k^{\max}$ 分别为 S_k^t 的最小、最大值。

3) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{\text{WT}}^t + P_{\text{BT},d}^t + P_{\text{Grid}}^t + P_{\text{net}}^t + P_{\text{Kalina},e}^t = L_e^t + P_{\text{BT},c}^t \\ P_{\text{GB},h}^t + P_{\text{HST},d}^t + P_{\text{WHB},h}^t + P_{\text{EB},h}^t = L_h^t + P_{\text{HST},c}^t \\ P_{\text{GT},g}^t + P_{\text{GB},g}^t = P_{\text{Gas}}^t \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{BT},c}^t$ 和 $P_{\text{BT},d}^t$ 分别为蓄电池 (battery, BT) 的充、放电功率; $P_{\text{HST},c}^t$ 和 $P_{\text{HST},d}^t$ 分别为蓄热槽 (Heat storage tank, HST) 的充、放热功率; P_{Gas}^t 为 IES 购气功率。

需求响应约束如式 (1) ~ (3) 所示, 此处不再赘述。

通过对日前调度模型进行优化后, 选取以下作为确定参数代入日内调度模型中:

- ① 能源供应设备、储能设备的运行状态。
- ② 价格型 IDR 的调用量。
- ③ A 类激励型 IDR 的调用量。

3.3 日内调度优化模型

3.3.1 目标函数

日内调度的目标函数与日前阶段类似, 但不需考虑各设备启停成本和 A 类激励型补贴成本, 需额外引入 B 类激励型补贴成本。日内阶段以 15 min 为时间尺度, 其日内目标函数 $F_{\text{IES}}^{\text{ID}}$ 可表示如下:

$$\min F_{\text{IES}}^{\text{ID}} = F_{\text{Buy}}^{\text{ID}} + F_{\text{Ope}}^{\text{ID}} + F_{\text{CET}}^{\text{ID}} + F_{\text{GCT}}^{\text{ID}} + F_{\text{IDR},B}^{\text{ID}} + F_{\text{WT}}^{\text{ID}} \quad (19)$$

式中: 上标 ID 表示处于日内阶段; $F_{\text{IDR},B}^{\text{ID}}$ 为 B 类激励型补贴成本。

日内阶段各类成本与日前阶段一致, 此处不再赘述。

3.3.2 约束条件

与日前阶段类似, 日内调度也需满足各能源转换设备和储能设备的运行约束等, 如式 (16) ~ (18) 所示, 此处不再赘述。此外, 由于该阶段未考虑价格型 IDR, 故需求响应约束仅考虑式 (3)。

通过对日内调度模型优化后, 选取以下确定参数代入实时优化模型:

- 1) 日内阶段的储能设备充、放能计划。
- 2) 各类能源耦合设备出力计划。

3) B 类激励型 IDR 的调用量。

3.4 实时调整模型

3.4.1 目标函数

实时阶段是以 5 min 为时间尺度,基于实时更新的源荷数据,对日内阶段各设备出力计划进行微调,以满足实际运行需求。

与日内阶段不同,实时优化不需考虑 B 类激励补贴,但需额外考虑 C 类激励补贴成本以及各设备出力调整惩罚成本,其目标函数 F_{IES}^{RT} 为

$$\min F_{IES}^{RT} = F_{Buy}^{RT} + F_{Ope}^{RT} + F_{CET}^{RT} + F_{GCT}^{RT} + F_{IDR,C}^{RT} + F_{WT}^{RT} + F_{TZ}^{RT}$$

(20)

式中:上标 RT 表示处于实时阶段; $F_{IDR,C}^{RT}$ 为 C 类激励型补贴成本; F_{TZ}^{RT} 为设备出力调整惩罚成本。

其中, F_{Buy}^{RT} 和 F_{TZ}^{RT} 分别表示如下,其余成本与日前、日内阶段一致。

$$\left\{ \begin{aligned} F_{Buy}^{RT} &= \sum_{t=t_0}^{t_0+d\Delta T} (c_e^t (P_{Grid}^t + \Delta P_{Grid}^t) + c_g^t (P_{Gas}^t + \Delta P_{Gas}^t) / H_g) \\ F_{TZ}^{RT} &= \sum_{t=t_0}^{t_0+d\Delta T} ((\Delta P_j^t)^2 \lambda_j + (\Delta P_{k,c}^t)^2 \lambda_{k,c} + (\Delta P_{k,d}^t)^2 \lambda_{k,d}) \end{aligned} \right.$$

(21)

式中: ΔP_{Grid}^t 和 ΔP_{Gas}^t 分别为购电和购气功率调整量; ΔP_j^t 和 λ_j 分别为第 j 类能源设备的调整量及其调整惩罚系数; $\Delta P_{k,c}^t$ 和 $\Delta P_{k,d}^t$ 分别为第 k 类储能设备的充、放能调整量; $\lambda_{k,c}$ 和 $\lambda_{k,d}$ 分别为第 k 类储能设备的充、放能调整惩罚系数。

3.4.2 约束条件

实时阶段的约束条件与日内阶段一致,此处不再赘述。通过实时调整后,最终确定以下参数:

- 1)各能源转换设备、储能设备的最终调度出力计划。
- 2)C 类激励型 IDR 的调用量。
- 3)向上级的购电量和购气量。

4 算例分析

4.1 基础数据

为了验证所提多时间尺度调度模型的有效性,以图 4 的 IES 拓扑结构图为对象进行仿真分析,电、热负荷以及风电预测的日前、日内、实时预测曲线见图 5 所示。分时电价可见文献[10];各能源转换设备参数见表 2^[10,13];绿证购买、售出价格分别为 100 元/本和 80 元/本,惩罚价格为 200

元/本; ξ_e 和 ξ_h 分别为 0.728 t/(MW·h) 和 0.102 t/(GJ)^[13],单位碳交易价格 c_{CET} 为 0.268 元/kg;电、热负荷补贴系数分别取 0.25 和 0.20。

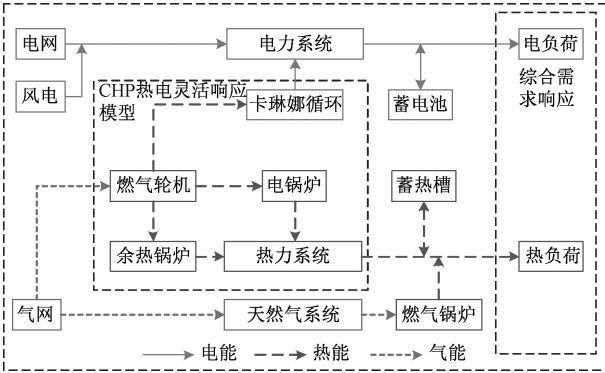


图 4 IES 结构拓扑图

Fig. 4 IES structure topology diagram

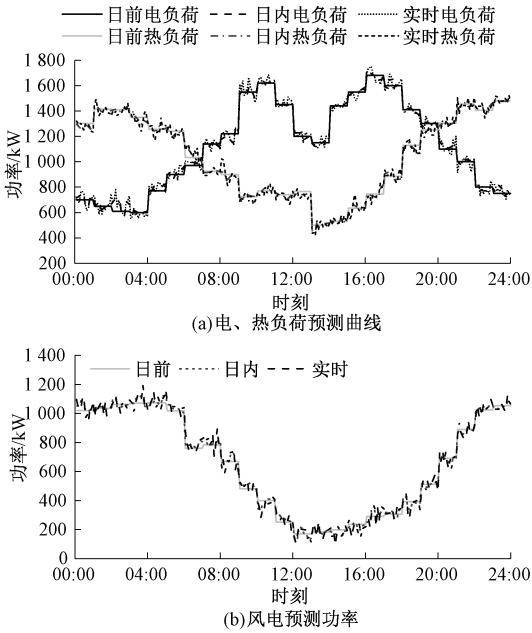


图 5 电、热初始负荷和风电预测功率

Fig. 5 Electricity, thermal initial load and predicted wind power

表 2 各设备运行参数

Tab. 2 Equipment parameters of thermal power units				
设备	容量/kW	转换效率	爬坡率约束/kW	单位运行成本/(元/(kW·h))
燃气轮机	560	0.92	150	0.056
余热锅炉	700	0.9	200	0.035
燃气锅炉	900	0.9	200	0.03
电锅炉	300	0.9	80	0.032
卡琳娜	300	0.85	80	0.06
蓄电池	200	0.95	40	0.011
蓄热槽	150	0.92	30	0.018

4.2 日前调度方案分析

为了验证本文所提的绿证-碳融合交易和供需双侧灵活响应模型的有效性,设置以下6种调度方案进行对比分析:

方案1:基础调度方案,未考虑供需双侧灵活响应和绿证-碳融合交易机制;方案2:在方案1的基础上,引入碳交易机制;方案3:在方案2的基础上,引入碳交易机制和绿证交易机制,但未考虑两者联合原理;方案4:在方案3的基础上,考虑所提绿证-碳融合交易机制;方案5:在方案4的基础上,引入荷侧IDR模型;方案6:在方案5的基础上,引入卡琳娜循环模型和EB模型,构建供需双侧灵活响应模型。

4.2.1 绿证-碳融合交易机制有效性分析

方案1~方案4的对比可验证本文所提绿证-碳融合交易机制的有效性。表3为方案1~方案4的成本对比结果。图6为方案1~方案4的高碳机组(外购电)和低碳机组(CHP)的对比结果。对于方案1,由于系统仅以经济性为目标,未引入碳交易、绿证交易机制,故其碳排放总量最高。方案2在引入碳交易机制后,由于IES内部燃气机组出力高于燃煤机组,其分配的碳配额高于系统实际碳排放量,故可在碳交易市场中出售多出的碳配额,可获得1142.4元的碳交易收益。同时,从图6可看出:方案2中外购电量有效降低,CHP出力得到提升。由表3可知:相比方案1,方案2的IES总成本和碳排放量分别下降了3.64%和7.91%。

对于方案3,与碳交易类似,在继续引入绿证交易机制后,由于系统分配的绿证数量高于绿证配额,故也可获得一定的绿证交易收益,但由于受到CHP“以热定电”限制,其风电消纳水平较难提高。由表3可知:相比方案2,方案3的总成本进一步下降了2.67%。而对于方案4,在方案3的基础上,进一步考虑了绿证交易和碳交易之间的关联。由于绿证本身具有碳减排属性,使在原本绿证交易机制的基础上,凭借绿证背后的碳减排量,在分配IES中的碳配额时,可抵消部分碳排放量,使IES的碳配额额度进一步提高,增加了系统获得碳交易的收益。最终,由表3可知:相比方案3,方案4的IES总成本和碳排放量分别下降了

1.24%和2.21%,验证了本文所提绿证-碳融合交易机制的有效性。

表3 四种方案下的成本结果

参数	方案1	方案2	方案3	方案4
购能成本/元	24 379.9	24 292.8	24 311.4	24 315.4
碳交易成本/元	-	-1 142.4	-1 109.8	-1 496.5
绿证交易成本/元	-	-	-786.1	-786.1
运行维护成本/元	4 469.5	4 686.1	4 654.3	4 686.2
启停成本/元	401.4	387.6	389.4	385.2
弃风成本/元	1 296.7	1 209.7	1 189.4	1 189.4
IES总成本/元	30 547.5	29 433.8	28 648.6	28 293.6
碳排放量/kg	13 078.5	12 043.5	11 887.5	11 624.8

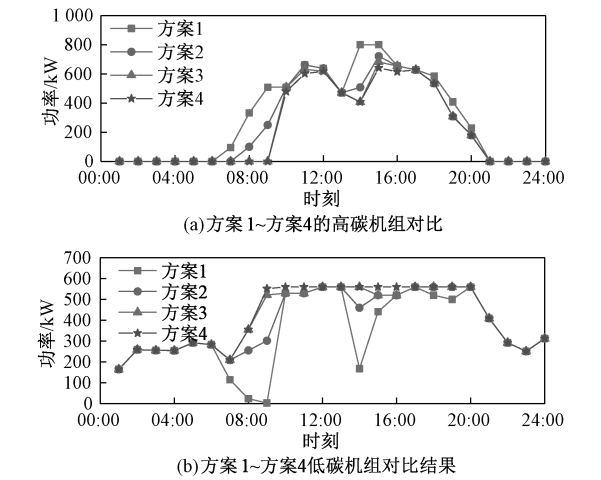


图6 方案1~方案4的高碳机组和低碳机组对比结果
Fig. 6 Comparison results of high carbon and low carbon units for scheme 1~4

4.2.2 供需双侧灵活响应有效性分析

表4为方案4~方案6三种方案的对比结果。首先对比方案4和方案5,图7为方案5的电、热负荷优化结果,可见引入日前IDR策略后,电、热负荷峰谷差均得到了一定的改善。由于日前IDR策略属于可转移负荷,故可将用户峰时段的电、热负荷转移至谷时段,一方面可降低高峰负荷时段的供能压力,减少外购电量,另一方面可提升负荷谷时段的用能量,以提高夜间风电的消纳水平,缓解了CHP“以热定电”和“以电定热”限制产生的弃风现象。但由于IDR调节范围存在一定限制,故仍存在较大的弃风问题。由表4可知:相比方案4,考虑日前IDR策略后,方案5的IES总成本和碳排放量分别下降了4.79%和6.09%。

表 4 方案 4~方案 6 的对比结果

参数	方案 4	方案 5	方案 6
购能成本/元	24 315.4	23 382.6	21 641.4
碳交易成本/元	-1 496.5	-1 733.7	-1 950.2
绿证交易成本/元	-786.1	-892.6	-1 088.1
运行维护成本/元	4 686.2	4 672.2	5 214.6
启停成本/元	385.2	357.1	388.7
弃风成本/元	1 189.4	777.2	291.1
激励补贴成本/元	-	575.6	577.4
IES 总成本/元	28 293.6	26 938.4	25 074.9
碳排放量/kg	11 624.8	10 916.3	9 257.5

对于方案 6,在方案 5 的基础上,在源侧引入卡琳娜循环和电锅炉,建立 CHP 热电灵活响应模型,以解耦 CHP 固定热电比。图 8 为方案 5 和方案 6 的电、热负荷对比结果图。图 9 为方案 6 中 GT 电、热功率流向情况。结合图 8 和图 9 可知,在 23:00-24:00 以及 01:00-06:00 两个电负荷谷值时段,由于该时段风电水平较高,电锅炉将该时段 GT 的输出电功率全部转换为热功率,以增加夜间风电的消纳水平,此时 CHP 完全作为供热设备来使用,从而缓解了高峰热负荷时段的供能压力。而在 08:00-20:00 等电负荷高峰时段、热负荷低谷时段,GT 输出的电功率全部流向电负荷,并且卡琳娜循环也将

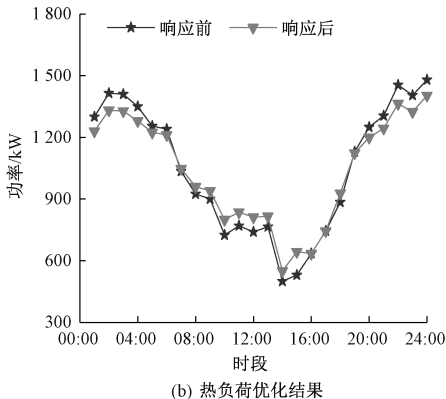
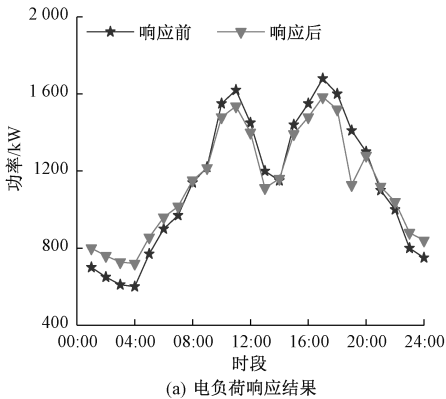
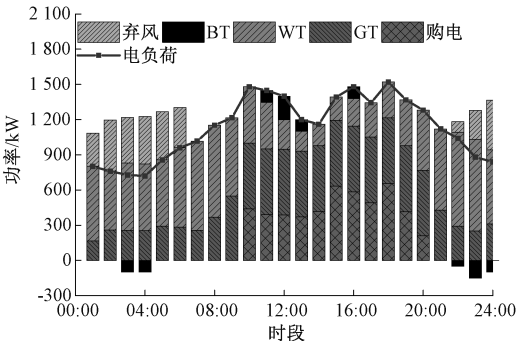
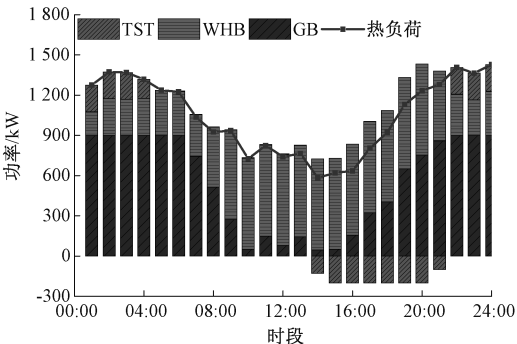


图 7 方案 5 的电、热负荷优化结果

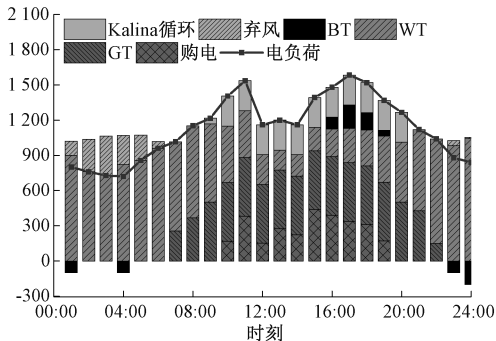
Fig. 7 Optimization results of electrical and thermal loads for scheme 5



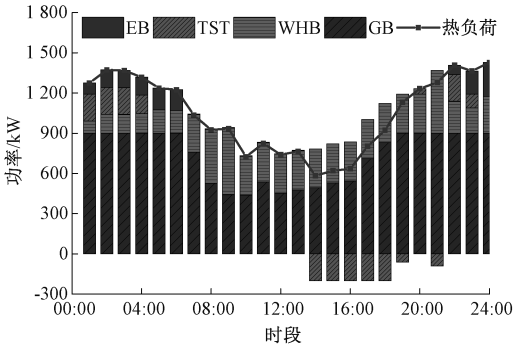
(a) 方案 5 的电调调度结果



(b) 方案 5 热能调度结果



(c) 方案 6 的电调调度结果



(d) 方案 6 热能调度结果

图 8 方案 5 和方案 6 的电、热调度结果

Fig. 8 Electricity and heat dispatch results for scheme 5 and scheme 6

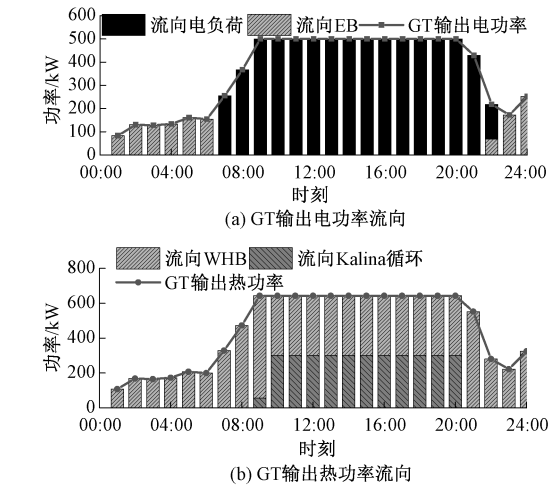


图 9 方案 6 中 GT 流向情况

Fig. 9 GT flow direction in scheme 6

部分 GT 输出热功率转换为电功率,以缓解高峰电负荷时段的供能压力,有效解耦了 CHP 的“以热定电”和“以电定热”限制,缓解了电、热负荷峰谷差带来的弃风、高碳排问题。

由于方案 6 将源侧 CHP 热电灵活响应模型和荷侧需求响应模型相结合,一方面,可通过 IDR 策略对电、热负荷进行削峰填谷,缓解电、热负荷峰谷差,可提升夜间风电消纳水平。另一方面,可通过解耦 CHP 固定热电比,将因“以热定电”和“以电定热”导致的 CHP 输出功率进行灵活调节,实现 CHP 电、热灵活输出,可进一步提升夜间风电的消纳功率。由表 4 可知,相比方案 5,方案 6 的弃风成本得到了明显下降,其 IES 总成本和碳排放量相比方案 5 进一步下降了 6.92%和 15.19%。

4.3 日内调度结果分析

将日前阶段确定的各能源设备运行状态、价格型 IDR 和 A 类激励型 IDR 调用量带入日内阶

段,以 15 min 为时间尺度进行日内滚动优化,得到日内阶段各方案的优化结果如表 5 所示。

由表 5 可以看出:相比方案 1,方案 2 的碳排放量和总成本分别下降了 8.09%和 3.54%,验证了碳交易机制的有效性。而对于方案 3,在进一步引入绿证交易机制后,系统获得绿证收益,相比方案 2 的总成本又下降了 1.79%。对于方案 4,在考虑绿证和碳交易机制之间的联合交易后,可进一步降低系统的碳排放量,增加了系统的碳交易收益,故相比方案 3,方案 4 的碳排放量和 IES 总成本分别下降了 3.02%和 1.79%,验证了绿证-碳融合交易机制在经济性和低碳性的有效性。对于方案 5,引入日内激励型 IDR 后,通过削减部分用户用能高峰时段的电、热负荷量,可有效降低系统的购能成本和碳排放量,故相比方案 4,方案 5 的碳排放量和总成本下降了 6.93%和 4.52%,验证了考虑日内 IDR 策略的有效性。而方案 6 则在方案 5 的基础上引入了 CHP 热电灵活响应模型,通过源、荷双侧响应协调,可进一步提升风电的消纳功率,降低弃风成本,其 IES 总成本和碳排放量达到最低。

综上可以看出:日内调度各方案和日前调度各方案趋势大体一致,证明了日前阶段设定的机组运行状态、IDR 调度量的有效性。

4.4 实时调整阶段结果分析

表 6 为实时调整阶段下方案 4~方案 6 的对比结果,由于方案 1~方案 3 的对比结果与日前调度、日内调度阶段趋势基本相同,故此处不在列出,重点对比方案 4~方案 6 的仿真结果。从整体上可以看出,相比于日前、日内调度阶段,实时阶段中各方案的弃风成本均得到了有效降低,这是由于实时阶段进一步考虑了源、荷预测误差,通过调整各设备出力大小以应对源、

表 5 六种方案下的成本结果

Tab. 5 Cost results under six schemes						
参数	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6
购能成本/元	24 580.1	24 480.2	24 458.5	24 338.4	23 629.7	22 144.2
碳交易成本/元	-	-1 127.5	-1 117.8	-1 554.8	-1 764.3	-1 989.5
绿证交易成本/元	-	-	-793.4	-812.4	-897.8	-1 125.6
运行维护成本/元	4 424.2	4 651.5	4 651.4	4 721.5	4 651.7	5 186.4
B 类 IDR 成本/元	-	-	-	-	413.5	387.6
弃风成本/元	1 211.5	1 141.4	1 122.6	1 122.6	524.1	141.5
总成本/元	30 215.6	29 145.6	28 321.3	27 815.3	26 556.9	24 744.6
碳排放量/t	12 876.4	11 834.1	11 771.5	11 415.8	10 624.7	9 011.5

荷不确定性对系统运动的影响,以间接提升系统的风电消纳功率。虽然实时阶段会承担一部分设备调整惩罚成本,但也降低了购能成本,故实时阶段中 IES 总成本均呈现一定的下降趋势,提升了系统经济性。

对比方案 4 和方案 5,由于方案 5 引入了实时 IDR 策略,系统不仅可削减部分高峰时段的用能负荷,还能通过实时调整用能策略,使用户也参与到系统的功率波动平抑中,有效降低了系统的功率波动。由表 6 可知:方案 5 的总成本和碳排放量分别下降了 5.15% 和 7.35%,并且购气、购电功率波动率分别下降了 5.48% 和 4.26%。由于方案 5 中 CHP 固定的热电比,故仍存在部分弃风功率。而对于方案 6,在引入卡琳娜循环和电锅炉后,其参与调整的设备更多,通过结合源侧 CHP 灵活响应和荷侧实时需求响应,实现供需双侧灵活响应,可进一步降低系统的功率波动。由表 6 可知:相比方案 5,方案 6 的总成本和碳排放量分别下降了 6.72% 和 15.08%,系统的购气、购电功率波动率也分别下降了 2.80% 和 2.64%。

表 6 实时阶段中方案 4~方案 6 的对比结果

Tab. 6 Comparison results of scheme 4 to scheme 6 in the real-time phase

参数	方案 4	方案 5	方案 6
购能成本/元	23 654.8	230 060.6	21 234.1
碳交易成本/元	-1 566.8	-1 748.9	-1 979.5
绿证交易成本/元	-796.6	-928.7	-1 145.8
运行维护成本/元	4 668.4	4 625.9	5 141.6
设备调整惩罚成本/元	624.6	589.3	766.4
C 类 IDR 成本/元	-	305.1	370.9
弃风成本/元	981.4	241.6	0
总成本/元	27 565.8	26 144.9	24 387.7
碳排放量/t	11 065.4	10 251.5	8 705.3
购气功率波动率/%	15.89	10.41	7.61
购电功率波动率/%	12.15	7.89	5.25

以方案 6 为例,分析多时间尺度下供需双侧灵活响应模型的调整有效性。图 10 为实时阶段下的电、热负荷响应结果。图 11 为日内-实时阶段中供能侧各机组的对比结果。而由于实时调整阶段是对日内阶段各机组出力进行实时修正,因此会在日内阶段的基础上,对各机组出力进行调整,使 IES 优化结果更符合实际运行情况,而实时

需求响应也可使负荷侧也参与到调整中,能有效缓解了可再生能源和各类负荷的不确定性对 IES 运行的不利影响。

以方案 6 为例,分析多时间尺度下供需双侧灵活响应模型的调整有效性。图 10 为实时阶段下的电、热负荷响应结果。图 11 为日内-实时阶段中供能侧各机组的对比结果。而由于实时调整阶段是对日内阶段各机组出力进行实时修正,因此会在日内阶段的基础上,对各机组出力进行调整,使 IES 优化结果更符合实际运行情况,而实时需求响应也可使负荷侧也参与到调整中,能有效缓解了可再生能源和各类负荷的不确定性对 IES 运行的不利影响。

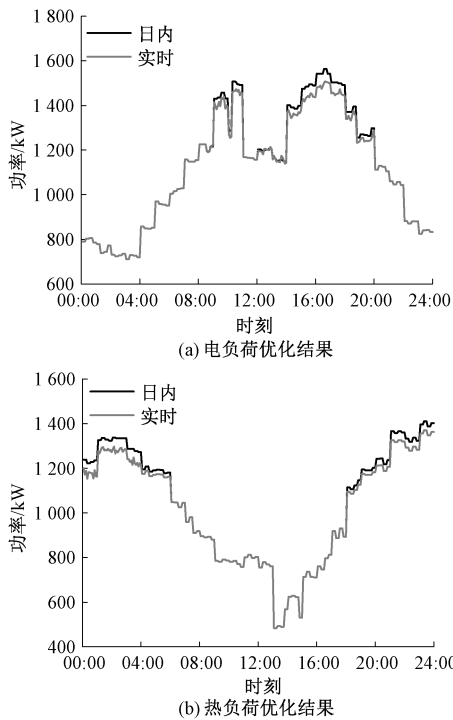


图 10 电、热负荷实时响应结果

Fig. 10 Real time response results of electricity and heat loads

结合图 10 和图 11 可看出:在 C 类激励型 IDR 的作用下,用户将 9:00-11:00 和 15:00-19:00 时段的电负荷和 01:00-06:00、20:00-24:00 时段的热负荷进行削减,故使 GT、卡琳娜循环在 8:00-11:00 和 15:00-19:00 等时段出现下调,而 GB 在 01:00-06:00、19:00-24:00 时段也出现部分下调,表明了供需双侧的协调响应。由表 5 可知,在供需双侧响应下,系统的功率波动达到最低,并且 IES 总成本和碳排放量也低于其他方案,验证了本文所提模型的有效性。

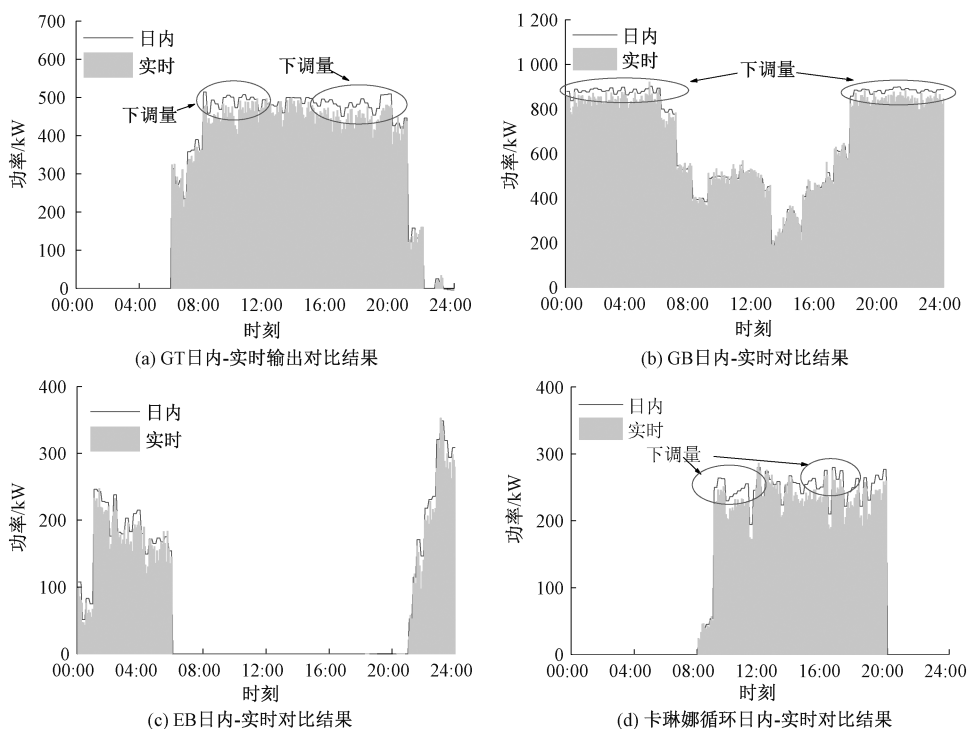


图11 日内-实时的供能侧机组对比结果

Fig. 11 Comparison results of daily and real-time energy supply side units

5 结论

本文提出了一种考虑供需双侧灵活响应和绿证-碳融合交易的 IES 多时间尺度优化模型,通过对日前、日内和实时三个时间尺度的结果分析,验证了本文所提模型的有效性,可得到如下结论:

1)通过考虑绿证背后的碳减排特性,联合碳交易和绿证交易,可抵消部分碳排放量,有效提升了系统运行经济性和低碳性。相比仅考虑绿证交易和碳交易机制,所提绿证-碳融合交易机制可分别降低 1.24% 的 IES 总成本和 2.21% 的碳排放总量。

2)所提供需双侧响应模型通过充分联合源侧和荷侧的灵活响应资源,分别通过解耦 CHP 固定热电比和调节负荷峰谷差,可在日前、日内和实时等多个时间尺度下有效提升风电的消纳水平,并降低碳排放量,实现 IES 经济、低碳和灵活运行。

3)多时间尺度下的 IDR 模型能有效降低负荷峰谷差,提升系统经济性。实时 IDR 模型不仅能改善负荷峰谷差,还能参与到功率波动平抑过程中,进一步降低源、荷不确定性对 IES 运行的影响。

4)多时间尺度优化模型能有效应对可再生能源和用户负荷的预测误差,通过联合 IES 内部设备的灵活性和需求侧资源,可有效提升 IES 的运行精度,使优化结果更符合实际情况。

参考文献:

- [1] MA H, CHEN Q, HU B, et al. A compact model to coordinate flexibility and efficiency for decomposed scheduling of integrated energy system [J]. Applied Energy, 2021, 285: 1-14.
- [2] 孟明, 薛宛辰, 商聪. 含地源热泵与混合储能的区域能源系统协同调度 [J]. 华北电力大学学报 (自然科学版), 2022, 49 (1): 68-80.
MENG Ming, XUE Wanchen, SHANG Cong. Coordinated scheduling of regional energy system with ground source heat pump and hybrid energy storage [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2022, 49 (1): 68-80 (in Chinese).
- [3] YUE M, LAMBERT H, PAHON E, et al. Hydrogen energy systems: a critical review of technologies, applications, trends and challenges [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 146: 1-21.
- [4] WANG H, HUA P, WU X, et al. Heat-power decoupling and energy saving of the CHP unit with heat pump based waste heat recovery system [J]. Energy, 2022, 250: 1-32.
- [5] 陈艳波, 马彦虎, 郑国栋, 等. 计及需求响应的多 CHP 机组热电解耦协调规划 [J]. 电网技术, 2022, 46 (10): 3821-3830.
CHEN Yanbo, MA Yanhu, ZHENG Guodong, et al.

- Coordinated planning of thermo-electrolytic coupling for multiple CHP units considering demand response [J]. Power System Technology, 2022, 46 (10): 3821–3830 (in Chinese).
- [6] 邱彬, 门佳丽, 王凯, 等. 基于 CLH-SOFC 气转电技术的热电解耦 IES 优化调度 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34 (9): 88–95.
QIU Bin, MEN Jiali, WANG Kai, et al. Optimal scheduling of thermoelectric decoupling IES based on CLH-SOFC gas-to-power technology [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34 (9): 88–95 (in Chinese).
- [7] 魏震波, 黄宇涵, 高红均, 等. 含电转气和热电解耦热电联产机组的区域能源互联网联合经济调度 [J]. 电网技术, 2018, 42 (11): 3512–3520.
WEI Zhenbo, HUANG Yuhan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling CHP in regional energy internet [J]. Power System Technology, 2018, 42 (11): 3512–3520 (in Chinese).
- [8] YANG Y, JING D, WEINONG W. The storage performance of metal hydride hydrogen storage tanks with reaction heat recovery by phase change materials [J]. Applied Energy, 2021, 299: 1–22.
- [9] 刘雪飞, 赵海彭, 胡珀, 等. 考虑综合需求响应的园区综合能源系统经济性优化方法 [J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37 (1): 3–16.
LIU Xuefei, ZHAO Haipeng, HU Bo, et al. Economic optimization method of comprehensive energy system in industrial park considering comprehensive demand response [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37 (1): 3–16 (in Chinese).
- [10] 吕智林, 易佳奇, 刘泉, 等. 含氢能利用和需求响应的综合能源系统低碳优化 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35 (7): 10–19.
LV Zhiling, YI Jiaqi, LIU Quan, et al. Low-carbon optimization of integrated energy systems with hydrogen energy utilization and demand response [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35 (7): 10–19 (in Chinese).
- [11] 盛四清, 张佳欣, 李然, 等. 考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43 (6): 1–9.
SHENG Siqing, ZHANG Jiaxin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43 (6): 1–9 (in Chinese).
- [12] 姜河, 周航, 解相朋, 等. 考虑温度舒适度与碳交易的综合能源系统优化调控 [J]. 控制理论与应用, 2022, 39 (3): 519–526.
- JIANG He, ZHOU Hang, XIE Xiangpeng, et al. Optimal control of integrated energy system considering temperature comfort and carbon trade [J]. Control Theory & Applications, 2022, 39 (3): 519–526 (in Chinese).
- [13] 邱彬, 宋绍鑫, 王凯, 等. 计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34 (5): 87–95.
QIU Bing, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder carbon trading mechanism [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34 (5): 87–95 (in Chinese).
- [14] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50 (8): 75–85.
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50 (8): 75–85 (in Chinese).
- [15] 曹雨微, 郭晓鹏, 董厚琦, 等. 计及消纳责任权重的区域综合能源系统运行优化研究 [J]. 华北电力大学学报 (自然科学版), 2022, 49 (3): 84–95.
CAO Yuhui, GUO Xiaopeng, DONG Houqi, et al. Operation optimization of regional integrated energy system under responsibility of renewable energy consumption [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2022, 49 (3): 84–95 (in Chinese).
- [16] 张彩玲, 王爽, 葛淑娜, 等. 计及灵活需求响应和碳-绿证交易的综合能源系统优化调度 [J]. 中国电力, 2024, 57 (5): 14–25.
ZHANG Cailing, WANG Shuang, GE Shuna, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems considering flexible demand response and carbon emission-green certificate joint trading [J]. Electric Power, 2024, 57 (5): 14–25 (in Chinese).
- [17] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41 (9): 48–55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41 (9): 48–55 (in Chinese).