

计及液态空气储能与综合需求响应的 综合能源系统低碳经济调度

朱振山^{1,2}, 盛明鼎¹, 陈哲盛¹

(1. 福州大学 电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108; 2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心, 福建 福州 350108)

摘要:提高供应侧风电、光伏等清洁能源的消纳,降低传统火电机组的碳排放是实现能源结构转型以及碳达峰、碳中和的重要手段。针对能源系统低碳运行的问题,提出了一种包含储液式碳捕集电厂、电转气、液化天然气气化站以及利用液化天然气冷能的液态空气储能的综合能源系统低碳经济调度策略,并结合需求侧的响应策略,从供需两侧联合调度以实现综合能源系统的经济性和低碳性。最后,以改进的IEEE 30节点电力系统与6节点天然气系统为例,验证了所提出的低碳经济调度策略可以提高系统的风电消纳,减少系统的碳排放量,削峰填谷效果更为明显,并可有效降低系统运行的总成本。

关键词:碳捕集电厂;综合需求响应;液化天然气;Brayton循环;液态空气储能系统

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202210003

0 引言

随着“双碳”目标的提出,以煤炭为主的能源结构需要向着低碳甚至零碳的方向转型^[1]。在能源转型的大背景下,能源互联网的提出和发展是清洁能源取代传统能源从而实现高效可持续发展的关键之处^[2]。电-气综合能源系统IEGS(Integrated Electricity and Gas System)是实现多能源类互联网化的重要载体,然而多种能源耦合的复杂性给IEGS的调度运行以及新能源的消纳带来了巨大挑战。

目前国内外对IEGS的模型与优化运行开展了大量研究。为实现IEGS的低碳排放与提高新能源的消纳水平,现有研究主要在加深电气两网的耦合、减少供应侧的碳排放、联合用户侧的调度资源等方面来挖掘IEGS的低碳减排潜力。例如利用电转气P2G(Power to Gas)技术促进风电消纳和削峰填谷^[3],利用碳捕集技术与富氧燃烧技术减少燃煤电厂的碳排放^[4]以及提出考虑综合需求响应参与IEGS的调度模型^[5]。为实现能源低碳转型,目前主要从2个方面来降低CO₂的排放量。一方面从碳交易机制上展开。文献[6-7]将碳交易机制引入IEGS的低碳经济调度模型中,以减少火电机组的碳排放量。另一方面从技术手段上展开,在发电侧进行改造来减少CO₂的排放。文献[8]提出了分流式和储液式综合灵活运行的碳捕集电厂模型,并在负荷侧引入需求响应,构建了促进风电消纳的低碳经济调度模型。

文献[9]提出了计及电价型需求响应的含碳捕集电厂的电气热综合能源系统的低碳经济调度模型,并验证了其经济性和低碳性。

上述低碳经济调度模型从碳捕集电厂与碳交易机制,以及燃气轮机、P2G等耦合设备来提升IEGS的低碳性。随着国家强力推进“煤改气”工程,清洁的液化天然气LNG(Liquefied Natural Gas)对优化国家的能源结构、改善环境污染等有着积极的作用。LNG在气化的过程中可以释放大量冷能,目前国内外已推广使用了多种LNG冷能的利用技术。文献[10]分析了LNG冷能利用的领域,包括食品冷储存,低温CO₂的捕获和发电,其中应用最广泛的领域是发电领域,由于直接利用LNG冷能发电时发电量较少,一般通过有机朗肯循环或Brayton循环加以利用。文献[11]提出了碳捕集电厂、P2G和LNG气化站联合低碳经济调度模型,充分利用LNG气化站的优点来实现低碳排放的同时保障供气需求。但上述文献仅从能源供应侧挖掘低碳调度潜力,并没有考虑负荷侧综合需求响应对LNG气化站调度运行的影响,也未将LNG冷能通过动力循环发电来提升液态空气储能LAES(Liquid Air Energy Storage)系统的电循环效率,从而提高能源的利用率和减少碳排放量。

LAES技术是实现节能减排的可再生能源技术。由于LAES具有高密度的储能密度、无地域限制、低投资成本等优点而受到广泛关注^[12]。文献[13]以Brayton循环与有机朗肯循环为媒介将LAES中未利用的压缩热与LNG再气化未利用的冷能加以利用,通过仿真得到的模拟结果与美国阿拉斯加州的有机朗肯循环发电厂运行数据进行对比得到最大偏差为3.29%,验证了该套系统的合理性,并通过经济分析得出该套系统的投资回收期为2.2 a。文献[14]提出

收稿日期:2022-05-09;修回日期:2022-08-26

在线出版日期:2022-10-11

基金项目:福建省教育厅中青年教师教育科研项目(JAT190043)

Project supported by the Young and Middle-aged Teachers Education Scientific Research Projects of Fujian Province Education Department(JAT190043)

了通过利用Brayton循环将LAES与LNG再气化过程相结合以提高LAES的电循环效率,通过仿真证明了LAES-Brayton-LNG系统的焓效率与电循环效率相比于单独的LAES系统分别提高了14.4%与56.5%。上述研究主要集中于如何提高LAES系统的发电能力焓效率和电循环效率,并未将LAES系统运用于综合能源系统调度中发挥其调节能力。文献[15]将LAES系统引入综合能源系统中,并建立了低碳经济调度模型,但并未考虑源荷两侧的灵活调度资源给系统带来的影响,且未利用LNG再气化释放的冷能来提高LAES系统的供电能力。

针对上述问题,本文提出了一种计及P2G、含有储液式储碳设备的碳捕集电厂、LNG气化站和综合需求响应的IEGS低碳经济调度策略,并考虑含有LNG冷能利用的LAES参与调度以提高系统的调节能力,通过Brayton循环以充分利用LNG再气化时释放的冷能以及LAES压缩空气产生的压缩热,从而提高新能源的利用率,改善削峰填谷的效果,在有效应对弃风问题的同时提高了系统的低碳性。最后,以改进的IEEE 30节点电力系统与6节点天然气系统为例,验证了本文所提出的低碳经济调度策略的可行性,并分析了LAES储液罐容量和相关价格参数对系统经济调度的影响。

1 IECS模型

1.1 系统结构图

本文构建的IEGS含有传统燃煤机组、经传统燃煤机组改造后的碳捕集电厂、风电场、燃气机组等电源,如图1所示。其中,碳捕集电厂配置了用于收集存储CO₂的溶液存储器,为了提高风电消纳能力,考虑了利用弃风制气的P2G装置。同时,为保证气源供气的多元化,配置了LNG气化站,并安装了基于Brayton循环发电的LAES系统,以充分利用LNG气化站再气化过程中释放的高质量冷能,从而降低系统的运行成本和碳排放量。

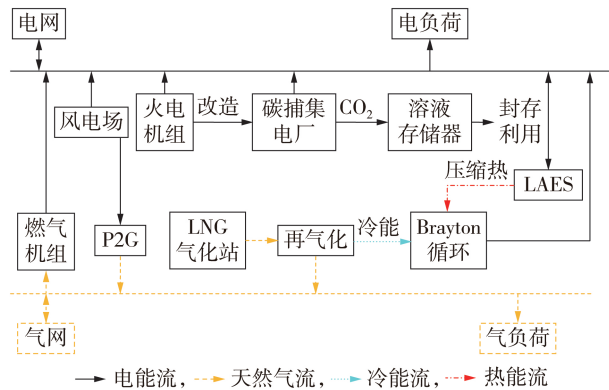


图1 系统结构图

Fig.1 Structure diagram of system

1.2 系统设备模型

1.2.1 LAES-Brayton-LNG模型

LAES是实现低碳排放最有前景的储能技术之一。通常LAES在充气环节压缩空气产生的压缩热约15%~45%无法在放电环节使用^[16],且LNG在气化过程中产生的高质量冷能通过LAES交换热量后,虽然提高了LAES的空气液化率,但LNG的温度仍有-65℃,并未充分利用其冷能^[17]。因此本文通过Brayton循环将LAES与LNG再气化过程进行整合,形成LAES-Brayton-LNG系统,充分利用LAES的压缩热与LNG冷能,将加压丙烷作为LNG冷能的传热流体^[14],该系统可充分利用LNG冷能来提高LAES的供电能力以及灵活性。LAES^[13,18]、LNG气化站^[19]以及Brayton循环发电系统^[20]均已投入实际运行的案例,文献[13]指出可以在LNG气化站附近建造新的LAES以及Brayton循环发电系统以降低建设成本和提高该套系统的经济性与技术可行性。

附录A图A1为LAES-Brayton-LNG的系统示意图。该系统主要由充气过程(空气液化过程)、排气过程(发电过程)、Brayton循环、LNG循环(LNG再气化过程)组成,具体工作原理可参考文献[17]。为了简化模型,本文有以下假设:不考虑各个设备的温度和压力损失,忽略液态储气罐内的气态空气成分和罐内温度变化,并且储气罐的入口和出口压力不随罐内液体体积的变化而改变。因此LAES-Brayton-LNG系统的数学模型以及约束条件如下^[15]:

$$W_{c,i,t} = \frac{k_s}{k_s - 1} \frac{m_{y,t} R_{g,s} T_e^{\text{in}}}{\eta_c \eta_{ys}} [\beta_c^{(k_s-1)/k_s} - 1] \quad (1)$$

$$W_{e,i,t} = \frac{k_s}{k_s - 1} m_{p,t} R_{g,s} T_e^{\text{in}} \eta_e \eta_{pz} [1 - \beta_e^{-(k_s-1)/k_s}] \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{\text{LAESc},t} = \sum_{i=1}^{n_y} W_{c,i,t} \\ P_{\text{LAESd},t} = W_{e,\text{Brayton},t} - W_{c,\text{Brayton},t} + \sum_{i=1}^{n_p} W_{e,i,t} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} u_{c,t} P_{\text{LAESc},\min} \leq P_{\text{LAESc},t} \leq u_{c,t} P_{\text{LAESc},\max} \\ u_{d,t} P_{\text{LAESd},\min} \leq P_{\text{LAESd},t} \leq u_{d,t} P_{\text{LAESd},\max} \\ u_{c,t} + u_{d,t} \leq 1, u_{c,t}, u_{d,t} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} V_{\text{LAES},t+1} = V_{\text{LAES},t} + (m_{y,t} - m_{p,t}) \Delta t / \rho_{\text{air}} \\ 0.1 V_{\text{LAES},\max} \leq V_{\text{LAES},t} \leq 0.9 V_{\text{LAES},\max} \\ V_{\text{LAES},0} = V_{\text{LAES},24} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $W_{c,i,t}$ 、 $W_{e,i,t}$ 分别为 t 时段 LAES 中充放气环节压缩机 i ($i=1, 2, \dots, n_y$) 消耗的功率、膨胀机 i ($i=1, 2, \dots, n_p$) 输出的功率, n_y 、 n_p 分别为压缩机、膨胀机数量; k_s 为绝热指数, s 表示气体的种类, 若为空气则绝热指数取 1.4, 若为丙烷则绝热指数取 1.402; $m_{y,t}$ 、 $m_{p,t}$ 分别为 t 时段进入压缩机的工质质量流量、进入膨胀机的工质质量流量; $R_{g,s}$ 为气体常数, 若为空气则取 286.7 J/(kg·K), 若为丙烷则取 296.7 J/(kg·K);

$T_c^{\text{in}}, T_e^{\text{in}}$ 分别为压缩机、膨胀机的入口处工质温度; η_c, η_{ys} 分别为压缩机的等熵效率、机械效率; η_e, η_{pe} 分别为膨胀机的等熵效率、机械效率; β_c, β_e 分别为压缩机的压缩比、膨胀机的膨胀比; $P_{\text{LAESc}, t}, P_{\text{LAESd}, t}$ 分别为 t 时段 LAES-Brayton-LNG 系统的充电功率、放电功率; $W_{e, \text{Brayton}, t}, W_{c, \text{Brayton}, t}$ 分别为 t 时段 Brayton 循环中的膨胀机输出功率、压缩机消耗功率; $u_{c, t}, u_{d, t}$ 分别为 t 时段 LAES 的充、放电状态变量; $V_{\text{LAES}, t}$ 为 t 时段末液态空气储液罐的溶液体积; $V_{\text{LAES}, \max}$ 为液态空气储液罐的容量; $V_{\text{LAES}, 0}$ 和 $V_{\text{LAES}, 24}$ 分别为调度周期开始时和结束时液态空气储液罐的溶液体积; $P_{\text{LAESc}, \min}, P_{\text{LAESc}, \max}$ 分别为 LAES-Brayton-LNG 系统的最小、最大充电功率; $P_{\text{LAESd}, \min}, P_{\text{LAESd}, \max}$ 分别为 LAES-Brayton-LNG 系统的最小、最大放电功率; Δt 为时间间隔; ρ_{air} 为液态空气的密度,取 0.9 kg/m^3 。式(4)为 LAES 的充放电功率约束,式(5)为液态空气储液罐的荷电状态约束。

1.2.2 碳捕集电厂模型

本文采用的碳捕集电厂是对传统的燃煤电厂进行改造,加装了碳捕集设备,并为碳捕集电厂配备溶液存储器,用于存储 CO_2 。储液式碳捕集电厂具有“能量时移特性”,即在负荷高峰时期,可以将原本需要捕集的 CO_2 放置于溶液存储器中,在负荷低谷时期再对存储的 CO_2 进行捕集,这样不仅能够减少 CO_2 的排放,还能扩大碳捕集电厂的运行范围,促进风电消纳,同时捕集 CO_2 所消耗的能量可以等效为负荷,将这部分负荷从负荷高峰时期转移到负荷低谷时期进行处理,提高经济性。含有溶液存储器的碳捕集电厂模型如下^[8]:

$$\begin{cases} P_{i,t}^G = P_{i,t}^I + P_{i,t}^L + P_{i,t}^B \\ P_{i,t}^B = \lambda E_{i,t}^{\text{total}} \\ 0 \leq E_{i,t}^{\text{total}} \leq \eta e_i^G P_{i,\max}^G \\ E_{i,t}^{\text{total}} = E_{i,t}^C + \eta E_{i,t}^G \\ E_{i,t}^G = e_i^G P_{i,t}^G \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{i,t}^G, P_{i,t}^I$ 分别为 t 时段碳捕集电厂 i 内所有发电机发出的总功率和火电厂向电网输出的净功率; $P_{i,t}^L$ 为 t 时段碳捕集电厂 i 的固定能耗; $P_{i,t}^B$ 为 t 时段碳捕集电厂 i 捕集 CO_2 所消耗的功率; λ 为捕集 CO_2 的能耗系数; $E_{i,t}^{\text{total}}$ 为 t 时段碳捕集电厂 i 所捕集的 CO_2 总质量; η 为碳捕集效率; e_i^G 为碳捕集电厂 i 的碳排放强度; $P_{i,\max}^G$ 为碳捕集电厂 i 所有发电机发出的总功率最大值; $E_{i,t}^C$ 为 t 时段碳捕集电厂 i 装设的溶液存储器提供的待捕集的 CO_2 质量; $E_{i,t}^G$ 为 t 时段碳捕集电厂 i 产生的 CO_2 的质量。

从溶液存储器里提取出的 CO_2 以化合物的形式存储于乙醇胺溶液中,本文将提取出的 CO_2 质量转化为溶液体积的形式,如式(7)所示。

$$V_{i,t}^{\text{CS}} = \frac{E_{i,t}^C M_{\text{MEA}}}{M_{\text{CO}_2} \theta C_R \rho_R} \quad (7)$$

式中: $V_{i,t}^{\text{CS}}$ 为 t 时段末碳捕集电厂 i 装设的溶液存储器释放 CO_2 所需的溶液体积; $M_{\text{MEA}}, M_{\text{CO}_2}$ 分别为乙醇胺和 CO_2 的摩尔质量; θ 为再生塔解析量; C_R 为乙醇胺溶液浓度; ρ_R 为乙醇胺溶液密度。

溶液存储器的容量约束如式(8)所示。

$$\begin{cases} V_{i,t}^{\text{CFY}} = V_{i,t-1}^{\text{CFY}} + V_{i,t}^{\text{CS}} \\ V_{i,t}^{\text{CPY}} = V_{i,t-1}^{\text{CPY}} - V_{i,t}^{\text{CS}} \\ 0 \leq V_{i,t}^{\text{CFY}} \leq V_i^{\text{CV}} \\ 0 \leq V_{i,t}^{\text{CPY}} \leq V_i^{\text{CV}} \\ V_{i,0}^{\text{CFY}} = V_{i,24}^{\text{CFY}}, V_{i,0}^{\text{CPY}} = V_{i,24}^{\text{CPY}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $V_{i,t}^{\text{CFY}}, V_{i,t}^{\text{CPY}}$ 分别为 t 时段末碳捕集电厂 i 装设的富液存储器和贫液存储器的溶液体积; V_i^{CV} 为碳捕集电厂 i 装设的富液或贫液存储器的容量; $V_{i,0}^{\text{CFY}}, V_{i,0}^{\text{CPY}}$ 分别为碳捕集电厂 i 装设的富液存储器和贫液存储器的初始溶液体积; $V_{i,24}^{\text{CFY}}, V_{i,24}^{\text{CPY}}$ 分别为调度周期结束时碳捕集电厂 i 装设的富液存储器和贫液存储器的溶液体积。

1.2.3 综合需求响应模型

综合需求响应是指供能方通过价格或激励补偿的手段引导用户改变其在特定时段的习惯用能模式,达到减少或平移某时段的负荷以实现能源供需平衡的目的。本文采用激励型的综合需求响应,假设具备调节能力且有意愿参与调度的电、气用户事先和 IEGS 调度中心就负荷调节方式和补偿办法签订协议,则该类用户可以作为调度资源参与电-气联合调度。

根据负荷的调节方式可以将负荷分为可削减负荷、可平移负荷以及可替代负荷,并分别建立其调度模型。可削减电负荷模型如式(9)所示。

$$0 \leq x_{n,t}^C \leq x_{n,\max}^C \quad (9)$$

式中: $x_{n,t}^C$ 为 t 时段节点 n 处电负荷的削减量; $x_{n,\max}^C$ 为节点 n 处电负荷的最大削减量。

可平移电负荷模型如式(10)所示。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^{N_b} x_{n,t}^P = 0 \\ |x_{n,t}^P| \leq x_{n,\max}^P \end{cases} \quad (10)$$

式中: N_b 为电负荷用户数量; $x_{n,t}^P$ 为 t 时段节点 n 处电负荷的平移量; $x_{n,\max}^P$ 为节点 n 处电负荷的最大可平移量。

负荷替代指用户对能源种类或者供能方式选取的灵活性,例如同时配置有燃气锅炉和电锅炉的用户可以灵活选取热水的供能方式,表现为同一时段不同能源间的转换或者替代。本文考虑电、气负荷间的相互替代,并基于热值等效,模型如下:

$$P_{n,t}^A = -\varsigma Q_{p,t}^A, |P_{n,t}^A| \leq P_{n,\max}^A, |Q_{p,t}^A| \leq Q_{p,\max}^A \quad (11)$$

式中: $P_{n,t}^A$ 、 $Q_{p,t}^A$ 分别为 t 时段电力系统节点 n 处和天然气系统节点 p 处的负荷替代量; s 为电、气之间的热值转换系数; $P_{n,\max}^A$ 、 $Q_{p,\max}^A$ 分别为电力系统节点 n 处电负荷和天然气系统节点 p 处气负荷替代量的上限。需要指出的是, $P_{n,t}^A$ 为正表示负荷的“气→电”转换, 即用电负荷取代气负荷, $P_{n,t}^A$ 为负则表示“电→气”转换, $Q_{p,t}^A$ 类似。

2 综合能源系统低碳经济调度模型

2.1 目标函数

本文所提的碳捕集电厂、LNG 气化站与综合需求响应协同优化模型旨在满足电力系统与天然气系统安全约束的前提下, 实现系统的整体经济性最优。目标函数如下:

$$\min F_Z = C_g + C_q + C_y + C_z + C_s + C_{P2G} + C_{gq} + C_x + C_{n2} - C_{LAES} \quad (12)$$

式中: F_Z 为调度周期内总成本, 一个调度周期为 24 h; C_g 为火电机组燃煤成本; C_q 为弃风惩罚成本; C_y 为碳交易成本; C_z 为碳捕集电厂折旧成本; C_s 为碳捕集过程中溶剂损耗成本; C_{P2G} 为 P2G 设备运行成本; C_{gq} 为从上游管道购气成本; C_x 为综合需求响应成本; C_{n2} 为 LNG 气化站运行成本; C_{LAES} 为 LAES 购售电收益。

$$\left\{ \begin{aligned} C_g &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_h} (a_i P_{GH,i,t}^2 + b_i P_{GH,i,t} + c_i) \\ C_q &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_q} K_q (P_{w,t}^{pre} - P_{w,t} - P_{P2G,i,t}) \\ C_y &= K_C \left(E_C - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_e} E_{i,t}^{total} - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{all}} \delta_h P_{H,i,t} \right) \end{aligned} \right. \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} C_z &= C_{FL} \frac{(1+r)^{N_{z2}} r}{365[(1+r)^{N_{z2}} - 1]} + \\ &\quad C_{CY} V_{CY} \frac{(1+r)^{N_{cy}} r}{365[(1+r)^{N_{cy}} - 1]} \\ C_s &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_s} K_s \kappa E_{i,t}^{total} \end{aligned} \right. \quad (14)$$

$$\left\{ \begin{aligned} C_{gq} &= c_{gas} \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_q} Q_{gy,i,t} \\ C_{n2} &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_l} g_{i,t} (K_0 + \Delta K_1 + \Delta K_2) \\ C_x &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^{N_h} \left(\xi_e^C |x_{n,t}^C| + \xi_e^P |x_{n,t}^P| + \xi_e^A |P_{n,t}^A| \right) \\ C_{P2G} &= \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_d} K_{P2G,i} P_{P2G,i,t} \end{aligned} \right. \quad (15)$$

式中: N_h 、 N_e 、 N_d 、 N_q 、 N_l 分别为燃煤机组数量、碳捕集

电厂数量、P2G 设备数量、天然气气源数量和 LNG 气化站数量; a_i 、 b_i 、 c_i 为燃煤机组 i 的耗煤系数; $P_{GH,i,t}$ 、 $P_{w,t}^{pre}$ 、 $P_{w,t}$ 分别为 t 时段燃煤机组 i 的总出力、风电预测功率和风电上网功率; $P_{P2G,i,t}$ 为 t 时段 P2G 设备 i 的出力; K_q 、 K_C 、 K_S 、 $K_{P2G,i}$ 分别为弃风惩罚成本系数、碳交易价格、乙醇胺溶剂成本系数和 P2G 设备 i 的运行成本系数; K_0 、 ΔK_1 、 ΔK_2 分别为 LNG 气化站利用冷能制取单位干冰的收益、LNG 气化站从接收站购气的单价、LNG 槽车运输成本和液态天然气气化过程的气化成本; δ_h 为碳排放分配额系数; E_C 为系统产生的 CO_2 总量; $P_{H,i,t}$ 为发电机组 i (含燃煤机组、燃气机组和碳捕集电厂) 的输出功率; N_{all} 为燃煤机组、燃气机组和碳捕集电厂总数; C_{FL} 、 C_{CY} 分别为碳捕集设备总成本和单位体积的溶液存储器总成本; r 为碳捕集电厂项目贴现率; N_{z2} 为折旧年限; V_{CY} 、 N_{CY} 分别为溶液存储器的容量和折旧年限; κ 为溶剂运行损耗系数; c_{gas} 、 $Q_{gy,i,t}$ 分别为上游管道购气价格和 t 时段气源 i 的出气量; $g_{i,t}$ 为 t 时段 LNG 气化站 i 的出气量; ξ_e^C 、 ξ_e^P 、 ξ_e^A 分别为电负荷可削减、可平移、可替代的单位容量成本系数; $K_{dj,t}$ 为 t 时段的电价。本文假设负荷替代为电、气负荷间的相互转换, 主要体现为同一用户对不同供能方式的选择, 因此仅对电负荷的被替代量进行补偿。

2.2 约束条件

2.2.1 电网运行约束

本文考虑的电网运行约束包括节点功率平衡约束、风电约束、机组爬坡约束, 具体见附录 A 式 (A1)~(A6)。

2.2.2 气网运行约束

本文考虑的气网运行约束包括天然气节点流量平衡约束、气源供气量上下限约束、P2G 约束, 具体见附录 A 式 (A7)~(A10)。

2.2.3 P2G 相关约束

P2G 相关约束见附录 A 式 (A11)~(A14)。本文所提出的 IEGS 优化调度模型为非凸非线性问题, 直接求解难度较高。因此本文对气网潮流约束进行分段线性化处理, 具体方法参考文献 [8]。

2.2.4 LAES 气化站约束

LAES 气化站约束如式 (1)~(5) 所示。

2.2.5 碳捕集电厂约束

碳捕集电厂约束如式 (6)~(8) 所示。

2.2.6 综合需求响应约束

综合需求响应约束如式 (9)、(10) 所示。

3 算例分析

3.1 算例参数

本文采用改进的 IEEE 30 节点电力系统与 6 节点的天然气系统进行算例分析, G1、G2 与 G6 为燃气

轮机,将火电机组 G3 改造成碳捕集电厂,在电网节点 5 和节点 12 处分别接入容量为 200 MW 的风电机组和容量为 20 MW 的 P2G 设备,其中 P2G 设备仅在弃风情况下才启动且连接气网的 5 号节点,将气源 S1 改造为 LNG 气化站。设置可削减电负荷调用成本系数为 25 \$/MW,可平移电负荷成本系数为 8 \$/MW,可替代电负荷成本系数为 5 \$/MW,负荷以及风电预测数据参考文献[8]中的典型日风电及负荷预测功率,见附录 A 图 A2,算例系统结构示意图见附录 A 图 A3,机组数据、分时电价数据以及其他参数见附录 A 表 A1—A5,碳捕集设备的相关参数见附录 A 表 A6,气网相关数据见文献[9]。本文对气网潮流约束式(A10)进行了分段线性化的处理,从而将原问题转化为混合整数线性规划问题并通过调用 CPLEX 求解器求解。

设置以下 5 种场景验证本文所提出的低碳经济调度模型的有效性:

1)场景 1,含碳捕集电厂,无 LNG 气化站、P2G、综合需求响应、LAES;

2)场景 2,含碳捕集电厂、LNG 气化站、P2G;

3)场景 3,含碳捕集电厂、LNG 气化站、P2G、综合需求响应;

4)场景 4,含碳捕集电厂、LNG 气化站、P2G、综合需求响应、LAES(不包含利用 LNG 冷能结合 Brayton 循环发电);

5)场景 5,含碳捕集电厂、LNG 气化站、P2G、综合需求响应、LAES(包含利用 LNG 冷能结合 Brayton 循环发电)。

本文采用 MATLAB 软件调用 CPLEX 求解器进行求解,计算机配置为 Win10 系统,INTEL 酷睿 i5-4200H 处理器,内存 4 GB。在上述 5 种场景中,本文所提模型对应的场景 5 复杂度最高,求解时间最长,所用时间为 39.01 s。

3.2 仿真结果分析

3.2.1 不同场景下的调度结果分析

不同场景下的调度结果如表 1 所示。由表可知,与场景 1 相比,场景 2 的弃风惩罚成本减少了 \$ 1.361 6 \times 10^4\$,验证了 P2G 消纳风电的积极作用,加入 LNG 站后,由于碳捕集电厂用于捕集碳的功率下

降,从而导致捕集到的 CO₂ 减少,导致碳交易收益略微减少,但 P2G 制取的天然气减少了购气成本和弃风惩罚成本,因此总成本相应减少。场景 3 考虑了综合需求响应,弃风惩罚成本相比于场景 1 减少了 \$ 1.640 4 \times 10^4\$,验证了综合需求响应在负荷低谷时消纳风电的作用,且在负荷高峰时燃煤机组的出力有所下降,进一步降低了系统产生的 CO₂。场景 4 在场景 3 的基础上引入了 LAES,进一步进行削峰填谷,对风电进行消纳,弃风量相比于场景 1 减少了 94.61%;同时碳排放收益有所增加,这是由于 LAES 在负荷高峰时放电,碳捕集电厂可以减少净出力,增加碳捕集电厂捕集 CO₂ 时所需的功率;负荷需求响应量更多,进一步进行削峰填谷。场景 5 考虑了利用 LNG 冷能作为冷源的 Brayton 循环发电,该场景下风电利用率为 99.76%,相比于场景 1 下 95.62% 的风电利用率而言有所提高,同时 LAES 的收益相比于场景 4 增加了 \$ 5 877,降低了系统总成本,碳收益相比于场景 1 有所增加,从而验证了 LAES 给系统带来的低碳性。

3.2.2 不同场景下的机组出力情况

场景 5 下各类机组出力情况如图 2 所示,其他场景下各类机组出力情况如附录 A 图 A4—A7 所示。相比于场景 1,场景 2 加入 P2G 后,在 00:00—09:00 以及 18:00—24:00 时段 P2G 设备出力,对风电进行消纳,但在 11:00—12:00、16:00—17:00 时段燃煤机组需要出力来满足负荷需求。场景 3 加入需求响应后,在负荷高峰时削减负荷,减少燃煤机组出力。在负荷低谷时消纳风电,进一步消纳弃风。场景 4 在加入 LAES 后,仍然有 12.08 MW 的弃风情况,且在 11:00—12:00、16:00—17:00 时段的燃煤机组出力为出力下限,燃煤机组出力进一步减小,提高了系统的低碳性。场景 5 考虑了利用 LNG 冷能的 Brayton 循环发电后,LAES 系统能向电网输送更多电能,提高系统的备用容量。

3.2.3 综合需求响应与 LAES 的出力情况

场景 5 下综合需求响应和 LAES 出力情况如图 3 所示。

附录 A 图 A8 与图 3 分别展示了场景 4 与场景 5 下各灵活可调度资源的调度情况。由图 A8 可知,在

表 1 不同场景下的调度结果

Table 1 Scheduling results under different scenarios

单位:\$

成本 / 收益	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
系统总运行成本	3.421 8 × 10 ⁵	2.641 5 × 10 ⁵	2.563 0 × 10 ⁵	2.298 8 × 10 ⁵	2.204 1 × 10 ⁵
燃煤成本	2.077 50 × 10 ⁵	1.872 93 × 10 ⁵	1.868 36 × 10 ⁵	1.848 15 × 10 ⁵	1.839 40 × 10 ⁵
碳收益	1.358 7 × 10 ⁵	1.353 9 × 10 ⁵	1.360 0 × 10 ⁵	1.402 9 × 10 ⁵	1.399 0 × 10 ⁵
弃风惩罚成本	22 410	8 794	6 006	2 966	1 220
综合需求响应成本	0	0	665	1 457	1 208
LAES 收益	0	0	0	1 498.8	7 375.8

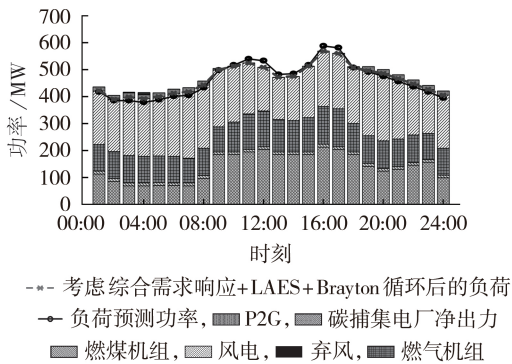


图2 场景5下各类机组出力情况
Fig.2 Output of various units under Scenario 5

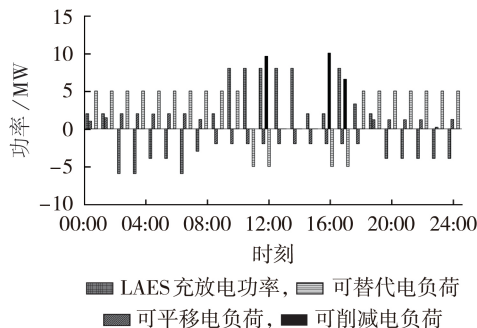


图3 场景5下综合需求响应和LAES出力情况
Fig.3 Integrated demand response and LAES output under Scenario 5

电负荷高峰时对负荷进行了削减,从而减小燃煤机组的出力。可平移负荷从用电高峰时段向低谷时段平移,在负荷低谷时,用户选择用电取代气,缓解气源供气压力的同时也消纳了风电,而用电高峰时段选择用气替代电,以减少供电压力。通过图A8与图3的对比分析可知在考虑了Brayton循环的情况下,由于LNG气化站24 h不断供气,在冷能充足的情况下,考虑了LNG冷能利用的Brayton循环发电,可以在较多时段进行发电,与传统液态空气储能的充电环节相互独立,使得资源调度更加灵活。相比于场景4,场景5下的电负荷削减变少,这是由于有Brayton循环的情况下,LAES能提供更多的电能,无需通过削减电负荷来进行削峰填谷,且用户可以有更好的用能体验。

3.3 灵敏性分析

3.3.1 LAES储液罐容量灵敏性分析

LAES储液罐的容量是LAES运行性能的重要因素。本节在场景4的基础上逐渐增加LAES储液罐的容量,分析其对LAES收益与系统总运行成本的影响,如图4所示。

由图4可知,LAES的收益随着LAES储液罐容量的提高而逐步上升,这是由于储液罐容量越大,LAES在负荷高峰时能向系统输送更多电能,从而获得更多的售电收益。当容量达到700 m³时LAES收

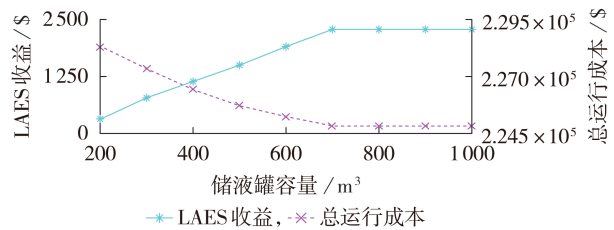


图4 LAES储液罐容量对LAES收益、系统总运行成本的影响

Fig.4 Effect of LAES reservoir capacity on LAES revenue and total operating cost of system

益不再增加,此时储液罐的容量已经足以满足LAES对负荷削峰填谷的功率时移量,继续提高储液罐容量对LAES收益已无较大影响。由于LAES的削峰填谷作用,综合能源系统总运行成本也随着储液罐容量的提高而减少,容量从200 m³增加到700 m³时,LAES收益提高了\$ 1973,但系统总运行成本下降了\$ 3510,其原因是LAES在负荷高峰时代替了燃煤机组的部分出力,降低了发电成本的同时也减少了系统的碳排放量。

3.3.2 价格参数灵敏度

本节将研究传统燃煤机组发电成本系数、天然气价格、碳交易价格、碳捕集机组发电成本系数以及分时电价对综合能源系统总运行成本的影响,分析各类参数对系统总运行成本影响的大小,从而找出关键影响因素,为制定相关的价格机制提供一定的参考。本文定义参数变化率为价格参数的变化量占原始参数的百分比,0%为原始参数,正的参数变化量为参数的增加量,负的参数变化量为参数的减少量,仿真结果如图5所示。

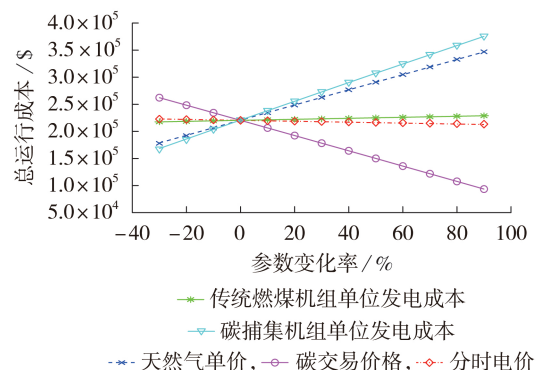


图5 系统参数变化率与总运行成本的关系
Fig.5 Relationship between parameter variation rates and total operating cost of system

由图5可知,碳捕集电厂发电成本系数对系统的总运行成本影响程度最大,这是由于在本文的算例中碳捕集电厂承担的负荷要大于燃气机组和传统燃煤机组。碳交易价格的变化可以给系统带来较大收益,因为含有CO₂溶液存储器的碳捕集电厂捕集

到较多CO₂,使得系统的碳排放量低于系统碳排放分配额,带来较大收益。传统燃煤机组单位发电成本和分时电价的变化对系统总运行成本并无太大影响,这是因为燃煤机组所承担的负荷较少,且LAES产生的收益变化程度小于\$10⁴,相对于系统总运行成本而言占比较小。

4 结论

本文提出了考虑碳捕集电厂、P2G、LNG气化站、包含Brayton循环发电的LAES的IEGS灵活经济调度策略,并验证了系统的经济性和低碳性,得到如下结论。

1)考虑碳捕集电厂、P2G、LNG气化站以及含Brayton循环的LAES相较于仅有碳捕集电厂的模型,总运行成本减少了\$1.218×10⁵,弃风量减少了94.6%,即所构建的综合能源系统对风电具有良好的消纳能力。

2)考虑Brayton循环后的LAES不仅利用了LNG气化时释放的冷能,且相比于传统LAES的运行收益增加了\$5877,具有更好的经济性,碳排放收益相比于仅考虑碳捕集电厂的IEGS有所增加,具有更好的低碳性;且由于Brayton循环独立于LAES,调度更为灵活,削峰填谷效果更为明显。

3)适当提高LAES储液罐容量有助于提高系统的低碳性以及经济性,当容量增加到一定值时,提高容量对系统的经济性无较大影响。

4)本文分析了传统燃煤机组发电成本系数、天然气价格、碳交易价格、碳捕集机组发电成本系数以及分时电价对系统总运行成本的影响,结果表明制定合适的价格机制有助于提高系统的经济性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 毛涛. 碳达峰与碳中和背景下工业低碳发展制度研究[J]. 广西社会科学, 2021(9): 20-29.
MAO Tao. Research on industrial low-carbon development system under the background of carbon peak and carbon neutralization[J]. Social Sciences in Guangxi, 2021(9): 20-29.
- [2] 陈胜, 卫志农, 顾伟, 等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革: 多能流协同技术[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 3-12.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [3] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(16): 4601-4609.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4601-4609.
- [4] CHEN J J, QI B X, RONG Z K, et al. Multi-energy coordinated microgrid scheduling with integrated demand response for flexibility improvement[J]. Energy, 2021, 217: 119387.
- [5] 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/OL]. 电力自动化设备. [2022-05-09]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202208008>.
- [6] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 9-16.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Carbon trading based low-carbon economic for integrated electricity and natural gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16.
- [7] 唐巍, 张瑜, 宣东海, 等. 计及阶梯式碳交易机制的低碳型园区经济运行调度策略[J]. 供用电, 2021, 38(9): 10-18.
TANG Wei, ZHANG Yu, XUAN Donghai, et al. Low-carbon park economic operation scheduling strategy taking into account the tiered carbon trading mechanism[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(9): 10-18.
- [8] 崔杨, 邓贵波, 赵钰婷, 等. 考虑源荷低碳特性互补的含风电电力系统经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4799-4815.
CUI Yang, DENG Guibo, ZHAO Yuting, et al. Economic dispatch of power system with wind power considering the complementarity of low-carbon characteristics of source side and load side[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4799-4815.
- [9] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 447-461.
CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system with carbon capture equipment considering price-based demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 447-461.
- [10] KANBUR B B, XIANG L M, DUBEY S, et al. Cold utilization systems of LNG: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 79: 1171-1188.
- [11] 康丽虹, 贾燕冰, 田丰, 等. 含LNG冷能利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2022, 48(2): 1-12.
KANG Lihong, JIA Yanbing, TIAN Feng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system containing LNG cold energy utilization[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 1-12.
- [12] GEORGIU S, SHAH N, MARKIDES C N. A thermo-economic analysis and comparison of pumped-thermal and liquid-air electricity storage systems[J]. Applied Energy, 2018, 226: 1119-1133.
- [13] ZHANG T T, SHE X H, DING Y L. A power plant for integrated waste energy recovery from liquid air energy storage and liquefied natural gas[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2021, 34(6): 242-257.
- [14] SHE X H, ZHANG T T, CONG L, et al. Flexible integration of liquid air energy storage with liquefied natural gas regasification for power generation enhancement[J]. Applied Energy, 2019, 251: 113355.
- [15] 阿热帕提·艾尼瓦尔, 陈洁, 廖跃洪, 等. 含深冷液化空气储能的综合能源系统低碳经济调度[J]. 热力发电, 2022, 51(1): 1-11.
ARAFAT Anwar, CHEN Jie, LIAO Yuehong, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with LAES[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 1-11.

- [16] PENG X D, SHE X H, CONG L, et al. Thermodynamic study on the effect of cold and heat recovery on performance of liquid air energy storage[J]. Applied Energy, 2018, 221: 86-99.
- [17] LEE I, YOU F Q. Systems design and analysis of liquid air energy storage from liquefied natural gas cold energy[J]. Applied Energy, 2019, 242: 168-180.
- [18] 张栋钧. 50兆瓦/600兆瓦小时首台首套液化空气储能示范项目即将开建[EB/OL]. [2022-05-09]. http://www.cpn.com.cn/news/kj/202204/t20220422_1505934_wap.html.
- [19] 程民贵. 中国液化天然气接收站发展趋势思考[J]. 国际石油经济, 2022, 30(5): 60-65.
CHENG Mingui. Thoughts on the development trend of LNG terminals in China[J]. International Oil Economy, 2022, 30(5): 60-65.
- [20] 杨锐, 闫凯. 300 kW 超临界二氧化碳布雷顿循环发电系统成

功发电[EB/OL]. [2022-05-09]. https://www.sohu.com/a/515639962_120093798.

作者简介:



朱振山

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与控制(E-mail: zhenshan198@126.com);

盛明鼎(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统低碳优化运行(E-mail: 1342622922@qq.com);

陈哲盛(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为深度强化学习、综合能源系统优化运行(E-mail: 1214927846@qq.com)。

(编辑 李玮)

Low-carbon economic dispatching of integrated energy system considering liquid air energy storage and integrated demand response

ZHU Zhenshan^{1,2}, SHENG Mingding¹, CHEN Zhesheng¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350108, China)

Abstract: Increasing the consumption of clean energy such as wind power and photovoltaic at the supply side, and reducing the carbon emission of traditional thermal power units are important means to realize the transformation of energy structure as well as carbon peaking and carbon neutralization. As for the low-carbon operation of energy system, a low-carbon economic dispatching strategy of the integrated energy system that includes reservoir-type carbon capture power plant, power-to-gas, LNG (Liquefied Natural Gas) vaporizing station, and liquid air energy storage using cold energy of LNG is proposed. And combined with the demand-side response strategy, the joint dispatching from both supply and demand sides is adopted to achieve the economy and low carbon of integrated energy system. Finally, the improved IEEE 30-bus power system and 6-node natural gas system is taken as an example to verify that the proposed low-carbon economic dispatching strategy can improve the consumption of wind power, reduce the carbon emission of system, enhance the performance of peak shaving, and reduce the total operation cost of system effectively.

Key words: carbon capture power plant; integrated demand response; liquefied natural gas; Brayton cycle; liquid air storage system

附录 A

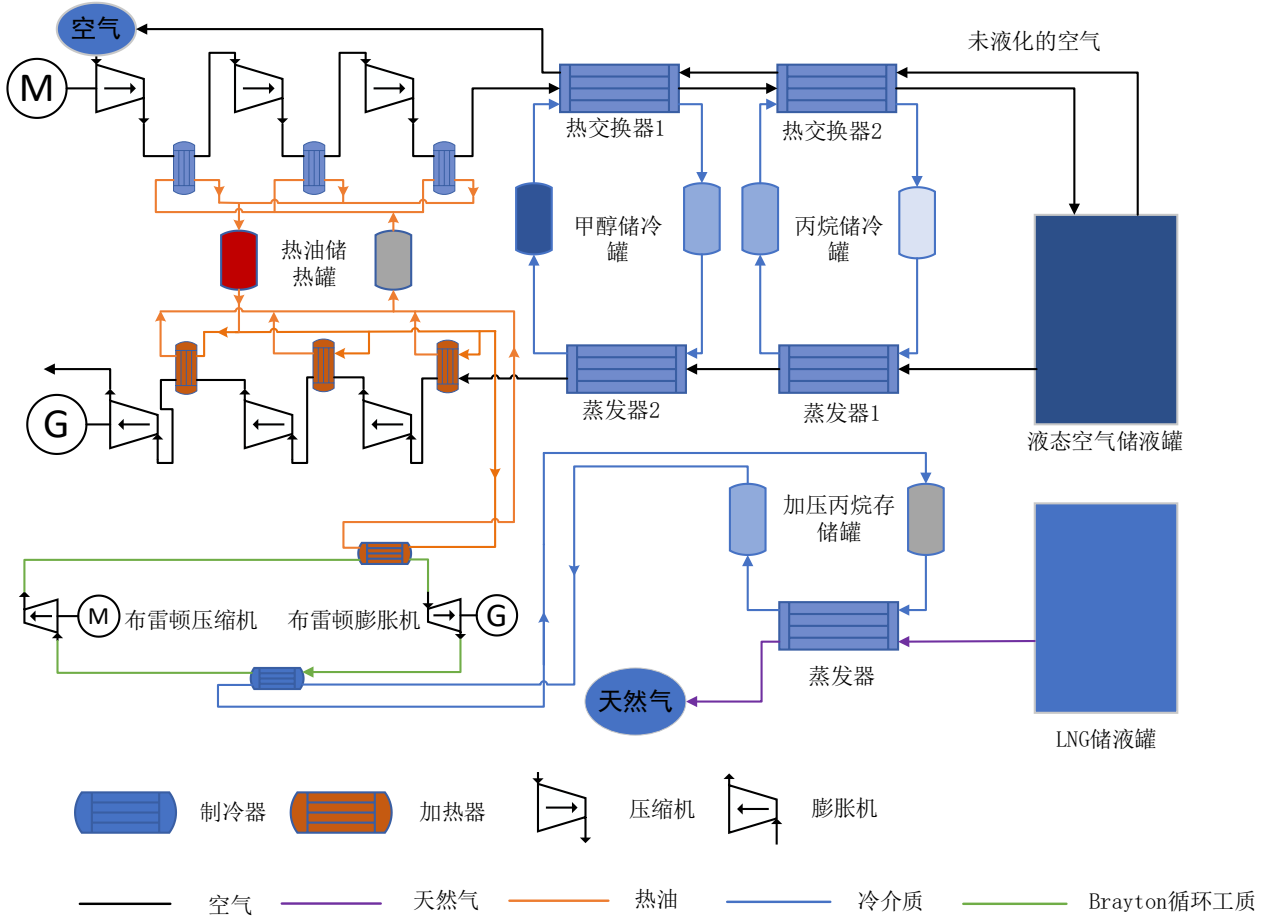


图 A1 LAES-Brayton-LNG 系统图

Fig.A1 LAES-Brayton-LNG system diagram

IEGS 相关约束。

1) 功率平衡约束。

$$P_{D,n,t} = \sum_{i \in \Omega_{G,n}} P_{H,i,t} - \Delta P_{Se,n,t} + P_{w,t} + \sum_{(m,n) \in \Omega_{eb,n}} P_{mn,t} + P_{LAESd,n,t} - P_{LAESc,n,t} \quad (A1)$$

$$P_{w,t} = P_{w,t}^{\text{pre}} - P_{q,t} - P_{P2G,t} \quad (A2)$$

$$\Delta P_{Se,n,t} = \chi_{n,t}^C - \chi_{n,t}^P + P_{n,t}^A \quad (A3)$$

式中： $P_{D,n,t}$ 为节点 n 在 t 时段的电负荷； $\Omega_{G,n}$ 为与节点 n 相连的所有火电机组集合，包括燃煤机组、碳捕集电厂、燃气机组； $\Omega_{eb,n}$ 为与节点 n 相关联的所有支路集合； $\Delta P_{Se,n,t}$ 为节点 n 在 t 时段的电负荷需求响应量； $P_{mn,t}$ 为从节点 m 注入节点 n 的支路在 t 时段的潮流，取注入节点 n 为正； $P_{q,t}$ 为风电场在 t 时段的弃风量。式（A1）为节点功率平衡约束，式（A2）为风电场输出功率约束，式（A3）为电负荷需求响应量表表达式。

2) 风电出力约束。

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{pre}} \quad (A4)$$

3) 火电机组出力约束。

$$P_{H,i,\min} \leq P_{H,i,t} \leq P_{H,i,\max} \quad (A5)$$

式中： $P_{H,i,\max}$ 、 $P_{H,i,\min}$ 为火电机组 i 的出力上下限。

4) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{H,i,t} - P_{H,i,t-1} = R_i^u \\ P_{H,i,t-1} - P_{H,i,t} = R_i^d \end{cases} \quad (A6)$$

式中：\$R_i^u\$、\$R_i^d\$ 分别为火电机组 \$i\$ 的上、下坡速率。

5) 天然气节点流量平衡约束。

$$Q_{S,p,t} + \sum_{(p,q) \in \Omega_{gb,p}} Q_{pq,t} + Q_{P2G,p,t} - Q_{GT,p,t} + \Delta Q_{Sg,p,t} = L_{p,t} \quad (A7)$$

$$\Delta Q_{Sg,p,t} = -Q_{p,t}^A \quad (A8)$$

式中：\$Q_{S,p,t}\$ 为气网中与节点 \$p\$ 所连的气源在 \$t\$ 时段的出气量；\$\Omega_{gb,p}\$ 为与节点 \$p\$ 所关联的管道支路集合；\$Q_{pq,t}\$ 为从节点 \$q\$ 注入节点 \$p\$ 的管道在 \$t\$ 时段的气流量，取注入为正，流出为负；\$Q_{P2G,p,t}\$ 为与节点 \$p\$ 相连的 P2G 在 \$t\$ 时段制取的天然气量；\$Q_{GT,p,t}\$ 为与节点 \$p\$ 相连的燃气轮机在 \$t\$ 时段消耗的天然气量；\$\Delta Q_{Sg,p,t}\$ 为节点 \$p\$ 的气负荷需求响应量；\$L_{p,t}\$ 为节点 \$p\$ 在 \$t\$ 时段的气负荷需求量。

6) 气源供气量上下限约束。

$$Q_{S,p,t}^{\min} \leq Q_{S,p,t} \leq Q_{S,p,t}^{\max} \quad (A9)$$

式中：\$Q_{S,p,t}^{\max}\$、\$Q_{S,p,t}^{\min}\$ 为气源供气的上下限。

7) 节点压力上下限与支路气流量上下限。

$$\begin{cases} Q_{pq,t} = \text{sgn}(\pi_{p,t}, \pi_{q,t}) C_{pq} \sqrt{|\pi_{p,t}^2 - \pi_{q,t}^2|} \\ Q_{pq,t,\min} \leq Q_{pq,t} \leq Q_{pq,t,\max} \\ \pi_{p,\min} \leq \pi_{p,t} \leq \pi_{p,\max} \end{cases} \quad (A10)$$

式中：\$\pi_{p,t}\$、\$\pi_{q,t}\$ 为管道 \$pq\$ 的节点 \$p\$ 与节点 \$q\$ 在 \$t\$ 时段的压力；\$\text{sgn}\$ 为符号函数，当 \$\pi_{p,t} > \pi_{q,t}\$ 时其值为 1，否则为 -1；\$C_{pq}\$ 为与管道 \$pq\$ 摩擦力、温度和平均压缩因子相关的综合参数；\$\pi_{p,\max}\$、\$\pi_{p,\min}\$ 分别为节点压力的上、下限值。

8) P2G 与燃气轮机约束。

$$Q_{P2G,p,t} = \eta_{P2G} P_{P2G,p,t} \Delta t / H_g \quad (A11)$$

$$Q_{GT,p,t} = (a_i P_{GT,p,t}^2 + b_i P_{GT,p,t} + c_i) \Delta t \quad (A12)$$

$$0 \leq P_{P2G,p,t} \leq P_{P2G,p,t}^{\max} \quad (A13)$$

式中：\$P_{P2G,p,t}^{\max}\$ 为 P2G 出力上限；\$P_{GT,p,t}\$ 为与气网节点 \$p\$ 相连的燃气轮机输出功率；\$\eta_{P2G}\$、\$H_g\$ 分别为 P2G 的转换效率和天然气热值，天然气热值取 39 MJ/m³。式 (A11) 为 P2G 制气约束，式 (A12) 为燃气轮机耗气约束，式 (A13) 为 P2G 的出力上下限约束。

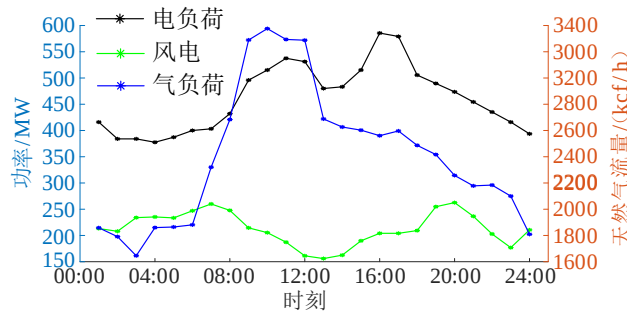


图 A2 负荷与风电预测数据

Fig.A2 Forecasted data of load and wind power

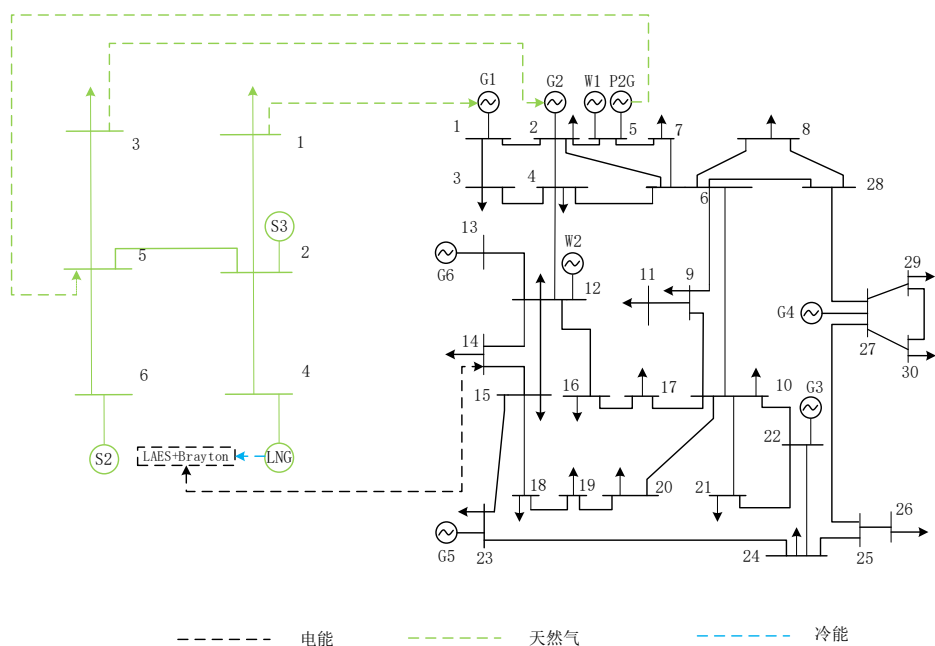


图 A3 IEGS 30-6 系统结构图

Fig.A3 IEGS 30-6 system structure diagram

表 A1 机组参数

Table A1 Generator unit parameters

机组编号	发电机组 类型	最大出力/MW	最小出力/MW	耗能系数 a,b,c	机组爬坡/ (MW/1 h)	碳排放强度/ [t (MW h) ⁻¹]
1	燃气机组	100	30	0,33.5,177	50	0.4
2	燃气机组	80	10	0,42.6,130	40	0.4
3	碳捕集机组	330	190	0.0625,25,75	50	1.2
4	燃煤机组	55	5	0.025,30,60	20	1.2
5	燃煤机组	30	5	0.035,23,65	20	1.2
6	燃气机组	50	5	0,37.7,137.4	20	0.4

表 A2 分时电价数据

Table A2 Time of use data

时段	01:00—08:00	09:00	10:00—14:00	15:00—16:00	17:00—19:00	20:00—24:00
划分	低谷	平段	高峰	平段	高峰	平段
电价/[\$ (MW h) ⁻¹]	64.62	135.38	207.69	64.62	207.69	135.38

表 A3 其他参数

Table A3 Scheduling results in different scenarios

参数	数值	参数	数值
碳交易价格/(\$ t ⁻¹)	42	P2G 运行成本系数/(\$ MW ⁻¹)	20
碳排放额/(t MW ⁻¹)	0.789	气源购气价格/(\$ kcf ⁻¹)	1.8
弃风惩罚成本/(\$ MW ⁻¹)	100	电负荷可平移量/MW	2
电负荷可削减量/MW	10	电负荷可替代量/MW	5
P2G 容量/MW	15	LNG 储液罐体积/m ³	500

注：1 kcf=28.317 m³。

表 A4 LNG 运行参数

Table A4 LNG operating parameters

LNG 运行参数	数值
从 LNG 接收站购气单价/(\$ kcf ⁻¹)	1.68
LNG 槽车运输（气态）单价/(\$ kcf ⁻¹)	0.1
气化站（气态）加价/(\$ kcf ⁻¹)	0.27
日气化量为 0~900 kcf	0.16
日气化量为 900~1800 kcf	

表 A5 LAES 相关参数

Table A5 LAES related parameters

参数	数值	参数	数值
LAES 压缩机级数	3	LAES 膨胀机级数	3
LAES 压缩比	5	LAES 膨胀比	5
Brayton 循环压缩比	6	Brayton 循环膨胀比	6
压缩机等熵效率	0.85	膨胀机等熵效率	0.87
压缩机机械效率	0.9	膨胀机机械效率	0.9
LAES 压缩机功率范围/MW	0~2	LAES 膨胀机功率范围/MW	0~2
空气储液罐体积/m ³	500	Brayton 循环输出功率范围/MW	0~2
压缩机入口温度/K	第一级 293 第二级 305 第三级 305	膨胀机入口温度/K	第一级 462.2 第二级 462.2 第三级 462.2

表 A6 碳捕集电厂运行参数

Table A6 Operating parameters of carbon capture power plant

参数	数值	参数	数值
碳捕集电厂项目贴现率/%	8	溶液存储器折旧年限/a	5
碳捕集设备总成本/万\$	23594.2	乙醇胺溶剂成本系数/(\$ kg ⁻¹)	1.17
碳捕集设备折旧年限/a	15	溶剂运行损耗系数/(kg t ⁻¹)	1.5
溶液存储器单位价格/(\$ m ⁻³)	100	碳捕集效率	0.9
溶液存储器体积/m ³	60000×2	再生塔解析量/(mol mol ⁻¹)	61.08
乙醇胺摩尔质量/(g mol ⁻¹)	61.08	CO ₂ 摩尔质量/(g mol ⁻¹)	44
醇胺溶液浓度/%	30	醇胺溶液密度/(g ml ⁻¹)	1.01
富液存储器初始体积/m ³	30000	贫液存储器初始体积/m ³	30000

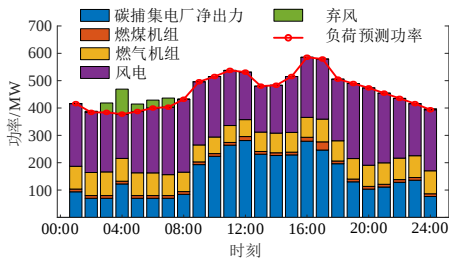


图 A4 场景 1 下各类机组出力情况

Fig.A4 Output of various units under Scenario 1

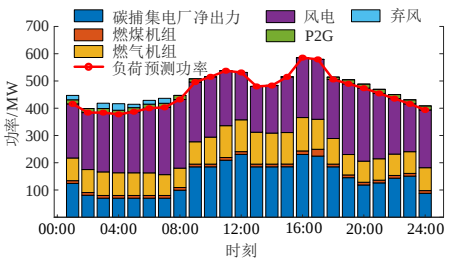


图 A5 场景 2 下各类机组出力情况

Fig.A5 Output of various units under Scenario 2

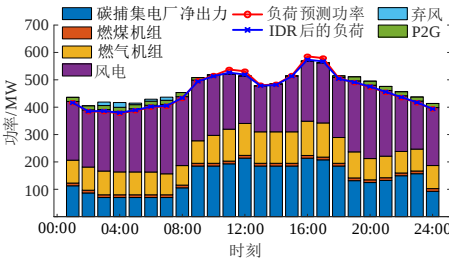


图 A6 场景 3 下各类机组出力情况

Fig.A6 Output of various units under Scenario 3

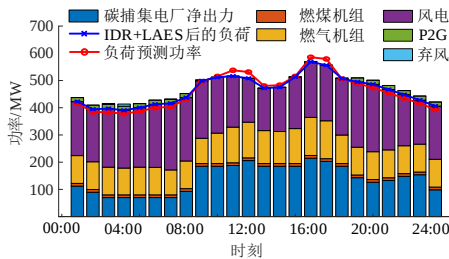


图 A7 场景 4 下各类机组出力情况

Fig.A7 Output of various units under Scenario 4

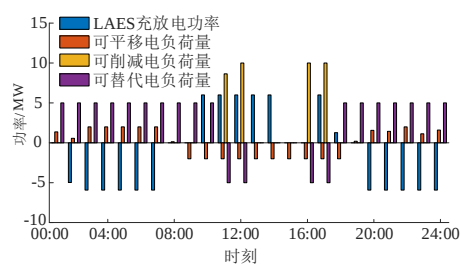


图 A8 场景 4 下综合需求响应和 LAES 出力情况

Fig.A8 Integrated demand response and LAES output under Scenario 4