

考虑 REGS 和可调热电比的综合能源系统优化调度

张业伟, 文中, 王灿, 倪志, 杨生鹏

(三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 在“双碳”目标背景下, 针对热电联产机组“以热定电”模式导致的弃风问题, 文章提出了一种考虑再生增强型地热系统 (Regenerative Enhanced Geothermal System, REGS) 和可调热电比的综合能源系统 (Integrated Energy System, IES) 优化调度模型。首先, 构建干热岩提取循环等模型, 分析了能量分配系数对于 REGS 作为源端的热电可调节机理; 其次, 研究了 REGS 配合光热电站和热电联产机组耦合运行机制, 分析了耦合运行改善热电比的机理, 并引入广义机组热电比控制模型; 再次, 以购能成本、运行成本、运维成本、弃风成本及碳税成本之和最小构建目标函数进行优化求解; 最后, 利用西北某地区实际数据进行算例分析, 验证了所提模型能够提高系统经济性和风电消纳率, 减少碳排放。

关键词: 热电联产机组; REGS; 光热电站; 广义机组热电比; 风电消纳; 碳排放

中图分类号: TK51; TK81; TM72 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)02-0241-11

0 引言

在应对“双碳”目标的背景下, 我国明确了能源和电力发展的目标, 旨在优化可再生能源的利用效率, 并建设清洁能源为主导的现代能源体系^[1-3]。在这一背景下, 新能源的充分利用已成为能源系统未来发展的关键竞争力之一^[4,5]。其中, 光伏、风电受气象条件影响较大, 导致其产业进一步发展严重受限。相对于太阳能和风能而言, 地热能 (Geothermal Power, GP) 作为一种可预测和转换率较高的清洁能源, 具有稳定性好、利用系数高等优势^[6]。因此, 部分学者将目光投向地热能开发与利用。现有研究表明, 再生增强型地热系统 (REGS) 具有清洁性高、运行稳定和电、热、储于一体等优点, 已成为世界各国重点研究的新型清洁能源^[7]。

目前, 关于地热能的研究大多集中在高品质干热岩 (Hot Dry Rock, HDR) 的效率提升以及建模方面^[8]。文献[9]通过对实际的 HDR 场景建模, 构建了 HDR 的发电系统模型。文献[10]针对 HDR 分别利用有机朗肯循环 (Organic Rankine Cycle, ORC) 和卡琳娜循环 (Kalina Cycle, KC) 建立实际发电系统模型, 对比研究上述两种模型在地热发电方面性能。文献[11]研究了计算 HDR 系统模型的成本, 结果表明, 该模型的经济性已成为 HDR 系统商业化的主

要瓶颈。因此, 须迫切换个角度审视 HDR 利用问题。文献[12]以孤岛环境为背景, 将地热发电系统作为综合能源系统 (IES) 的源端, 研究了可再生能源系统的优化调度问题。文献[13]进一步研究了增强型地热系统 (EGS) 与余热供热、吸收式制冷机装置联合运行的方案。文献[14]构建了地热能与光伏混合发电系统, 实现了光伏与地热能耦合利用。文献[15]研究了含有风能、太阳能与 EGS 联合运行的微网能源架构, 结果表明, EGS 在灵活参与微网热电优化方面有一定的优势。上述文献大多注重于 EGS 的效率提升、建模方面的研究, 以及在综合能源系统中联合运行的初步应用, 较少考虑综合能源系统内 EGS 对风电消纳及碳减排的影响。

热电联产 (Combined Heating and Power, CHP) 作为高效清洁的能源利用方式, 在不同季节能源供应差别很大的区域, 以 CHP 机组为运行核心的 IES 中, 其恒定热电比的运行方式使得系统调节能力较差^[16]。目前主要采取两种办法应对 CHP 机组“以热定电”的策略: 一是通过改变热电机组蒸汽流程, 引入补燃装置实现热电解耦^[17]; 二是外加设备, 通过改善热源结构实现 CHP 机组热电解耦^[18]。文献[19]研究表明, 配有储热装置的光热电站 (Concentrating Solar Power, CSP) 具有热电时移和热电转换的能力, 可以缓解 CHP 机组“以热定

收稿日期: 2023-07-31。

基金项目: 国家自然科学基金项目(52107108)。

通信作者: 文中(1968-), 男, 硕士, 副教授, 研究方向为输电线路工程技术、电力系统运行与控制。E-mail: 812322399@qq.com

电”的局限性。上述方法可以对 CHP 中过多的低温余热进行有效利用,但其热电可调输出范围较小。含有 REGS 配合 CSP 电站和 CHP 机组改善热电比的模型调节范围广,电热输出更加灵活。此外,关于 CHP 热电比的研究,学者们大多聚焦于提升新能源消纳率,较少考虑热电解耦带来的碳减排效益。

本文在现有研究基础上,提出了一种考虑 REGS 和可调热电比的综合能源系统优化调度模型。首先,构建干热岩提取循环等模型,分析了能量分配系数对于 REGS 作为源端的热电可调节机理;其次,研究了 REGS 配合光热电站和热电联产机组的耦合运行机制,分析了耦合运行改善热电比的机理,并引入广义机组热电比控制模型;再次,以购能成本、运行成本、运维成本、弃风成本及碳税成本之和最小构建目标函数进行优化求解;最后,利用西北某地区实际数据进行算例分析,验证所提模型能够提高系统经济性和风电消纳率,减少碳排放。

1 综合能源系统模型构建

IES 包含能源的生产、转换、储存和使用,IES 的结构见图 1。其中:能源生产系统包括风力发电(Wind Power, WP)、REGS 系统、上级电网、上级热网、上级气网;能源转换设备包括电转气(Power to Gas, P2G)设备、光热-热电(CSP-CHP)联合电站及电加热器(Electric Heater, EH);能源存储系统包括 REGS 储热部分、CHP 机组余热回收装置、光热电站热储能(Thermal Energy Storage, TES)装置、电储能装置(Energy Storage, ES)、储气(Gas Storage, GS)罐。系统用户侧包括电负荷、热负荷及气负荷。当能源供应不足时,可从上级市场购买满足需求。

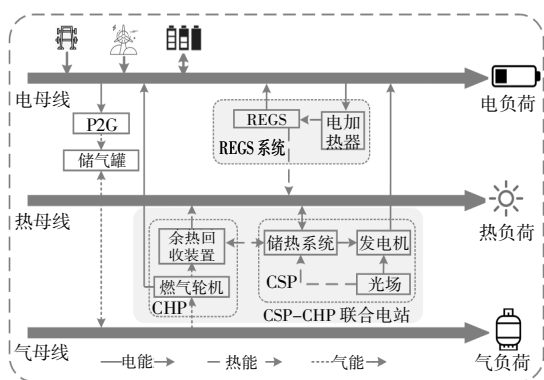


图 1 IES 结构图
Fig.1 IES structure diagram

1.1 REGS 工作原理

REGS 具有电能、热能的生产 and 储能两种工作模式,两种工作模式的工作原理见图 2。模式 I 为产能模式,在系统没有多余的电力时,REGS 将作为普通的地热电站汲取热量用于产生电和热,供给需求;模式 II 为储能模式,当系统需要储能时,多余的电力用来加热换热介质,通过电转热,换热介质被加热后再次注入天然热储层以实现热能的循环利用^[7]。

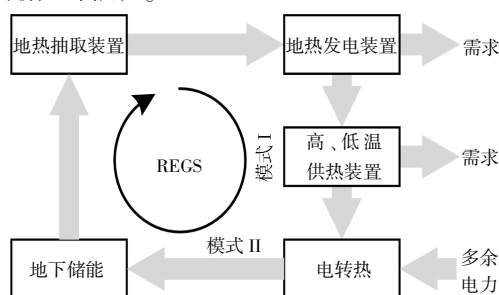


图 2 REGS 工作原理图
Fig.2 REGS working principle diagram

REGS 工作流程见图 3。在产能模式下,地热抽取装置抽取到的热介质的热能利用可分为两个阶段:第一阶段,通过高温蒸汽发电使热介质温度从 160 °C 降至 100 °C,部分热介质通过分流阀供给地热发电装置;第二阶段,变为液态的热介质继续提供热能,温度降至约 55 °C 后,将其注入天然热藏实现循环利用。在储能模式下,REGS 用于存储过剩电力,对工作介质进行电加热或加压后将其注入地下储存。

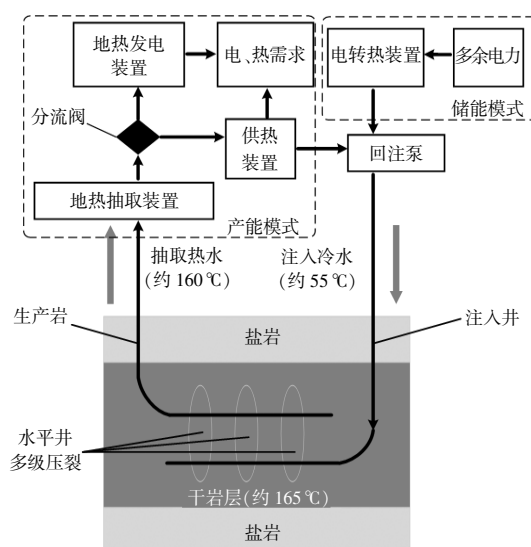


图 3 REGS 工作流程图
Fig.3 REGS workflow diagram

1.2 REGS 系统模型

集热电和储能于一体的 REGS 模型包括干热岩提取循环模型、产电模型、产热模型及储能模型。

1.2.1 REGS 产电模型

①干热岩提取循环模型

干热岩提取循环模型是地热发电产能模型的主要部分,主要由分流阀和回注泵构成。分流阀的作用是灵活合理分配热量在发电装置和供热装置中的比例,分流阀的数学模型^[15]为

$$\begin{cases} f_E' = \alpha' f_{\text{HDR}}, 0 \leq \alpha' \leq 1 \\ f_H' = \beta' f_{\text{HDR}}, \alpha' + \beta' = 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: α' 和 β' 分别为用于发电装置的地热能量分配系数和用于供热装置的地热能量分配系数; f_{HDR} 为热提取循环地热工质质量流量; f_E' 和 f_H' 分别为用于供热装置系统的质量流量和用于地热发电装置系统的质量流量^[15]。

②产电模型

当从地热层获得的工质温度、压力和质量流量一定时,假设地热发电系统额定工作点始终维持在最大发电效率,地热发电装置模型可表示为

$$P_{\text{HDR}}' = \eta_E' f_E' c_p^{\text{HDR}} (T_{\text{HDR}}' - T_E') \quad (2)$$

$$P_{\text{HDR}}' = \alpha' f_{\text{HDR}} \eta_E' c_p^{\text{HDR}} (T_{\text{HDR}}' - T_E') \quad (3)$$

式中: P_{HDR}' 为 t 时刻地热发电系统输出的电功率; η_E' 为热电转换效率; c_p^{HDR} 为干热岩流体的比热容; T_E' 为发电之后地热工质的余热温度,余热温度变化缓慢,可认为是常数; T_{HDR} 为地热工质的温度,温度很高且变化缓慢,可认为是常数^[15],所以式(2)可表示为式(3)。

③产热模型

产热装置由换热器和储热子系统组成,以水为工质,为热负荷供热^[15],换热器模型为

$$\begin{cases} Q_{\text{IN}}' = f_{\text{HDR}} c_p^{\text{HDR}} (T_{\text{HEHS}}' - T_{\text{BP}}') \\ Q_{\text{out}}' = m_{\text{out}}' c_p^{\text{out}} (T_H' - T_c) \\ Q_{\text{out}}' = \xi_{\text{HE}} Q_{\text{IN}}' \end{cases} \quad (4)$$

式中: Q_{IN}' 和 Q_{out}' 分别为换热器从分流阀获得的供热量和换热器提供给热负荷的热量; T_{HEHS}' 为供热系统换热源的热源温度; T_{BP}' 为回注泵回注工质的

温度; m_{out}' 为供热工质质量流量; c_p^{out} 为供热工质的比热容; T_H' 、 T_c' 分别为供热温度和冷凝水温度; ξ_{HE} 为换热器效率。

1.2.2 REGS 储能模型

储能装置将多余电能转化为热能以及将系统循环的热量储存在地热系统中^[15],负荷处于高峰时,满足负荷的需要;当负荷处于低谷时,热能储存在地热系统中。储能系统模型为

$$\begin{cases} S_H^{t+1} = (1 - \rho_H) S_H^t + (\lambda_{\text{HC}} Q_{\text{HS}}^t - \lambda_{\text{EX}} Q_{\text{EX}}^t + \lambda_{\text{EH}} P_{\text{EH}}^t) \\ \lambda_{\text{HC}} + \lambda_{\text{EX}} \leq 1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: ρ_H 为散热系数; S_H^t 为 t 时刻储热量; Q_{HS}^t 、 Q_{EX}^t 和 P_{EH}^t 分别为蓄热、放热和电转热设备中电加热功率; λ_{HC} 和 λ_{EX} 为0-1二元变量,保证蓄热和放热过程不能同时存在; λ_{EH} 为电转热系数。

1.3 CSP-CHP 联合电站模型

图4为CSP-CHP联合电站工作流程图。将储热装置和余热锅炉连结作为能量贯通的媒介,CSP-CHP联合电站将光场吸收的太阳能转化为热能,一部分热能通过传热流体传递给热循环系统,加热水蒸气,推动汽轮机旋转发电^[20];另一部分热能传递给储热装置,根据实际情况发电或发热,从而形成了CSP-CHP联合电站供能耦合平衡机制。

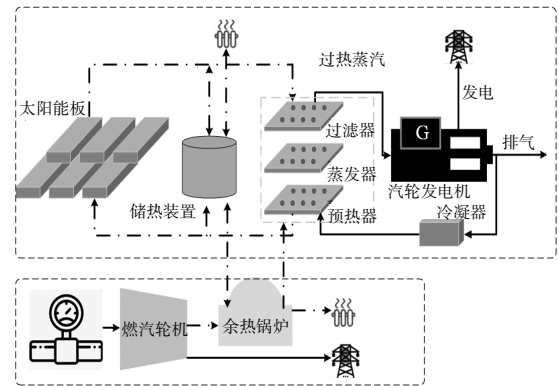


图4 CSP-CHP 机组工作流程

Fig.4 CSP-CHP unit workflow diagram

CSP-CHP 联合电站中 CHP 机组热能流向:

$$\eta_{\text{CHP}}^Q P_{\text{CHP}}^{i,t} = Q_{\text{CHP}}^{\text{dis}1,t} + Q_{\text{CHP}}^{\text{dis}2,t} + H_{\text{CHP}1,t} \quad (6)$$

式中: η_{CHP}^Q 为CHP机组以热定电的系数; $P_{\text{CHP}}^{i,t}$ 为第 i 个CHP机组在 t 时刻的出力; $H_{\text{CHP}1,t}$ 为CHP机组直接提供的热能^[20]; $Q_{\text{CHP}}^{\text{dis}1,t}$ 为余热锅炉储存的热

能; $Q_{\text{CHP}}^{\text{dis},t}$ 为 CHP 机组送入蒸汽轮机的部分能量。

CSP 电站集热、储热、发电模型参考文献[21]。

此外,为衡量 REGS 的碳减排效益,文中采用阶梯式碳税机制^[21,22]。

1.4 REGS 配合 CSP-CHP 联合电站改善热电比方法

CHP 机组的热电比是指 CHP 机组的实际输出热功率和电功率比值^[9],即:

$$K = \frac{H_{\text{CHP}}^i}{P_{\text{CHP}}^i} \quad (7)$$

式中: H_{CHP}^i 为 CHP 机组输出的热功率; P_{CHP}^i 为 CHP 机组输出的电功率。

引入 REGS 配合 CHP-CSP 联合电站协调运行后,冬季供热量比较大,REGS 供热系统大部分用于供热,利用 CSP 电站的热能“时移”特性缓解 CHP 机组的供热压力,同时 REGS 盈余的风电通过 P2G 装置进行电转气得以消纳。夏季对热量需求减弱,但由于电负荷较高,一方面利用 TES 从热网吸收热量,以增加 REGS 和 CHP 机组的发电量;另一方面,结合 CSP 机组的热-电转换特性,协助 REGS 和 CHP 机组维持电力平衡。

广义热电比能流图见图 5。图 5 中:CSP 电站供热量为 $H_{\text{TD2},t}$,储热量为 $H_{\text{TC2},t}$, $H_{\text{TD2},t}$ 和 $H_{\text{TC2},t}$ 构成 CSP 热量能流部分, P_{CSP}^i 构成 CSP 电量能流部分; REGS 产电中, $P_{\text{REGS},e}^i$ 供给电负荷, $P_{\text{REGS},EH}^i$ 供给 EH,进而将多余的电力存储,产热中的一部分供给热负荷 $H_{\text{OUT2},t}$,一部分热能 H_{TES}^i 存储在储热装置中;CHP 机组产电 $P_{\text{CHP1},t}^i$ 供给电负荷,产热 $H_{\text{CHP1},t}^i$ 供给热负荷。由此,定义一种广义 CHP 机组热电比,将 REGS,CSP,CHP 看作整体供应电、热负荷,以打破以热定电的运行限制。广义 CHP 机

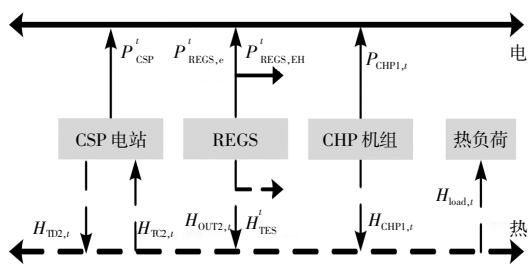


图 5 广义热电比能流图

Fig.5 Generalized thermolectric specific energy flow diagram

组热电比如下:

$$K_1 = \frac{H_{\text{load},t}}{\frac{H_{\text{load},t} - H_{\text{TD2},t} - H_{\text{OUT2},t} + H_{\text{TC2},t} + H_{\text{TES}}^i}{K} + P_{\text{REGS},e}^i + P_{\text{CSP}}^i - P_{\text{REGS},EH}^i} \quad (8)$$

式中: K_1 为 CHP 机组广义热电比; $H_{\text{load},t}$ 为 t 时段热负荷量。

广义机组热电比与传统机组热电比的热电可调范围见图 6。其中:区域 AB 为传统 CHP 机组热电调节可行域;区域 CDEFGH 为 CSP 电站配合 CHP 机组的热电调节可行域,其相对于区域 AB 调节范围明显加大;区域 CDIJKLMH 为文中所提热电比调节方法,其调节范围更灵活,且不受固定热电比以及热电比调节范围不大的影响。广义机组热力出力取决于 CSP 电站以及 REGS 与热网联络的热力,电力出力取决于 CSP 和 REGS 共同出力以及 EH 耗电功率。

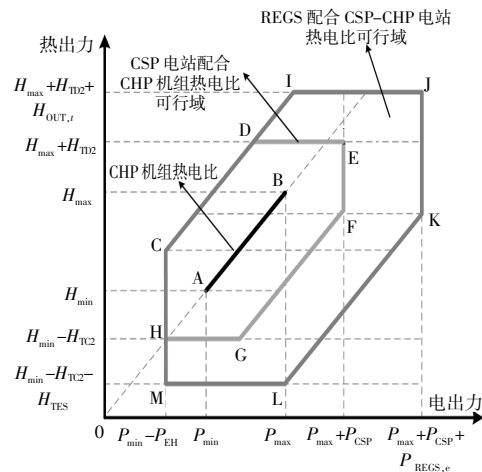


图 6 热电调节可行域对比

Fig.6 Comparison of thermolectric regulation feasible domain

2 含 REGS 的 IES 优化调度模型

2.1 目标函数

IES 优化模型考虑一天 24 h 的调度,以系统总运行成本最小为目标函数,成本包括购能成本(购电、气)、运行成本(燃煤机组、风电、REGS 系统)、设备运维成本、弃风成本、碳税成本。

$$F = \min(F_{\text{buy}} + F_{\text{OP}} + F_{\text{OM}} + F_{\text{X}} + F_{\text{CO}_2}) \quad (9)$$

式中: F_{buy} 为购能成本; F_{OP} 为运行成本; F_{OM} 为设备运维成本; F_{X} 为弃风成本; F_{CO_2} 为碳税成本。

①购能成本

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (\alpha_e P_{\text{buy},e}^t + \alpha_g P_{\text{buy},g}^t) \quad (10)$$

式中: α_e, α_g 分别为购电、购气价格; $P_{\text{buy},e}^t$ 为 t 时刻购电量; $P_{\text{buy},g}^t$ 为 t 时刻气源输出的天然气量。

②运行成本

$$F_{\text{TH}} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_n} [a_k (P_{k,t}^n)^2 + b_k P_{k,t}^n + c_k + S_k (1 - u_{k,t-1}^n) u_{k,t}^n] \quad (11)$$

式中: F_{TH} 为燃煤机组运行成本; a_k, b_k, c_k 为机组成本系数; $P_{k,t}^n$ 为机组在 t 时刻的出力; S_k 为机组启停成本; $u_{k,t}^n$ 为机组在 t 时刻的运行状态, 0 为停机, 1 为运行; T 为一个调度周期内的总时段数; N_n 为火电机组的数量。

$$F_{\text{wind}} = \sum_{t=1}^T (\alpha_{\text{wind}} P_{\text{wp}}^t) \quad (12)$$

式中: F_{wind} 为风电运行成本; α_{wind} 为风电单位运行成本; P_{wp}^t 为 t 时刻风电出力。

$$F_{\text{REGS}} = \sum_{t=1}^T (\theta_m Q_{\text{MA}}^t + \theta_e P_{\text{EA}}^t) + (\theta_{\text{HS}} P_{\text{HS}} + \theta_{\text{HSS}} E_{\text{HS}}) \frac{r(1+r)^{T_N}}{(1+r)^{T_N} - 1} \quad (13)$$

式中: F_{REGS} 为 REGS 运行成本; θ_m, θ_e 分别为供热系统、发电系统损失惩罚系数; $\theta_{\text{HS}}, \theta_{\text{HSS}}$ 分别为储热装置单位运行成本和单位容量等效日投资成本; $P_{\text{HS}}, E_{\text{HS}}$ 分别为储热装置额定功率和容量; r 为投资折现率; T_N 为储热装置额定使用年限; Q_{MA}^t 为 t 时段内平均温度损失热功率; P_{EA}^t 为 t 时段发电系统损失功率^[15]; 式中第二项为储热装置投资运行成本。

③设备运维成本

$$F_{\text{OM}} = \sum_{t=1}^T [c_{\text{wp}} P_{\text{wp}}^t + c_{\text{REGS},e} P_{\text{REGS},e}^t + c_{\text{REGS},h} P_{\text{REGS},h}^t + c_{\text{CHP}} (P_{\text{CHP},e}^t + P_{\text{CHP},h}^t) + c_{\text{CSP},h} (P_{\text{CSP},h}^t + P_{\text{CSP},fr}^t) + c_{\text{CSP},e} P_{\text{CSP},e}^t] \quad (14)$$

式中: $c_{\text{wp}}, c_{\text{REGS},e}, c_{\text{REGS},h}, c_{\text{CHP}}, c_{\text{CSP},h}, c_{\text{CSP},e}$ 分别为各个设备的单位运维成本; P_{wp}^t 为 t 时刻风电输出功率;

$P_{\text{REGS},e}^t, P_{\text{REGS},h}^t$ 分别为 t 时刻 REGS 输出的电功率和热功率; $P_{\text{CHP},e}^t, P_{\text{CHP},h}^t$ 分别为 t 时刻 CHP 机组输出的电功率和热功率; $P_{\text{CSP},e}^t, P_{\text{CSP},h}^t, P_{\text{CSP},fr}^t$ 分别为 t 时刻 CSP 电站输出的电、储热和放热功率。

④弃风成本、碳税成本

弃风成本、碳税成本见文献[21]。

2.2 约束条件

2.2.1 等式平衡约束

①电功率平衡约束

考虑到风电具有较大的随机性和波动性, 为减轻主网压力, 文中不考虑 IES 向上级电网售电。电功率平衡方程如下:

$$P_{e,\text{buy}}^t + P_{\text{wp}}^t + P_{\text{HDR}}^t + P_{\text{CSP}}^t + P_{\text{CHP}}^t + \frac{P_{\text{ES},\text{dis}}^t}{\eta_{\text{ES},\text{dis}}} = P_{\text{ES},\text{ch}}^t \eta_{\text{ES},\text{ch}} + P_{\text{EH}}^t + P_{\text{p2g}}^{i,t} + P_{\text{load}}^t \quad (15)$$

式中: P_{load}^t 为 t 时刻电负荷量; $P_{\text{p2g}}^{i,t}$ 为 P2G 装置消耗的电功率; $P_{e,\text{buy}}^t$ 为向上级电网购买的电力; $P_{\text{ES},\text{dis}}^t, P_{\text{ES},\text{ch}}^t$ 分别为 t 时刻蓄电池放电功率和充电功率。

②供热平衡约束

$$Q_{\text{HDR}}^t + H_{\text{CHP}}^t + Q_{\text{ht}}^t = H_{\text{load}}^t \quad (16)$$

式中: Q_{ht}^t 为储能装置流向热网的热功率; H_{load}^t 为 t 时刻热负荷量。

③天然气网络约束

为了减轻主网压力, 不考虑 IES 向上级售气。

$$G_{g,\text{buy}}^t + G_{\text{p2g}}^{i,t} = G_{\text{CHP}}^t + G_{\text{load}}^t \quad (17)$$

式中: $G_{g,\text{buy}}^t$ 为向上级气网购买的天然气量; G_{load}^t 为 t 时段气负荷量。

2.2.2 不等式平衡约束

①风电出力约束

$$0 \leq P_{\text{wp}}^t \leq P_{\text{wp}}^{\text{max}} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{wp}}^{\text{max}}$ 为风电输出功率上限。

②CHP 机组约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{CHP}1}^t \leq P_{\text{CHP}1}^{\text{max}} \\ 0 \leq H_{\text{CHP}1}^t \leq H_{\text{CHP}1}^{\text{max}} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{CHP}1}^{\text{max}}, H_{\text{CHP}1}^{\text{max}}$ 分别为 CHP 机组的电、热功率上限。

③燃煤机组功率约束

考虑燃煤机组的出力与启停状态之间的约束、爬坡功率约束:

$$\begin{cases} u_{k,t} P_{k,\min}^n \leq P_{k,t}^n \leq u_{k,t} P_{k,\max}^n \\ -P_{k,\text{down}}^n \leq P_{k,t}^n - P_{k,t-1}^n \leq P_{k,\text{up}}^n \\ (u_{k,t} - u_{k,t-1}) + (u_{k,t+v-1} - u_{k,t+v}) \leq 1, \\ v=1, 2, \dots, (T_{\text{on}} - 1) \\ (u_{k,t-1} - u_{k,t}) + (u_{k,t+v} - u_{k,t+v-1}) \leq 1, \\ v=1, 2, \dots, (T_{\text{off}} - 1) \end{cases} \quad (20)$$

式中: $-P_{k,\text{down}}^n, P_{k,\text{up}}^n$ 分别为机组下、上爬坡功率约束; $P_{k,\max}^n, P_{k,\min}^n$ 分别为燃煤机组 k 最大、最小出力值; $u_{k,t}$ 为机组 k 在 t 时间段的状态变量; T_{on} 和 T_{off} 分别为机组最小开、停机时间。

④REGS 系统约束

考虑 REGS 的投资约束、运行约束,包括系统稳定运行约束^[15]:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{HDR}} \leq P_{\text{HDR}}^{\max} \\ 0 \leq S_{\text{H}}^{t+1} \leq S_{\text{H}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{HDR}}^t \leq P_{\text{HDR}} \\ 0.1 \leq \alpha^t \leq 1 \\ T_{\text{BP}}^{\min} \leq T_{\text{BP}}^t \end{cases} \quad (21)$$

式中: P_{HDR}^{\max} 为受场地和资源限制地热发电系统的最大装机功率; S_{H}^{\max} 为储热系统的最大储热量; P_{HDR} 为小于规划容量的地热发电功率; T_{BP}^{\min} 为回注泵的最小回注温度。

⑤CSP 电站约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{CSP}}^t \leq P_{\text{CSP}}^{t,\max} \\ 0 \leq Q_{\text{ht}}^t \leq Q_{\text{ht}}^{t,\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{CSP}}^{t,\max}, Q_{\text{ht}}^{t,\max}$ 分别为 t 时刻 CSP 电站发电出力上限和 TES 在 t 时刻供热功率上限。

⑥蓄电池、储热装置、储气罐约束

蓄电池、储热装置、储气罐约束见文献[20,22,23]。

2.3 模型线性化处理

本文构建的考虑 REGS 和可调热电比的 IES 优化调度模型为混合整数非线性模型,因此须将该模型转化为混合整数线性模型,采用 YALMIP

调用 CPLEX 商业求解器求解。式(11)和实际碳排放模型中包含平方项,可进行分段线性化处理。

3 算例分析

3.1 算例背景

选取西北某地区地热资源丰富区为研究对象,其季节性供用能差别很大。为此,分别选取春分日、夏至日和冬至日作为春秋、夏季和冬季代表对算例进行分析。系统优化周期 24 h,单位时长 1 h。春秋、夏季和冬季电-热-气负荷预测情况见图 7。REGS 系统参数见表 1,成本系数和供热系统参数见文献[15],其余机组参数见文献[24,25]。图 8 为该地区风、光资源的典型日历史数据。模型求解时间为 11.6 s,满足日前调度需求。

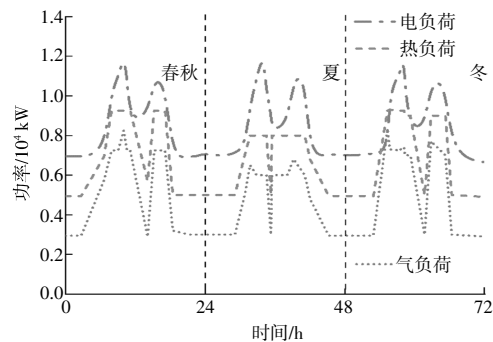


图 7 电-热-气负荷预测图

Fig.7 Electricity-heat-gas load forecast diagram

表 1 REGS 系统参数

Table 1 REGS system parameters

参数	数值
生产井工质质量流量/kg·s ⁻¹	75
回注井最低温度/°C	40
冷凝水温度/°C	15
生产井出口工质温度/°C	200
回注泵功率/kW	551
生产井工质比热/kJ·(kg·°C) ⁻¹	4.2
储热罐工质最大质量流量/kg·s ⁻¹	50
储热罐效率/%	90

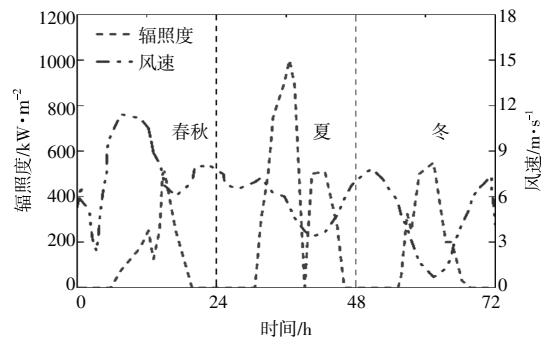


图 8 典型日辐照度、风速预测曲线

Fig.8 Typical daily irradiance and wind speed prediction curves

3.2 仿真结果分析

3.2.1 REGS 模型场景设置及分析

为了验证 REGS 模型的经济性和低碳性,构造 4 种运行场景。

场景 1:不考虑广义热电比,CHP 机组参与优化调度,REGS 仅作发电系统。

场景 2:不考虑广义热电比,CSP 电站和 CHP 机组不耦合参与系统优化调度,REGS 仅作发电系统。

场景 3:不考虑广义热电比,CSP 电站和 CHP 机组耦合参与系统优化调度,REGS 仅作发电系统。

场景 4: 不考虑广义热电比,REGS 配合 CSP 和 CHP 机组耦合运行,且 REGS 作为热电联储供系统参与系统优化调度。

3.2.2 REGS 模型热电/储能优势分析

场景 1~4 优化计算结果如表 2 所示,调度结果如表 3 所示。从表 2 可以看出,场景 1 为基础运行场景,场景 2~4 相对于场景 1 系统运行总成本分别下降了 43.22%,44.19%及 55.95%。通过进一步分析可知,场景 2 中增加了 CSP 电站,降低了风电装机容量,其购能成本下降了 68.54%,设备运维成本有所上升,可忽略不计。但其所带来的碳减排价值相对于场景 1 上升了 86.08%,可以弥补增加 CSP 电站所带来的运维成本压力。场景 3 通过将 CSP 电站和 CHP 机组耦合参与系统优化调度,利用余热回收装置与 TES 的实时调动,从而实现能量互补。从表 2 可以看出,CSP 和 CHP 机组耦合运行的弃风成本相较于 CSP 机组和 CHP 不耦合时下降了 0.02 百万元,运行成本降低了 0.18 百万元,由此看出耦合运行对新能源消纳率提升有一定优势。场景 4 中,REGS 配合 CSP 和 CHP 机组耦合运行且不考虑广义热电比,REGS

表 2 优化计算结果

Table 2 Optimization calculation results

参数	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
购能成本/百万元	0.89	0.28	0.10	0.07
运行成本/百万元	12.61	6.17	5.99	3.08
设备运维成本/百万元	0.89	0.93	0.99	1.75
弃风成本/百万元	0.06	0.04	0.03	
碳减排价值/百万元	0.11	0.79	0.96	1.58
系统总成本/百万元	14.46	8.21	8.07	6.31
运行总成本降低/%		43.22	44.19	55.95

表 3 调度情况结果对比

Table 3 Comparison of the results of the scheduling situation

参数	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
REGS 装机容量/MW	12.6	12.6	12.6	12.6
风电装机容量/MW	5.21	3.99	2.14	2.38
CHP 机组出力/MW	6.94	4.05	4.07	2.33
CSP 电站出力/MW		5.11	5.22	1.69
REGS 储热容量/MW·h				7.05
电加热装置功率/MW	3.77	2.01	1.73	0.99
P2G 功率/MW	0.49	0.52	0.52	0.68

作为热电和储能系统参与系统优化调度,通过对比可以看出,场景 4 购能成本比场景 3 下降 30%,运维成本有所上升。这是由于场景 3 加入了热储系统,其维修成本略上升,但其所带来的碳减排价值比场景 3 增加了 0.62 百万元;由于增加了储热装置,产生的多余热量储存在地下储热装置中,在冬夜向用户供热,可以减少夜间风电供给电加热器加热所带来的风电运行成本以及运维成本。

3.2.3 REGS 热电灵活性分析

图 9 给出了不同季节典型日下 REGS 电热出力及储能情况。由图 9 中春秋日的曲线可以看出,整个调度周期内 REGS 不断调整自身的供电和供热比例,可以满足风电及负荷波动的需求。由图 9 还可以看出,凌晨 3:00 时 REGS 供电量增大,加上夜间风电过剩,过剩的电力用于电加热装置得以消纳,电能以热能的形式储存在 REGS 储能系统中。在夏季典型日,在调度周期内 REGS 供电大于供热量,这是由于夏季对于热量需求减少,REGS 系统可以灵活调节自身发电/热比例,以满足系统热负荷需求。在冬季典型日,在调度周期内供电/热规律和夏季相反,供热量多于供电量。除上述状况外,凌晨 0:00~4:00 时 REGS 储热装置储存部分热量,多余的风电用于 P2G 装置和电加

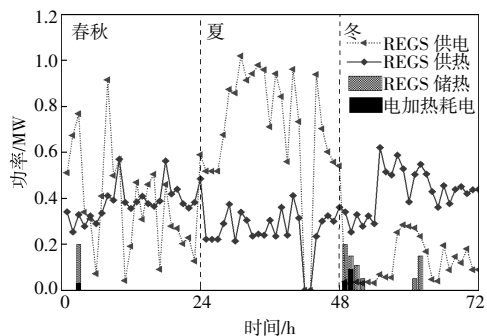


图 9 REGS 电热出力/储能图

Fig.9 REGS electric power output/energy storage chart

热装置得以消纳,12:00时热电比例达到最小,表示此时间段风电、CSP-CHP联合电站产电已无法满足IES需求,REGS通过灵活调节能量分配系数,大部分用于提供电能。

3.2.4 REGS 储能容量影响分析

随着我国新能源装机容量的快速增长,新能源电力大规模并网导致出力与负荷之间的时空不匹配问题日益凸显,给电力系统的稳定运行带来严峻挑战,储能技术被视为解决方案之一。因此,深入研究储能容量的配置对提高新能源消纳率和经济性的影响具有重要的意义。

图10为储能容量与系统总成本和风电消纳率之间的关系。当储能容量为[0,2,5)MW·h时,风电消纳率从75%上升到93%,系统向上级电网购电的成本下降,即从15百万元降至6百万元。当储能容量达到3MW·h之后,系统对风电的消纳率达到最大,风电消纳率保持稳定不变。此后,因为本文考虑了等效日的储热运行成本,系统存在储热装置过多建设问题,故系统总成本有缓慢上升趋势。综上分析,文中算例最优储能容量为3MW·h。储能系统的配置对新能源消纳率和总成本有重要影响,只有选取最合适的储能容量配置方案,才能在最大化新能源消纳率的同时,实现系统经济效益最优化。

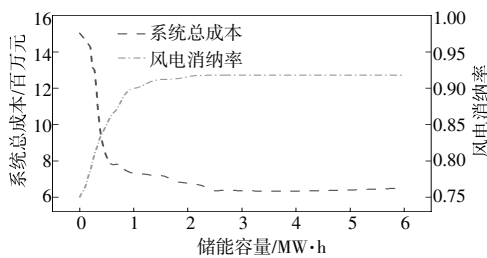


图10 储能容量对系统的影响

Fig.10 Impact of energy storage capacity on the system

3.2.5 广义热电比模型场景设置及分析

为验证广义热电比对本文所提模型产生的效益,构建2个场景进行分析。

场景5:在场景3的基础上考虑广义热电比参与系统优化调度。

场景6:在场景4的基础上考虑广义热电比参与系统优化调度。

表4给出不同场景下调度结果。对比场景5和场景3可知,考虑广义热电比机制下系统总成本降低12.27%,碳减排价值增加39.62%,弃风成

表4 调度情况结果对比

Table 4 Comparison of the results of the scheduling situation

参数	场景3	场景4	场景5	场景6
购能成本/百万元	0.1	0.07	0.1	0.01
运行成本/百万元	5.99	3.08	5.99	3.08
设备运维成本/百万元	0.99	1.75	0.99	1.55
弃风成本/百万元	0.03			
碳减排价值/百万元	0.96	1.58	1.59	1.63
系统总成本/百万元	8.07	6.31	7.08	6.03
运行总成本降低/%			12.27	4.43

本减少约0.03百万元。对比场景6和场景4可知,考虑广义热电比机制下系统总成本减少了4.43%,碳减排价值增加约3.07%。这是由于广义热电比模式下的CHP机组可以依据系统内电、热负荷的比例调整产电、热的比例,进而实现资源灵活配置,减少系统总成本。

3.2.6 能量分配系数影响机理分析

为进一步研究本文所提综合能源系统的优势,在不同能量分配系数 $\alpha'=0.2, \alpha'=0.4, \alpha'=0.7$ 情况下,分析热电比和风电消纳率之间的关系。由图11可以看出,风电消纳率在热电比小于0.4时候处于增长阶段,这是因为此时假设REGS系统供电量为恒定,随着热电比变大,系统供热量变大,系统供热量远远大于供电量,因此须加大风电出力。现假定热电比等于0.2,随着 α' 的增加,风电消纳率增加,这是因为多余的风电一部分被蓄电装置储存,应对夏季极端环境供电需求;一部分供给电加热器,将产生的热能储存在REGS系统中,以应对换季后的极端寒冬环境。

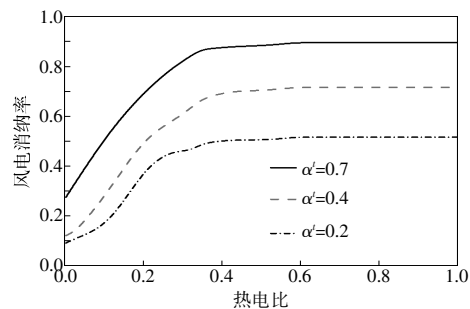


图11 能量分配系数与热电比和风电消纳率关系

Fig.11 Relationship between energy distribution coefficient and thermoelectric ratio and wind power consumption rate

3.2.7 场景6 调度结果分析

本文所提综合能源系统的季节性供用能差别很大,图12~14为在不同季节下场景6的系统热

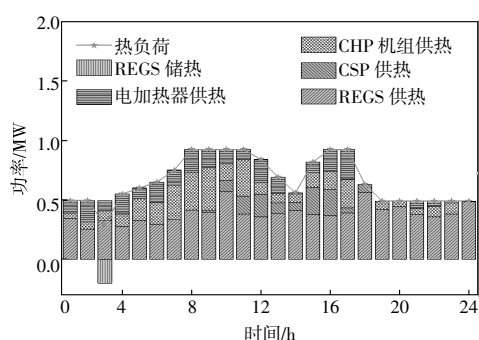


图 12 场景 6 春秋热出力示意图

Fig.12 Schematic diagram of heat output in spring and autumn for scenario 6

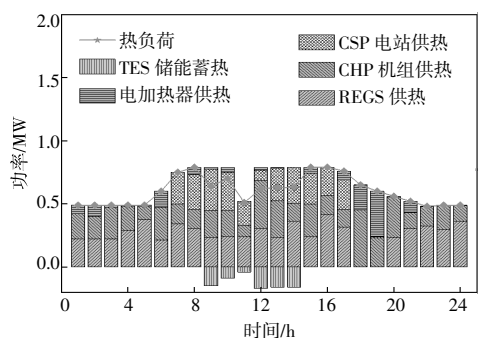


图 13 场景 6 夏季热出力示意图

Fig.13 Schematic diagram of the summer heat output of scenario 6

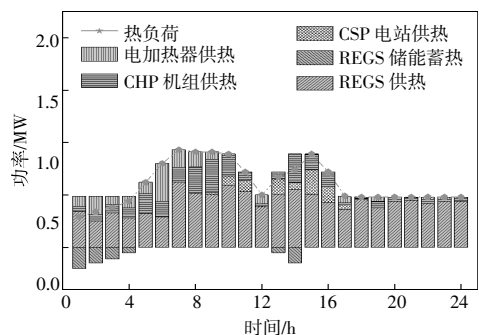


图 14 场景 6 冬季热出力示意图

Fig.14 Schematic diagram of the winter heat output of scenario 6

出力示意图。对不同季节下热出力情况展开分析可知, 春秋季节和冬季的 REGS 供热出力明显高于夏季。夏季热出力调度过程存在两个热负荷高峰阶段(图 13), 7:00–10:00 为第一个高峰阶段, 热能主要由 REGS 和 CHP 机组提供, CSP 和电加热供热作为补充; 12:00–15:00 为第二个负荷高峰阶段, CSP 电站作为主要供热补充设备。在调度过程中, CHP 机组一直作为稳定的供热来源。此外, 夏季的供热需求较低, 在 9:00–12:00, 一方面利用 TES 从热网吸收热量, 加大 REGS 和 CHP 机组

的发电量; 另一方面通过 CSP 电站的热–电转换能力协助 REGS 和 CHP 机组维持电力平衡。由于风电装机容量有大量冗余, 须要借助 CHP 机组和 CSP 电站满足供热需求, 提高风电消纳率。

图 14 为系统冬季热出力示意图。由图 14 可见, 在调度周期内各个设备互补协调制热, 表明 IES 可以满足负荷热需求。在整个调度过程中, REGS 主要用于供给热能, REGS 储能蓄热实现热能时移, 维持系统热能稳定性。在 7:00–11:00, REGS 加大供热出力, 同时利用 CSP 电站的热能时移特性缓解 CHP 机组的供热压力, 同时 REGS 盈余的电能可以供给电加热器, 维持系统热能平衡, 凸显 REGS 参与调度过程的优势。

4 结论

为充分发挥 REGS 在消纳风电与碳减排方面的优势, 本文提出考虑 REGS 和可调热电比的综合能源系统优化调度模型。通过算例分析得到以下结论。

①采用含有 REGS 配合 CSP 和 CHP 机组耦合运行模式, 以及采用广义热电比运行模式, 系统总成本下降了 4.43%, 碳减排价值增加了 3.07%, 弃风成本下降约 33.33%。

②通过引入可调热电比机制, 系统的风电消纳率得到一定的提升。可调热电比为 $[0, 0.4]$ 时, 随着可调热电比的增加, 风电消纳率呈现上升趋势, 达到 0.4 以后, 风电消纳率趋于稳定。

③引入 REGS 储能系统, 购能成本下降 85.7%; 当储能容量达到 $3 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 时, 系统对风电消纳率达到最大并保持稳定不变。只有选取最合适的储能容量配置方案, 才能在最大化新能源消纳率的同时, 实现系统经济效益的最优化。

参考文献:

- [1] 巩亮, 韩东旭, 陈峥, 等. 增强型地热系统关键技术研究现状及发展趋势 [J]. 天然气工业, 2022, 42 (7): 135–159.
- [2] 黎静华, 朱梦姝, 陆悦江, 等. 综合能源系统优化调度综述 [J]. 电网技术, 2021, 45 (6): 2256–2272.
- [3] 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.
- [4] 张希良, 姜克隽, 赵英汝, 等. 促进能源气候协同治理机制与路径跨学科研究 [J]. 全球能源互联网, 2021,

- 4(1):1-4.
- [5] Fu X, Zhang X, Qiao Z, et al. Estimating the failure probability in an integrated energy system considering correlations among failure patterns [J]. *Energy*, 2019, 178:656-666.
- [6] Song X Z, Shi Y, Li G S, et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells[J]. *Applied Energy*, 2018, 218:325-337.
- [7] 侯正猛, 冯文韬. 一种面向未来能源系统的综合能源架构——基于能源多板块智能耦合的绿色能源系统 ENSYSCO[J]. *工程科学与技术*, 2022, 54(1):5-15.
- [8] Lu S M. A global review of enhanced geothermal system (EGS)[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81(P2):2902-2921.
- [9] Fiaschi D, Manfreda G, Rogai E, et al. Exergoeconomic analysis and comparison between ORC and Kalina Cycles to exploit low and medium-high temperature heat from two different geothermal sites [J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 154:503-516.
- [10] Yue C, Han D, Pu W H, et al. Comparative analysis of a bottoming transcritical ORC and a Kalina Cycle for engine exhaust heat recovery [J]. *Energy Conversion and Management*, 2015, 89:764-774.
- [11] Zang Y J, Li Z W, Guo L L. Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfield produced water circulating through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: a case study in Xujiaweizi Area in Daqing Oilfield, China [J]. *Energy*, 2014, 78:788-805.
- [12] Moga D, Petreu D S, Mure AN V S, et al. Optimal generation scheduling in islanded microgrids [J]. *IFAC-Papers OnLine*, 2016, 49(27):135-139.
- [13] Zare V. A comparative thermodynamic analysis of two tri-generation systems utilizing low-grade geothermal energy [J]. *Energy Conversion and Management*, 2016, 118:264-274.
- [14] 刘强, 张恩涛, 贺江龙, 等. 太阳能-地热能混合式发电系统的性能评价 [J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(6):2109-2119.
- [15] 司杨, 陈来军, 张学林, 等. 含干热岩增强地热系统的微能源网容量优化配置 [J]. *电网技术*, 2020, 44(5):1603-1611.
- [16] 北极星电力网新闻中心. 热电联产与热电解耦的概念、意义及实施方式分析[EB/OL]. <https://news.bjx.com.cn/html/20190102/953347.shtml>, 2019, 2023-07-10.
- [17] 周博, 吕林, 高红均, 等. 考虑热电联合调度的虚拟电厂交易策略研究[J]. *电测与仪表*, 2019, 56(10):75-81.
- [18] 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.
- [19] 孟明, 腊志源, 王喜平, 等. 基于光热电站与电动汽车的综合能源系统风电消纳策略[J]. *热力发电*, 2022, 51(9):42-53.
- [20] 李欣, 黄婧琪, 刘立, 等. 考虑氢储供能时序的综合能源系统三阶段调度 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(8):71-81.
- [21] 张菁, 林毓军, 齐晓光, 等. 考虑碳税与碳交易替代效应的电力系统低碳经济调度方法[J]. *电力建设*, 2022, 43(6):1-11.
- [22] 张晓辉, 闫柯柯, 卢志刚, 等. 基于碳交易的含风电系统低碳经济调度[J]. *电网技术*, 2013, 37(10):2697-2704.
- [23] 田煜昆, 陈彦奇, 刘一帆, 等. 考虑广义电热需求响应与阶梯式碳交易机制的园区综合能源系统优化调度策略[J/OL]. *电测与仪表*: 1-9[2023-07-07]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230213.1735.0-14.html>.
- [24] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(9):3094-3106.
- [25] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度 [J]. *电网技术*, 2022, 46(6):2042-2054.

Optimal dispatch of integrated energy system considering REGS and adjustable thermoelectric ratio

Zhang Yewei, Wen Zhong, Wang Can, Ni Zhi, Yang Shengpeng
(College of Electrical and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: In the context of the "double carbon" target, a comprehensive energy system optimization and scheduling model considering REGS and adjustable thermoelectric ratio is proposed to address the abandonment problem caused by the "heat-determined" mode of CHP units. Firstly, we construct a model such as dry heat rock extraction cycle, and analyze the energy allocation coefficient for REGS as the source of thermoelectric adjustable mechanism; secondly, we study the coupling operation mechanism of REGS with solar thermal power plant and cogeneration unit, analyze the mechanism of coupling operation to improve thermoelectric ratio, and introduce a generalized unit thermoelectric ratio control model; thirdly, we construct an objective function with the sum of energy purchase cost, operation cost, operation and maintenance cost, wind abandonment cost and carbon tax cost; finally, the proposed model is verified to improve the system economy and wind power consumption rate and reduce carbon emission by using the actual data of a region in Northwest China.

Keywords: cogeneration units; REGS; solar thermal power plants; broad unit thermoelectric ratio; wind power consumption; carbon emissions