第 52 卷 第 2 期：618-630 高电压技术 Vol.52, No.2: 618-630
2026 年 2 月 28 日 High Voltage Engineering February 28, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250166

考虑小型模块化核反应堆-氢热电联产参与调峰的多类型电源优化调度

孙银锋[1]，李世昌[1]，李　洋[2]，高孟可[2]，李国庆[1]，王振浩[1]
（1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学)，吉林 132012;
2. 国网冀北供电公司，秦皇岛 066100）

摘　要：传统核电调峰运行时受负荷跟踪模式和安全约束影响，灵活性和经济性相对较差，而小型模块化反应堆(small modular reactor, SMR)具有清洁低碳、高效可靠、负荷跟踪能力强等优点，并可为制氢提供高温能量来源。但目前关于 SMR-氢热电联产参与电网调峰的协调调度研究尚属空白。鉴于此，该文基于 SMR-氢热电联产系统的热量分配和控制策略，分析电氢联供核热电联产装置具有的氢电逆向耦合特性；利用 SMR 电氢联供参与调峰的运行特性，以最小化机组联合运行总费用为优化目标，综合考虑 SMR 调峰成本、弃风弃光成本以及常规机组的约束条件，构建了风光核氢协同优化调度模型。通过分析 SMR 不同调度场景，验证了所建模型在提升调峰灵活性和消纳可再生能源能力方面的效果；同时，所提策略在 SMR-氢热电联产机组满足核电调峰安全性和热出力不变的前提下，通过机组负荷跟踪将多余热量用于氢气生产，可有效提高 SMR 机组调峰灵活性和运行经济性，使综合运行成本分别下降 12.05%、14.51%。

关键词：小型模块化反应堆；核能制氢；调峰；优化调度；经济性

Optimized Scheduling for Multiple Type Power Sources Considering the Participation of Small Modular Reactor-hydrogen Cogeneration in Peak Shaving

SUN Yinfeng[1], LI Shichang[1], LI Yang[2], GAO Mengke[2], LI Guoqing[1], WANG Zhenhao[1]
(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China; 2. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Qinhuangdao 066100, China)

Abstract：When traditional nuclear power plants operate for peak shaving, they are influenced by the load tracking mode and safety constraints, leading to relatively poor flexibility and economic efficiency. In contrast, an SMR (small modular reactor) has advantages such as being clean, low-carbon, highly efficient, reliable, and has a strong load tracking ability. Moreover, SMR can provide a high temperature energy source for hydrogen production. However, the research on the coordinated dispatching of SMR-hydrogen cogeneration participating in power grid peak regulation is still blank. In order to solve the above problems, based on the heat distribution and control strategy of SMR-hydrogen cogeneration system, the reverse hydrogen coupling characteristics of nuclear cogeneration unit (NCP) are analyzed. Utilizing the operation characteristics of SMR co-supply of electricity and hydrogen to participate in peak regulation, in order to minimize the total cost of unit joint operation as the optimization goal, and comprehensively considering the cost of SMR peak regulation, the cost of abandoning wind and light and the constraints of conventional units, we constructed a cooperative optimal dispatching model of wind, wind and hydrogen. Through the analysis of different SMR scheduling scenarios, the effectiveness of the model in improving the flexibility of peak regulation and the capacity of absorbing renewable energy is verified. Moreover, the proposed strategy enhances the load regulation flexibility and operational economy of the SMR unit while ensuring the safety of nuclear power load regulation and maintaining constant thermal output. By utilizing load tracking to direct excess heat to hydrogen production in the SMR-hydrogen cogeneration system, comprehensive operating costs can be effectively reduced by 12.05% and 14.51% respectively.

Key words：small modular reactor; nuclear hydrogen production; peak shaving; optimal scheduling; economy

基金资助项目：吉林省教育厅重点项目(JJKH20250864)。
Project supported by Key Project of Jilin Provincial Department of Education(JJKH20250864).

0　引言

为实现碳达峰、碳中和工作目标，我国加快了清洁能源建设进程[1]，提出了积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，开展核能综合利用示范[2-3]。核电已经成为沿海地区重要的支撑电源和主力电源，某些省份核电发电量占比超过20%，在电力保供中发挥了重要作用[4]。

对于核电发电占比较高的地区，核电以基荷运行会影响清洁能源的消纳，进而加剧电网调峰压力，因此为缓解调峰压力，需考虑核电参与调峰[5]。现有的核电调峰研究中，基于核反应堆功率的调节，在考虑核电调峰燃料及安全成本基础上，对核电调峰约束进行线性处理，构建考虑核电联合调峰的多源优化调度模型[6-7]。核电调峰的现有研究受核反应堆功率调节和安全约束影响，灵活性和经济性相对较差，小型模块化反应堆相较于传统核电具有更优越的性能，但目前关于小型模块化反应堆的优化调度模型研究较少。

根据国际原子能机构的定义，每个模块发电量不超过300 MW的先进核反应堆被称为小型模块化反应堆(small modular reactor, SMR)[8]。SMR具有热容量大、结构模块化、响应速度快的特点，且具有系统简单、部署灵活、安全性强、经济性高的优点[9]。SMR固有的安全特性对系统带来诸多利好，例如：工程安全特性的复杂性较低，对人为错误的敏感性较低。SMR具备广泛的应用潜力，不仅可为大型人口中心和工业综合体提供稳定热源[10]，满足沿海地区海水淡化需求[11]，同时也可为核能制氢提供高温能源支持[12]。通过将热能、蒸汽、水资源和制氢与电力供应相结合，可实现多元化应用[13]。

随着可再生能源接入容量的增加，具有氢联产系统的核能混合能源系统具有保持核电经济竞争力的潜力，利用核能多余的热量或电力产生的氢气可以用于调峰和作为运输的燃料[14]。文献[15]在可再生能源微电网中集成SMR，弥补可再生能源供需不平衡，为发电及区域/工厂供热给出可靠、可调度的低碳方案；文献[16]搭建了一个灵活、简单、可靠的核热电联合循环SMR耦合系统模型，助力研究优化核热电联产系统运行；文献[17]提出基于模块化高温气冷堆、朗肯循环、Cu-Cl循环和高温电解互连的多模块核电-氢联产系统的设计方案并仿真验证，得出该系统可通过灵活调节制氢速率跟踪电网负荷变化；文献[18]提出包含等离子体气化、SMR发电、变压吸附制氢和Cu-Cl循环制氢联合发电与制氢的集成系统设计，从热力学和经济学角度证实了设计可行性；文献[19]提出由高温气冷堆、Cu-Cl循环和氦汽轮发电机组构成的核热电联产装置(nuclear cogeneration plant, NCP)方案；文献[20]提出2种基于极高温气冷堆和HyS循环的新型氢-电-热联产系统，建立热力学模型，分析最大产氢率和能量利用效率；文献[21]提出高温气冷堆氢电联产核电厂协调控制方案，采用核蒸汽供应模块与甲烷蒸汽重整相结合的方式，验证了核电厂在不同功率水平及暂态状态下的运行稳定性。SMR-制氢系统在热力学和动力学方面的仿真验证成果颇丰，但关于SMR-制氢调峰协调优化调度方面的研究尚属空白。

本文在已有研究成果的基础上，针对传统核电调峰灵活性、经济性和响应速度相对较差的特点，提出一个调峰出力更加灵活、响应速度更快、调峰经济性更高的SMR-氢热电联产调峰模型。基于SMR核反应堆热功率固定不变，将SMR与制氢通过热和电耦合起来，根据反应堆热功率平衡约束，建立SMR-氢热电联产出力模型，应用于核电调峰模型中。计及弃风弃光成本和SMR-氢热电联产系统调峰成本，构建SMR-氢热电联产参与调峰的多类型电源协调优化调度模型。最后对比分析SMR在氢热电联产运行方式和带基荷运行方式下，对系统优化运行的影响以及系统协调调度的经济性，验证模型的有效性。

1　研究对象特性分析

1.1　核电机组典型出力及其调节能力特性分析

现有的在运核电机组在设计时普遍具备负荷跟踪运行的能力，通常能够实现15%~100%额定功率范围内的±5%/min线性负荷调节、±10%阶跃负荷调节以及在10 min内实现±20%额定功率的快速阶跃调整，传统核电机组主要通过控制硼酸浓度与控制棒来改变核反应堆功率，进而实现核电厂的日负荷有效跟踪。

核电机组的运行方式可由其功率调节性能分为2种：一种为基荷运行模式，即核电机组在全天时间内始终保持输出功率稳定；二是日负荷跟踪运行模式，即在考虑机组安全与性能的前提下，遵循调峰深度(δ)和调节速度的约束条件。该模式遵循基本原则，包括线性升降功率时间控制在1~3 h内，

并确保在满功率或低功率状态下能够持续稳定运行2~6 h，可实现多档固定调峰深度(通常为30%、50%和 70%)，最大调峰深度不超过额定功率(P_N)的70%。典型案例是核电机组采用“12-3-6-3”运行模式进行日负荷跟踪，即在任一调度周期内，机组先以额定功率运行 12 h，然后在 3 h 内逐步降低至低功率水平并持续运行 6 h，随后经过 3 h 恢复至满功率运行，接着进入下一个调度周期。在此出力特性的约束下，根据实际需求，核电机组通过调整调峰深度、调峰时间和调节速度，灵活适应电网调度要求。但其存在燃料浪费、调峰安全成本较高的特点，其运行特性决定了其单独调峰能力非常有限。典型的核电机组日负荷跟踪模式的出力特性及其调节能力如图 1、2 所示。

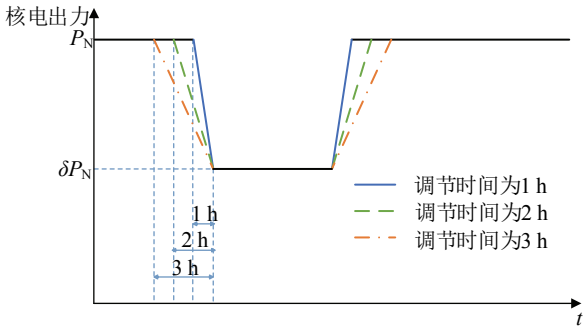


图 1 核电机组调速特性

Fig.1 Speed regulation characteristics of nuclear power unit

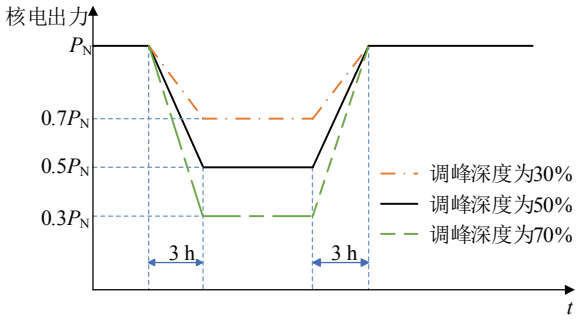


图 2 核电机组调峰深度出力特性

Fig.2 Characteristics of peaking depth output of nuclear power unit

1.2 电氢联供 SMR 系统特性分析

基于 SMR 的电氢联产 NCP 热力系统结构示意图如图 3 所示，该系统将 n 个 SMR 组合起来与高温制氢系统和发电系统相连组成电氢联产 NCP，共设置 2 个回路。一次回路由多个核蒸汽供应系统(nuclear steam supply system, NSSS)模块组成，每个 NSSS 模块主要包括 1 个 SMR、1 个直流蒸汽发生器(once-through steam generator, OTSG)和 1 个主氦风机。一次回路带走核反应堆热能，将 OTSG 二次给水加热成约 600 ℃、13.9 MPa 的超临界蒸汽，实现堆芯冷却。二次回路合并来自 NSSS 模块的超临界蒸汽，经 2 个主蒸汽调节阀，分配至常规岛的发电侧与高温制氢侧。控制系统基于核反应堆热功率不变，在汽轮机和制氢过程之间灵活地分配主蒸汽。高温制氢系统由 Cu-Cl 循环制氢组成，采用 3 步 Cu-Cl 循环，主要有 3 个热化学反应，包括水解、分解和电解 3 个步骤，净反应是水分解成氢和氧，如图 4 所示，详细循环过程见附录 B。

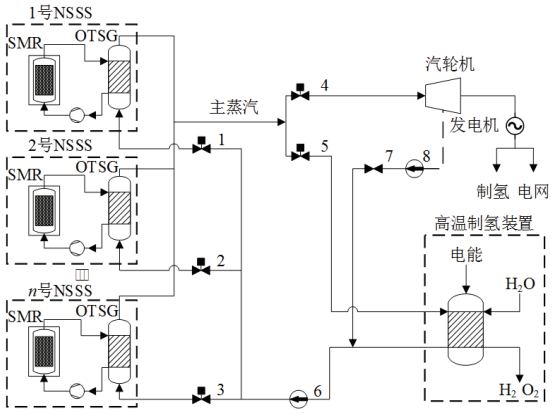


图 3 基于 SMR 的电氢联产 NCP 热力系统结构示意图

Fig.3 Schematic diagram of the thermal system structure of NCP for cogeneration of electricity and hydrogen based on SMR

为了保障核反应堆的安全性，NSSS 反应堆功率不可调节[22]。在其功率不变的情况下，调整二次回路主蒸汽调节阀，可让电氢联产 NCP 系统具备发电模式(模式 1)、氢热电联产模式(模式 2)、制氢模式(模式 3) 3 种操作模式。出于汽轮机转子寿命损耗及电氢联产 NCP 系统安全运行考虑，本文仅考虑模式 1 和模式 2，且以模式 2 运行时，考虑汽轮发电机组最小出力。

NCP 系统通过关闭主蒸汽调节阀 5，将 NSSS 模块产生的高温蒸汽通过主蒸汽调节阀 4 全部输送至发电系统，经汽轮机做功为发电机提供机械能，实现模式 1 运行。NCP 系统运行在模式 2 时，主蒸汽调节阀 4、5 全部打开，发电机发出的电能一部分送入电网满足负荷需求，一部分用于制氢系统电解反应。当负荷需求量增加，开大调节阀 4，关小调节阀 5，增加送往发电机的蒸汽量，以满足发电需求；当负荷需求量减少时，关小调节阀 4，开大调节阀 5，增加高温制氢侧输入蒸汽量，为 Cu-Cl 循

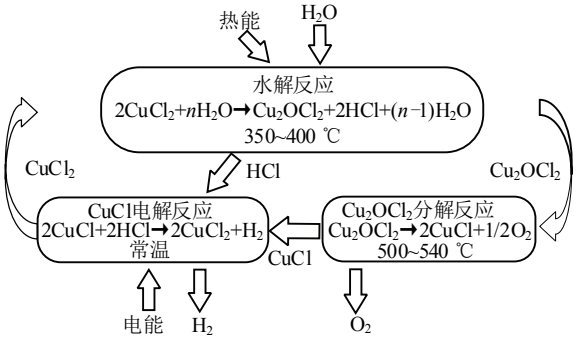


图 4　Cu-Cl 循环示意图

Fig.4　Schematic diagram of Cu-Cl cycle

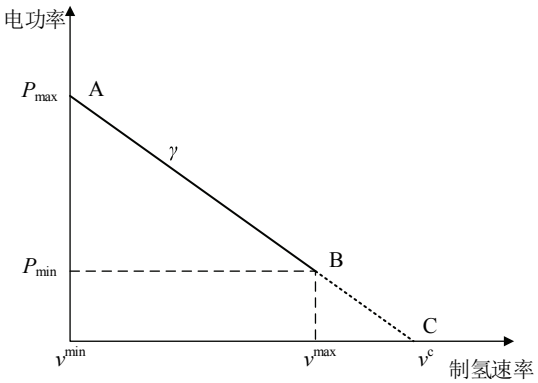


图 5　基于 SMR 的电氢联产 NCP 系统运行特性

Fig.5　Operation characteristics of NCP system for cogeneration of electricity and hydrogen based on SMR

环的水解和分解反应供热，在满足负荷需求的同时，利用多余热量制氢。

SMR 运行特性如图 5 所示，图 5 中 A、B、C 这 3 个点代表 SMR 不同工况下的出力极值，AB 为 SMR 模式 2 工况线。A 点 P_{max} 代表 SMR 运行在模式 1 以及模式 2 工况下最大电出力；B 点 P_{min}、v^{max} 分别代表 SMR 运行在模式 2 工况下最小电出力和最大制氢速率；C 点 v^c 代表运行在模式 3 工况下的最大制氢速率，本文不作考虑；v^{min} 为 SMR 最小制氢速率，γ 为系统净发电功率和制氢速率的弹性系数，$\gamma=\Delta P/\Delta v_{H_2}$，可将其视作常数。

SMR-氢热电联产系统基于核反应堆热功率不变原则，发电-制氢速率存在明显的氢电逆向耦合特性，即发电功率增加时制氢速率降低、发电功率减小时制氢速率增大。

SMR-氢热电联产系统调峰具有以下优势：(1)SMR 反应堆热功率不变，调峰安全性更高，无调峰燃料成本；(2)通过控制动力蒸汽的再分配，使机组调峰更灵活，响应速度更快；(3)联产系统调峰时，可将多余热量通过制氢存储，提高系统调峰效率和经济性。

2　SMR-氢热电联产系统模型

SMR 制氢系统电功率、制氢效率与热功率满足以下关系：

$$Q^{n}=Q^{Gsmr}+Q^{H_2} \tag{1}$$

$$Q^{Gsmr}=P^{Gsmr}/\eta_e \tag{2}$$

$$P^{Gsmr}=P^{smr}+P^{H_2} \tag{3}$$

$$\eta_{H_2}=\frac{v_{H_2}\gamma_{H_2}^{LHV}}{Q^{H_2}+P^{H_2}/\eta_e} \tag{4}$$

式中：Q^{n}、Q^{Gsmr}、Q^{H_2} 分别为 SMR 机组的额定热功率、发电的热耗和机组制氢热耗；P^{Gsmr} 为 SMR 机组的有功功率；P^{smr} 为机组的实际上网功率；P^{H_2} 为制氢耗电量；η_e 为机组的净电效率；η_{H_2} 为系统制氢效率；v_{H_2} 为 SMR 耦合制氢系统的制氢速率，kg/s；$\gamma_{H_2}^{LHV}$ 为氢气低热值，MJ/kg。

由式(4)推出 SMR 制氢装置制氢耗电量为：

$$P^{H_2}=\frac{\eta_e v_{H_2}\gamma_{H_2}^{LHV}}{\eta_{H_2}}-\eta_e Q^{H_2} \tag{5}$$

SMR-氢热电联产系统机组上网功率与制氢速率的关系以及单位时间的制氢量可分别表示为：

$$P^{smr}=\gamma v_{H_2}+\theta \tag{6}$$

$$V_t^{H_2}=\frac{P_n^{Gsmr}-P_t^{smr}}{\gamma}\Delta t \tag{7}$$

式中：θ 为常数；$V_t^{H_2}$ 为 SMR-氢热电联产系统的单位时间制氢量；P_n^{Gsmr} 为 SMR 机组的额定有功功率；P_t^{smr} 为 SMR 机组在 t 时刻的上网功率；Δt 为单位时间间隔。

3　多类型电源协调优化调度模型

考虑 SMR-氢热电联产系统的多源协调优化调度模型旨在实现以下目标：首先，确保新能源的上网电量，提升风光出力的消纳；其次，在保证核电运行安全和经济的基础上，优化核电的调峰方式；最后，通过优化火电机组的启停组合和出力，降低总发电成本和启停成本。综合考虑以上 3 点，并结合各电源的运行特性，同时兼顾系统安全约束和运行约束，以实现电网的经济安全运行为目标，最终达成多种电源的协同优化。

3.1 优化调度目标函数

基于上述目标，模型以包含燃煤机组、风电、光伏、SMR、抽水蓄能机组和制氢装置在内的系统联合运行总成本最低为优化目标。目标函数综合考虑机组的发电与启停成本、弃风弃光成本、SMR 的调峰成本以及制氢设备运维成本，即：

$$F = F_{\mathrm{G}} + F_{\mathrm{SMR}} + F_{\mathrm{wt}} + F_{\mathrm{pv}} + F_{\mathrm{PS}} + F_{\mathrm{H_2}} \tag{8}$$

式中：F 为联合运行总费用；F_{G}、F_{SMR} 分别为火电机组和 SMR 机组运行总费用；F_{wt}、F_{pv} 分别为风电和光伏运行总成本；F_{PS} 为抽水蓄能机组运行总成本；$F_{\mathrm{H_2}}$ 为制氢设备运维成本。

1）火电机组运行成本

火电机组运行成本包含燃料和启停成本，为：

$$F_{\mathrm{G}} = \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{G}}}\sum_{t=1}^{T}\left(O_{i,t}^{\mathrm{G}} + S_{i,t}^{\mathrm{G}}\right) \tag{9}$$

$$O_{i,t}^{\mathrm{G}} = U_{i,t}^{\mathrm{G}}a_i^{\mathrm{G}} + b_i^{\mathrm{G}}P_{i,t}^{\mathrm{G}} + c_i^{\mathrm{G}}(P_{i,t}^{\mathrm{G}})^2 \tag{10}$$

$$S_{i,t}^{\mathrm{G}} = \alpha_{i,t}s_{i,\mathrm{on}}^{\mathrm{G}} + \beta_{i,t}s_{i,\mathrm{off}}^{\mathrm{G}} \tag{11}$$

式中：T 为一个调度周期；n_{G} 为火电机组总台数；$O_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为在 t 时段的火电机组 i 的运行成本；$S_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为其相应的启停成本；a_i^{G}、b_i^{G}、c_i^{G} 为火电机组运行费用参数；$P_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为火电机组在 t 时段的有功功率；$U_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为 0-1 变量，用于表示在 t 时段机组 i 运行状态，机组运行表示为 1，机组停机表示为 0；$\alpha_{i,t}$ 为 0-1 变量，当机组 i 在 t 时段从停机状态切换至运行状态时取值为 1，否则为 0，对应的启动成本为 $s_{i,\mathrm{on}}^{\mathrm{G}}$；$\beta_{i,t}$ 为 0-1 变量，当机组 i 在 t 时段从运行状态切换至停机状态时取值为 1，否则为 0，其停机成本为 $s_{i,\mathrm{off}}^{\mathrm{G}}$。

2）SMR 机组运行成本

SMR 机组运行成本包含运行成本和调峰成本，可表示为：

$$F_{\mathrm{SMR}} = \sum_{j=1}^{n_{\mathrm{smr}}}\sum_{t=1}^{T}\left(f_{j,t}^{\mathrm{smr}} + R_{j,t}^{\mathrm{smr}}\right) \tag{12}$$

$$f_{j,t}^{\mathrm{smr}} = a_j^{\mathrm{smr}} + b_j^{\mathrm{smr}}P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} \tag{13}$$

$$R_{j,t}^{\mathrm{smr}} = C_{\mathrm{smr}}(P_{\mathrm{n},j}^{\mathrm{Gsmr}} - P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}}) \tag{14}$$

式中：n_{smr} 为 SMR 机组总数；$f_{j,t}^{\mathrm{smr}}$、$R_{j,t}^{\mathrm{smr}}$ 分别为 SMR 机组 j 在 t 时段的运行成本和调峰成本；$P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}}$ 为 SMR 机组 j 在 t 时段的有功功率；$P_{\mathrm{n},j}^{\mathrm{Gsmr}}$ 为 SMR 机组 j 的额定出力；a_j^{smr}、b_j^{smr} 为 SMR 机组运行费用参数；C_{smr} 为 SMR 机组调峰成本系数。

3）风电运行成本

$$F_{\mathrm{wt}} = \sum_{k=1}^{n_{\mathrm{wt}}}\sum_{t=1}^{T}(\rho_{\mathrm{wt}}P_{k,t}^{\mathrm{wt}} + \lambda_{\mathrm{wt}}\Delta P_{k,t}^{\mathrm{wt}}) \tag{15}$$

$$\Delta P_{k,t}^{\mathrm{wt}} = P_{k,t}^{\mathrm{wt,pre}} - P_{k,t}^{\mathrm{wt}} \tag{16}$$

式中：n_{wt} 为风电场数量；ρ_{wt} 为风电机组的运维费用系数；λ_{wt} 为风电弃风成本系数；$\Delta P_{k,t}^{\mathrm{wt}}$ 为在 t 时段风电场 k 弃风的电量；$P_{k,t}^{\mathrm{wt,pre}}$、$P_{k,t}^{\mathrm{wt}}$ 分别为风电场 k 的预测出力和调度出力。

4）光伏运行成本

$$F_{\mathrm{pv}} = \sum_{l=1}^{n_{\mathrm{pv}}}\sum_{t=1}^{T}(\rho_{\mathrm{pv}}P_{l,t}^{\mathrm{pv}} + \lambda_{\mathrm{pv}}\Delta P_{l,t}^{\mathrm{pv}}) \tag{17}$$

$$\Delta P_{l,t}^{\mathrm{pv}} = P_{l,t}^{\mathrm{pv,pre}} - P_{l,t}^{\mathrm{pv}} \tag{18}$$

式中：n_{pv} 为光伏电站的数量；ρ_{pv} 为光伏电站的运维费用系数；λ_{pv} 为光伏弃光成本系数；$\Delta P_{l,t}^{\mathrm{pv}}$ 为在 t 时段光伏电站 l 弃光的电量；$P_{l,t}^{\mathrm{pv,pre}}$、$P_{l,t}^{\mathrm{pv}}$ 分别为光伏电站 l 预测出力和调度出力。

5）抽水蓄能机组启停成本

抽蓄机组参与电网调峰是以切换发电和抽水工况的方式实现，其启停成本一般体现在启动成本上，而停机成本则可忽略不计，可表示为：

$$F_{\mathrm{PS}} = \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}}\sum_{t=1}^{T}\left(g_{i,t}s_{i,\mathrm{g}}^{\mathrm{PS}} + p_{i,t}s_{i,\mathrm{p}}^{\mathrm{PS}}\right) \tag{19}$$

式中：n_{PS} 为抽蓄机组台数；$g_{i,t}$ 为 0-1 变量，当抽蓄机组 i 在 t 时刻从停机状态切换至发电工况时取值为 1，否则为 0，对应的发电机启动成本为 $s_{i,\mathrm{g}}^{\mathrm{PS}}$；$p_{i,t}$ 为 0-1 变量，当抽蓄机组 i 在 t 时刻从停机状态切换至抽水工况时取值为 1，否则为 0，对应的电动机启动成本为 $s_{i,\mathrm{p}}^{\mathrm{PS}}$。

6）制氢成本及收益

$$F_{\mathrm{H_2}} = l_{\mathrm{H_2}}f_{\mathrm{H_2}} \tag{20}$$

$$f_{\mathrm{H_2}} = \sum_{j=1}^{n_{\mathrm{H_2}}}\sum_{t=1}^{T}a_j^{\mathrm{H_2}}V_{j,t}^{\mathrm{H_2}} \tag{21}$$

$$C_{\mathrm{H_2}} = \sum_{j=1}^{n_{\mathrm{H_2}}}\sum_{t=1}^{T}b_j^{\mathrm{H_2}}V_{j,t}^{\mathrm{H_2}} \tag{22}$$

式中：$l_{\mathrm{H_2}}$ 为运维成本与制氢总成本之比；$f_{\mathrm{H_2}}$ 为制氢总成本；$n_{\mathrm{H_2}}$ 为 SMR-氢热电联产系统制氢设备总数；$a_j^{\mathrm{H_2}}$ 为制氢成本系数，取 14.76 元/kg[23]；$b_j^{\mathrm{H_2}}$ 为制氢收益系数，取 39.2 元/kg[24]；$V_{j,t}^{\mathrm{H_2}}$ 为 SMR-氢热电联产系统制氢设备 j 在 t 时段的制氢量；$C_{\mathrm{H_2}}$ 为制氢总收益。

3.2 优化调度约束条件

1）系统约束

旋转备用约束为：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{PR}} \le \sum\limits_{i=1}^{n_{\mathrm{G}}} \min(U_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\max}^{\mathrm{G}} - P_{i,t}^{\mathrm{G}}, T_{10}\lambda_{\mathrm{u},i}^{\mathrm{G}}) + \\ \quad \sum\limits_{j=1}^{n_{\mathrm{smr}}} \min(P_{j,\max}^{\mathrm{Gsmr}} - P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}}, T_{10}\lambda_{\mathrm{u},j}^{\mathrm{smr}}) + \\ \quad \sum\limits_{k=1}^{n_{\mathrm{wt}}} (P_{k,t}^{\mathrm{wt,pre}} - P_{k,t}^{\mathrm{wt}}) + \sum\limits_{l=1}^{n_{\mathrm{pv}}} (P_{l,t}^{\mathrm{pv,pre}} - P_{l,t}^{\mathrm{pv}}) \\ P_{\mathrm{NR}} \le \sum\limits_{i=1}^{n_{\mathrm{G}}} \min(P_{i,t}^{\mathrm{G}} - U_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\min}^{\mathrm{G}}, T_{10}\lambda_{\mathrm{d},i}^{\mathrm{G}}) + \\ \quad \sum\limits_{j=1}^{n_{\mathrm{smr}}} \min(P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} - P_{j,\min}^{\mathrm{Gsmr}}, T_{10}\lambda_{\mathrm{d},j}^{\mathrm{smr}}) \end{cases} \tag{23}$$

式中：P_{PR}、P_{NR} 分别为系统正备用需求和负备用需求，一般为最大日负荷的 2%~5%，对应的约束分别为系统的正旋转备用约束和负旋转备用约束；$P_{i,\max}^{\mathrm{G}}$ 为火电机组 i 的有功最大出力，$P_{i,\min}^{\mathrm{G}}$ 为其最小出力；$\lambda_{\mathrm{u},i}^{\mathrm{G}}$ 为火电机组 i 上升爬坡速率；$\lambda_{\mathrm{d},i}^{\mathrm{G}}$ 为其下降爬坡速率；$\lambda_{\mathrm{u},j}^{\mathrm{smr}}$ 为 SMR 机组 j 上升爬坡速率；$\lambda_{\mathrm{d},j}^{\mathrm{smr}}$ 为其下降爬坡速率；T_{10} 为爬坡响应时间。

功率平衡约束为：

$$P_t^{\mathrm{L}} = \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{G}}} P_{i,t}^{\mathrm{G}} + \sum_{j=1}^{n_{\mathrm{smr}}} P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} + \sum_{k=1}^{n_{\mathrm{wt}}} P_{k,t}^{\mathrm{wt}} + \sum_{l=1}^{n_{\mathrm{pv}}} P_{l,t}^{\mathrm{pv}} + \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} P_{i,t}^{\mathrm{PS}} - \sum_{j=1}^{n_{\mathrm{H_2}}} P_{j,t}^{\mathrm{H_2}} \tag{24}$$

式中：等式右边表示 t 时段内所有火电、SMR、风电、光伏及抽蓄机组的总出力；P_t^{L} 为系统 t 时刻负荷；$P_{j,t}^{\mathrm{H_2}}$ 为 t 时段 SMR-氢热电联产机组制氢设备 j 的制氢耗电量。

2）SMR-氢热电联产机组运行约束

$$\begin{cases} P_{j,\min}^{\mathrm{Gsmr}} \le P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} \le P_{j,\max}^{\mathrm{Gsmr}} \\ P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} - P_{j,t-1}^{\mathrm{Gsmr}} \le \lambda_{\mathrm{u},j}^{\mathrm{smr}} \\ P_{j,t-1}^{\mathrm{Gsmr}} - P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} \le \lambda_{\mathrm{d},j}^{\mathrm{smr}} \\ Q_j^{\mathrm{n}} = Q_j^{\mathrm{H_2}} + P_{j,t}^{\mathrm{Gsmr}} / \eta_{\mathrm{e}} \\ 0 \le v_{\mathrm{H_2}} \le v_{\mathrm{H_2\,max}} \end{cases} \tag{25}$$

式中：从上往下依次表示 SMR-氢热电联产机组的出力上下限约束、上升/下降爬坡速率约束、热功率平衡约束和制氢速率约束；Q_j^{n} 为 SMR-氢热电联产机组 j 的额定热功率；$Q_j^{\mathrm{H_2}}$ 为 SMR-氢热电联产机组 j 的制氢热耗量。

3）常规机组与新能源机组运行约束

常规机组与新能源机组运行约束详见附录 A。

4　算例分析

4.1　算例描述

考虑 SMR-氢热电联产的多类型电源协调优化调度模型是在确保核电运行安全和经济的基础上，优化 SMR-氢热电联产的出力方式、火电机组的启停及出力，并最大限度地消纳风电和光伏的出力。该模型旨在减轻电力系统的调峰压力，同时降低发电总成本至最小，以此达成多种电源的协同优化。

为了验证模型有效性，构造了相应的算例用于计算分析。基于文献[25]中算例改进，该算例的系统基本情况详见附录 B。火电、SMR 及抽蓄机组相关参数和系统负荷参照文献[6,17,26]，见附录 B 表 B1—B3。风电、光伏的日前预测出力如附录 C 图 C1 所示。参考国际可再生能源机构统计资料及风电上网标杆电价，选取陆上风电弃风成本 342 元/MWh，光伏弃光成本为 400 元/MWh[25]，核电调峰成本为 44.3 元/MWh[6]。所提模型在 Matlab 软件中借助 Yalmip 工具箱通过调用 Gurobi 进行求解。

4.2　优化调度结果分析

为评估 SMR 氢热电联产机组在风电预测出力具有反调峰特性的场景下，其在风电消纳能力、调度模型经济性及运行灵活性方面的表现，设置以下 4 种不同场景：(1)SMR 带基荷运行，且不允许弃光弃风；(2)SMR 带基荷运行，且允许弃光弃风；(3)SMR-氢热电联产运行，且不允许弃光弃风；(4)SMR-氢热电联产运行，且允许弃光弃风。

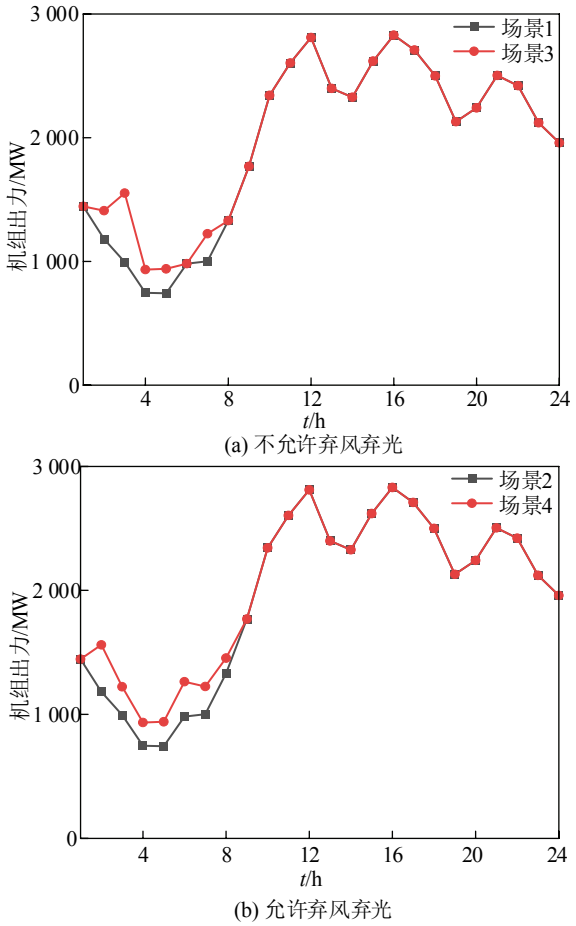
4 种场景的目标函数和机组相关约束保持一致，优化结果见表 1 和附录 C 图 C2。对比在不允许弃光弃风场景与允许弃光弃风场景下，SMR-氢热电联产参与调峰运行与 SMR 带基荷运行的机组日前调度优化结果，分析 SMR 在 2 种场景下参与电网调峰对系统经济运行的影响。2 种场景下，常规机组(本文指火电机组与抽水蓄能机组)与新能源机组(风电与光伏机组)的总出力如图 6 所示。

由功率平衡约束可知，扣除 SMR-氢热电联产机组出力部分的电网等效负荷，即为常规机组和新能源机组的总出力。因此，结合附录 C 图 C2、图 6，可以看出 SMR-氢热电联产机组参与电网调峰后，在凌晨 1 点至 8 点这个时间段，不论是否弃风弃光，常规机组和新能源机组的总出力都有所提升，使得火电机组调峰无需频繁启停操作，常规机组调峰的压力得到缓解，满足了电网调峰需求。在 SMR-氢

表 1　4 种调度场景优化结果

Table 1　Optimization results of four scheduling scenarios

场景	弃电量/MWh		火电启停	制氢			成本/万元					
	新能源	SMR	次数	产量/t	成本/万元	收益/万元	弃电	SMR 调峰	火电启停	抽蓄启停	总运行	综合运行
1	0	0	5	0	0	0	0	0	64.53	1.68	949.46	949.46
2	735	0	2	0	0	0	25.14	0	22.44	1.89	938.01	938.01
3	0	1 897	1	36.01	53.15	141.17	0	8.41	11.22	2.94	928.02	835.06
4	0	2 203	0	41.84	61.75	164.01	0	9.76	0	2.1	919.73	811.73

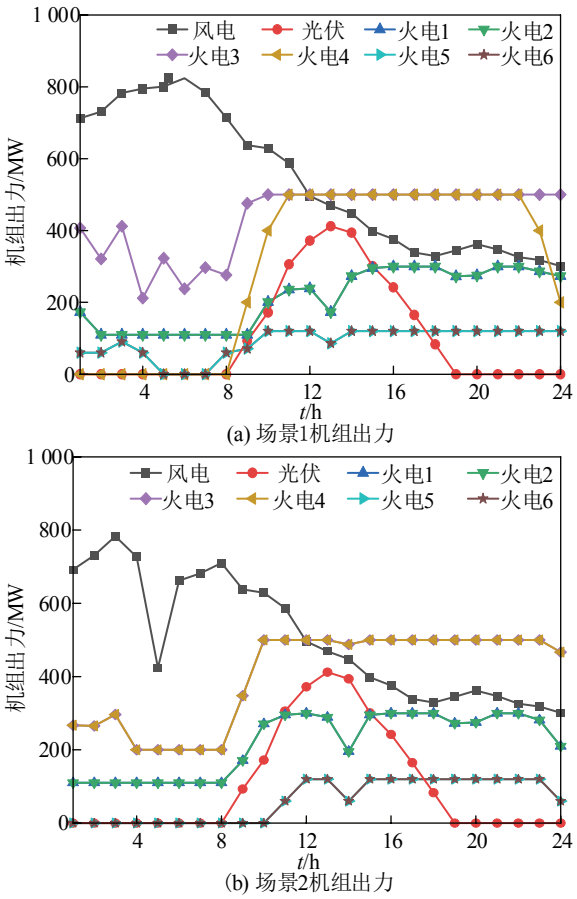


(a) 不允许弃风弃光

(b) 允许弃风弃光

图 6　常规机组与新能源机组总出力

Fig.6　Total output of conventional unit and new energy unit



(a) 场景1机组出力

(b) 场景2机组出力

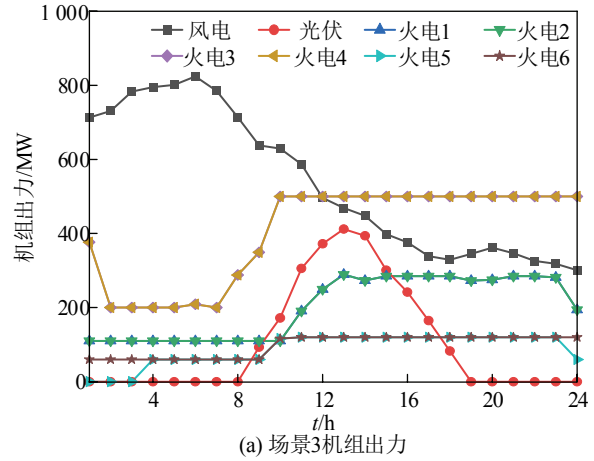
图 7　SMR 带基荷运行时机组出力

Fig.7　SMR unit output under base load operation

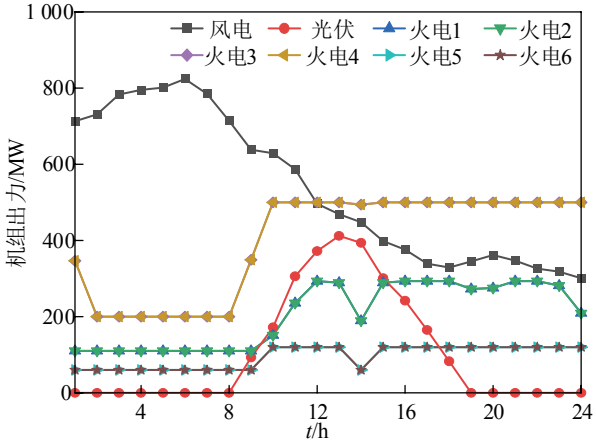
热电联产机组带基荷运行时，常规火电机组和新能源机组发电计划如图 7 所示。

由附录 C 图 C2、图 7 可知，SMR 带基荷运行且不允许弃光弃风时，在凌晨负荷低谷期间，火电机组面临较大的电网调峰压力，出力波动幅度较大，部分火电机组必须通过启停调峰来满足电力系统的调峰需求；SMR 带基荷运行且允许弃风弃光时，火电机组所承担的电网调峰压力较场景 1 有所缓解，此时风电机组出现弃风现象，同时电力系统的调峰需求仍需由部分火电机组启停运行来满足。图 8、图 9 展示了 SMR-氢热电联产机组参与调峰时常规火电机组和新能源机组发电计划。

由图 8、图 9 可知，当 SMR-氢热电联产运行参与调峰时，在负荷低谷期、不允许弃风弃光时，火电机组仍需启停运行参与电网调峰，SMR-氢热电联产出力波动较大；允许弃风弃光时，风电和光伏出力得到完全消纳的同时，火电机组调峰的压力得到缓解，其避免了频繁的启停，部分机组仅通过降负荷的方式即可满足电网调峰需求。在该运行模式下，SMR-氢热电联产机组出力随着负荷的增减而变化，在凌晨 1 点至 8 点负荷低谷期，SMR-氢热电联产机



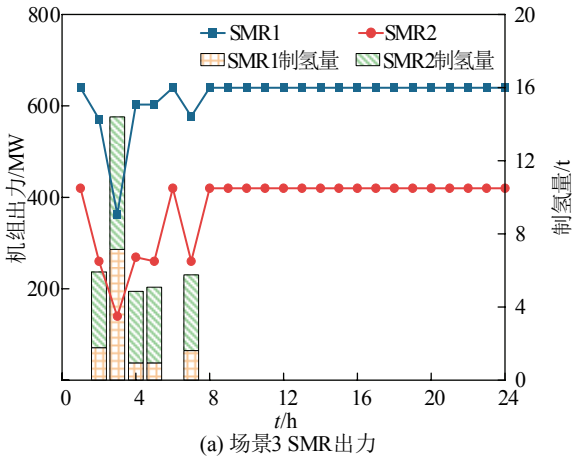
(a) 场景3机组出力



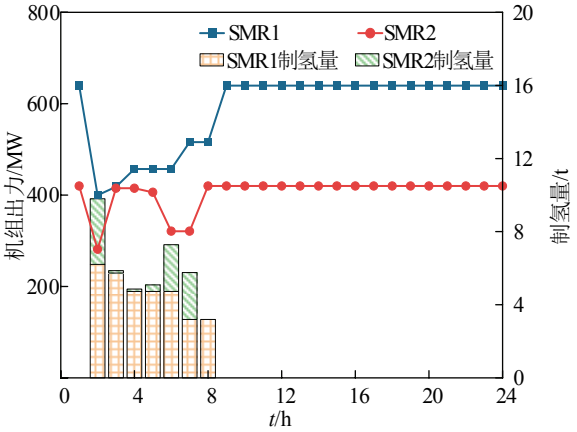
(b) 场景4机组出力

图 8　SMR-氢热电联产调峰时机组出力

Fig.8　SMR-hydrogen cogeneration unit output during peak shaving



(a) 场景3 SMR出力



(b) 场景4 SMR出力

图 9　氢热电联产调峰时 SMR 机组出力

Fig.9　Output of SMR unit during peak shaving of electricity hydrogen cogeneration

组出力降低，制氢量随着机组出力降低而增加。

1）由表 1 可知，随着风电、光伏和 SMR 参与调峰，常规火电机组的调峰压力得以减轻，避免了频繁的启停操作，从而使启停成本得到显著降低。与场景 1 相比，场景 2、场景 3 和场景 4 的总运行成本分别下降 11.45 万元、21.44 万元和 29.73 万元，运行的经济性得到提升。由于单位电量弃风成本高，场景 2 的弃电成本明显高于场景 3 和场景 4，因此应尽量避免弃风现象。

2）对比场景 2、场景 3 和场景 4 优化结果可知，运行经济性：场景 4>场景 3>场景 2。结合图 7、图 8 分析可知，场景 2 具有灵活的弃光弃风调峰特性，但过高的弃风成本带来了额外的经济负担；场景 3 SMR-氢热电联产调峰进一步降低火电机组启停调峰频次，进而降低运行成本；场景 4 的协调调峰结合了场景 2 弃风弃光调峰灵活以及 SMR 调峰成本低、氢热电联产出力灵活的优势，实现了火电机组零启停调峰运行，并实现了风电出力完全消纳，进一步提升了运行经济性。

3）在总运行成本上进一步考虑 SMR-氢热电联产调峰的制氢成本和收益，得到综合运行成本，由表 1 场景 3、场景 4 结合图 9 可知，在允许弃风弃光场景下，SMR-氢热电联产调峰程度更深，不仅使风光得到完全消纳，还使得调峰出力更平滑，制氢产量变多，综合运行成本更低。与场景 1 相比，场景 3、场景 4 的综合运行成本分别下降 12.05%、14.51%，运行的经济性进一步提升。

由此可见，考虑 SMR-氢热电联产系统调峰能够减轻火电机组调峰的压力，避免其频繁的启停运行，同时兼顾调峰的成本和灵活性，从而使 SMR-氢热电联产系统调度的经济性得到提升，并减少了弃风弃光现象。

需要指出的是，由于光伏的弃电成本大于风电和核电，因此在风电反调峰出力的场景下，调度模

型的调峰任务主要由 SMR-氢热电联产机组承担，风电承担较少，而光伏则未承担调峰任务。

5 结论

1）相较传统核电机组调峰模型，基于 SMR 反应堆热功率不变，构建的 SMR-氢热电联产系统调峰出力模型，具有不浪费核燃料、不影响反应堆稳定性的优点。

2）SMR-氢热电联产机组由 SMR 为核能制氢提供高温热源，根据电网的实际调峰需求，通过在发电和制氢之间重新分配动力蒸汽来调整 SMR 机组的出力和制氢速率，实现 SMR 发电机组出力的灵活调节。

3）当 SMR-氢热电联产机组参与到电网调峰过程中时，一方面能够避免火电机组频繁地进行启停运行，使其可以更高效地参与电网调峰；另一方面，还能够降低调峰成本，增强调度的灵活性，减少弃风弃光，削减机组运行的总费用，让整个系统的经济性变得更为优越。

4）SMR-氢热电联产机组参与调峰时，在负荷低谷期，通过将多余热量供给高温制氢装置，并提供少量电能制氢，不仅可以有效缓解调峰压力，而且计及制氢成本与收益后，系统综合运行成本进一步下降，极大地提高了系统运行经济性。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 张大海，孙 锴，史一茹，等. 考虑灵活资源及模数驱动方法的电力系统调度方法综述[J]. 高电压技术，2024，50(1)：42-54.
ZHANG Dahai, SUN Kai, SHI Yiru, et al. Overview of power system dispatching methods considering flexible resources and model-data driven[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 42-54.

[2] 2030 年前碳达峰行动方案[N]. 人民日报，2021-10-27(07).
Action plan for carbon peak before 2030[N]. People's Daily, 2021-10-27(07).

[3] 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要[N]. 人民日报，2021-03-13(01).
The 14th five-year plan for People's Republic of China(PRC)'s national economic and social development and the outline of the long-term goals in 2035[N]. People's Daily, 2021-03-13(01).

[4] 薛士敏，张君婷，李博通，等. 基于扩展边界的柔性直流输电网区域纵联保护[J]. 高电压技术，2024，50(12)：5468-5481.
XUE Shimin, ZHANG Junting, LI Botong, et al. Regional pilot protection for flexible HVDC grid based on extended boundary[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(12): 5468-5481.

[5] 赵冬梅，张 松，王浩翔. 考虑核电参与的多能联合调峰系统低碳经济调度[J]. 华北电力大学学报(自然科学版)，2022，49(3)：9-19.
ZHAO Dongmei, ZHANG Song, WANG Haoxiang. Low carbon economy scheduling of multi-energy combined peak shaving system considering nuclear power participation[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2022, 49(3): 9-19.

[6] 王 骏，赵 洁，刘涤尘，等. 考虑核电参与的调峰优化运行模型[J]. 中国电机工程学报，2018，38(6)：1665-1674.
WANG Jun, ZHAO Jie, LIU Dichen, et al. Optimal scheduling model of peak load regulation considering participation of nuclear power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1665-1674.

[7] 赵冬梅，王浩翔，陶 然. 计及风电-负荷不确定性的风-火-核-碳捕集多源协调优化调度[J]. 电工技术学报，2022，37(3)：707-718.
ZHAO Dongmei, WANG Haoxiang, TAO Ran. A multi-source coordinated optimal scheduling model considering wind-load uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(3): 707-718.

[8] International Atomic Energy Agency. Innovative small and medium sized reactors: design features, safety approaches and R&D trends[R]. Vienna, Austria: IAEA, 2005.

[9] ŞAHIN S, ŞAHIN H M. Generation-IV reactors and nuclear hydrogen production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(57): 28936-28948.

[10] 宋晓通，师芊芊，巨云涛，等. 综合能源系统低碳规划与运行研究述评[J]. 高电压技术，2024，50(3)：1053-1066.
SONG Xiaotong, SHI Qianqian, JU Yuntao, et al. Review on low-carbon planning and operation of integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1053-1066.

[11] GUO Y W, YUAN X F, ZHAO H, et al. Coupling a small modular molten salt reactor with desalination[J]. Nuclear Engineering and Design, 2023, 413: 112513.

[12] SLAVIN B, WANG R Q, ROY D, et al. Techno-economic analysis of direct air carbon capture and hydrogen production integrated with a small modular reactor[J]. Applied Energy, 2024, 356: 122407.

[13] 马恒瑞，王 波，王 蔚，等. 城市综合能源系统协同调控与互动交易研究综述[J]. 高电压技术，2024，50(4)：1357-1375.
MA Hengrui, WANG Bo, WANG Wei, et al. Review of collaborative regulation and interactive trading of urban integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(4): 1357-1375.

[14] PINSKY R, SABHARWALL P, HARTVIGSEN J, et al. Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems[J]. Progress in Nuclear Energy, 2020, 123: 103317.

[15] MICHAELSON D, JIANG J. Review of integration of small modular reactors in renewable energy microgrids[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 152: 111638.

[16] KANG S W, YIM M S. Coupled system model analysis for a small modular reactor cogeneration (combined heat and power) application[J]. Energy, 2023, 262: 125481.

[17] DONG Z. Dynamical modeling and coordinated control design of a multimodular nuclear power-hydrogen cogeneration plant[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 272: 116369.

[18] WU H R, CHEN H, FAN L X, et al. Performance analysis of a novel co-generation system integrating a small modular reactor and multiple hydrogen production equipment considering peak shaving[J]. Energy, 2024, 302: 131887.

[19] WANG Q, LIU C Y, LUO R, et al. Thermo-economic analysis and optimization of the very high temperature gas-cooled reactor-based nuclear hydrogen production system using copper-chlorine cycle[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(62): 31563-31585.

[20] NI H, QU X H, ZHAO G, et al. Research on two novel hydrogen-electricity-heat polygeneration systems using very-high-temperature gas-cooled reactor and hybrid-sulfur cycle[J]. Energy,

2024, 290: 130187.

[21] 李君仪，董　哲，程仲华. 高温气冷堆氢电联产核电厂的协调控制研究[J]. 自动化仪表，2023，44(增刊 1)：348-352.
LI Junyi, DONG Zhe, CHENG Zhonghua. Coordinated control study of high temperature gas-cooled reactor hydrogen cogeneration nuclear power plant[J]. Process Automation Instrumentation, 2023, 44(Supplement 1): 348-352.

[22] TIAN L, ZHU C, DENG T Y. Day-ahead scheduling of SMR integrated energy system considering heat-electric-cold demand coupling response characteristics[J]. Energy Reports, 2022, 8: 13302-13319.

[23] 姚晓飞. 含铜氯化物热化学法制氢的实验和模拟[D]. 昆明：昆明理工大学，2023.
YAO Xiaofei. Experiment and simulation of hydrogen production via the thermochemical method of copper-containing chloride compounds[D]. Kunming, China: Kunming University of Science and Technology, 2023.

[24] 苏小玲，陈来军，赵超凡，等. 计及能源自洽率和共享氢储能的电-氢-交通耦合配电网低碳经济运行[J]. 高电压技术，2024，50(6)：2424-2432.
SU Xiaoling, CHEN Laijun, ZHAO Chaofan, et al. Low carbon economic dispatch for electricity hydrogen transport coupling network considering self-sufficiency and shared hydrogen storage[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(6): 2424-2432.

[25] 邵尤国，赵　洁，刘涤尘，等. 考虑核电调峰的风电-核电协调优化调度[J]. 中国电机工程学报，2019，39(4)：1018-1029.
SHAO Youguo, ZHAO Jie, LIU Dichen, et al. Coordinated optimal dispatch of wind-nuclear power considering peak load shaving of nuclear power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(4): 1018-1029.

[26] 叶　林，裴　铭，李　卓，等. 风电和光伏发电功率联合预测与预调度框架[J]. 高电压技术，2024，50(9)：3823-3836.
YE Lin, PEI Ming, LI Zhuo, et al. Framework for joint wind and photovoltaic power forecasting and pre-dispatch[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 3823-3836.



孙银锋
1983—，男，博士，副教授，硕导
主要研究方向为电力系统优化调度、柔性直流输电技术等
E-mail: sunyinfeng@neepu.edu.cn

SUN Yinfeng
Ph.D.
Associate professor



李世昌(通信作者)
1998—，男，硕士生
主要研究方向为电力系统优化调度
E-mail: 1968263453@qq.com

LI Shichang
Corresponding author

收稿日期　2025-02-08　在线出版日期　2025-04-28　　编辑　程子丰

附录 A

常规机组与新能源机组运行约束

1）火电机组运行约束

$$\begin{cases} U_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\min}^{\mathrm{G}} \le P_{i,t}^{\mathrm{G}} \le U_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\max}^{\mathrm{G}} \\ P_{i,t}^{\mathrm{G}} - P_{i,t-1}^{\mathrm{G}} \le \lambda_{\mathrm{u},i}^{\mathrm{G}} \\ P_{i,t-1}^{\mathrm{G}} - P_{i,t}^{\mathrm{G}} \le \lambda_{\mathrm{d},i}^{\mathrm{G}} \\ U_{i,x}^{\mathrm{G}} \ge U_{i,t}^{\mathrm{G}} - U_{i,t-1}^{\mathrm{G}}, \\ \quad x \in [t, \min(t + T_{\mathrm{on},i}^{T} - 1, 24)] \\ U_{i,x}^{\mathrm{G}} \le 1 - (U_{i,t-1}^{\mathrm{G}} - U_{i,t}^{\mathrm{G}}), \\ \quad x \in [t, \min(t + T_{\mathrm{off},i}^{T} - 1, 24)] \\ \alpha_{i,t} - \beta_{i,t} = U_{i,t}^{\mathrm{G}} - U_{i,t-1}^{\mathrm{G}} \\ \alpha_{i,t} + \beta_{i,t} \le 1 \end{cases} \tag{A1}$$

式中：从上往下依次表示火电机组的出力约束、上升/下降爬坡速率约束、运行时间约束、停机时间约束和启停机状态约束；$T_{\mathrm{on},i}^{T}$、$T_{\mathrm{off},i}^{T}$ 分别为机组 i 最小运行时间和最小停机时间。

2）风电机组运行约束

$$0 \le P_{k,t}^{\mathrm{wt}} \le P_{k,t}^{\mathrm{wt,pre}} \tag{A2}$$

3）光伏发电运行约束

$$0 \le P_{l,t}^{\mathrm{pv}} \le P_{l,t}^{\mathrm{pv,pre}} \tag{A3}$$

4）抽水蓄能机组出力约束

抽水蓄能机组具有灵活的状态转换方式，可以在发电工况和抽水工况之间切换，且在运行过程中需满足以下约束条件：

$$P_{i,t}^{\mathrm{PS}} = P_{i,t}^{\mathrm{GEN}} - u_{i,t}^{\mathrm{P}} P_{i}^{\mathrm{PUM}} \tag{A4}$$

$$u_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\min}^{\mathrm{GEN}} \le P_{i,t}^{\mathrm{GEN}} \le u_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,\max}^{\mathrm{GEN}} \tag{A5}$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} u_{i,t}^{\mathrm{G}} + \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} u_{i,t}^{\mathrm{P}} \le 1 \tag{A6}$$

$$\begin{cases} V_{t}^{\mathrm{u}} = V_{t-1}^{\mathrm{u}} + \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} (Q_{i,t}^{\mathrm{PUM}} - Q_{i,t}^{\mathrm{GEN}}) \\ V_{\min}^{\mathrm{u}} \le V_{t}^{\mathrm{u}} \le V_{\max}^{\mathrm{u}} \end{cases} \tag{A7}$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\mathrm{GEN}} = 9.81 Q_{i,t}^{\mathrm{GEN}} H_t \eta_k \\ P_{i,t}^{\mathrm{PUM}} = 9.81 Q_{i,t}^{\mathrm{PUM}} H_t \end{cases} \tag{A8}$$

$$\sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} u_{i,t}^{\mathrm{G}} P_{i,t}^{\mathrm{GEN}} = -\sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{PS}}} \eta_i u_{i,t}^{\mathrm{P}} P_{i}^{\mathrm{PUM}} \tag{A9}$$

式中：$u_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为 0-1 变量，用于表示在 t 时段抽水蓄能机组 i 的发电状态，当机组以发电状态运行时取值为 1，否则为 0，对应的发电流量为 $Q_{i,t}^{\mathrm{GEN}}$；$P_{i,t}^{\mathrm{GEN}}$ 为抽水蓄能机组 i 的发电调度出力，$P_{i,\max}^{\mathrm{GEN}}$、$P_{i,\min}^{\mathrm{GEN}}$ 为其出力上、下限；V_{t}^{u} 为上水库 t 时刻库容，$V_{\max}^{\mathrm{u}}$、$V_{\min}^{\mathrm{u}}$ 为其容量上、下限；η_i 为抽蓄机组效率；$u_{i,t}^{\mathrm{P}}$ 为 0-1 变量，用于表示在 t 时段抽水蓄能机组 i 的抽水状态，当机组以抽水状态运行时取值为 1，否则为 0，对应的抽水流量为 $Q_{i,t}^{\mathrm{PUM}}$；H_t 表示 t 时刻抽水蓄能机组的扬程；η_k 为抽水发电循环综合效率。

式(A4)为抽蓄机组 i 在 t 时刻的出力；式(A5)和式(A6)分别表示机组在发电工况下的出力上下限约束和发电抽水不同时约束；式(A7)为抽蓄电站水库容量约束；式(A8)为机组功率与流量和扬程的关系；式(A9)为抽蓄机组日抽发电量约束。

抽水蓄能机组在发电与抽水工况之间的启停转变状态必须与相应的发电或抽水状态保持一致，且发电与抽水状态的转变需满足约束：

$$\begin{cases} \alpha_{i,t}^{\mathrm{G}} - \beta_{i,t}^{\mathrm{G}} = u_{i,t}^{\mathrm{G}} - u_{i,t-1}^{\mathrm{G}} \\ \alpha_{i,t}^{\mathrm{G}} + \beta_{i,t}^{\mathrm{G}} \le 1 \\ \alpha_{i,t}^{\mathrm{P}} - \beta_{i,t}^{\mathrm{P}} = u_{i,t}^{\mathrm{P}} - u_{i,t-1}^{\mathrm{P}} \\ \alpha_{i,t}^{\mathrm{P}} + \beta_{i,t}^{\mathrm{P}} \le 1 \end{cases} \tag{A10}$$

式中：$\beta_{i,t}^{\mathrm{G}}$ 为 0-1 变量，用于表示在 t 时段抽蓄机组 i 在发电工况下的转变状态，当其从发电状态切换至停机状态时取值为 1，否则为 0；$\beta_{i,t}^{\mathrm{P}}$ 为 0-1 变量，用于表示在 t 时段抽蓄机组 i 在抽水工况下的转变状态，当其从抽水状态切换到停机状态时取值为 1，否则为 0。

附录 B

1）Cu-Cl 循环过程

图 4 展示了 Cu-Cl 循环的过程，来自核岛的超临界蒸汽为 Cu-Cl 循环的水解和分解反应提供所需热量。在标准大气压下，水解反应在 350~400 ℃的条件下于水解反应器中进行，反应物 H_2O 和 $CuCl_2$ 反应生成 HCl 和 Cu_2OCl_2，生成物经分离后被输送到分解反应器进行分解反应。在分解反应器，Cu_2OCl_2 在 500~540 ℃的温度下分解为 CuCl 和 O_2。将水解反应物 HCl 以及分解反应物 CuCl 冷却至室温后，通过电化学反应将所得混合物电解产生 H_2 和 $CuCl_2$。为保证能源效率，反应物 CuCl 和 HCl 由电解产物 $CuCl_2$ 冷却，然后将预热的 $CuCl_2$ 作为反应物返回水解。以这种方式，Cu-Cl 循环中的中间体化合物被完全再循环。

2）系统基本情况

包含火电机组 6 台，总装机容量 1 840 MW；SMR 机组 2 台，总装机容量 1 060 MW；陆上风电场 1 个，装机容量 1 000 MW；光伏电站 1 个，装机容量 500 MW；两台抽蓄机组，总装机容量 600 MW；系统的总装机容量 5 000 MW。

表 B1　火电机组参数

Table B1　Parameters of thermal power units

参数		数值 1	数值 2	数值 3
机组容量/MW		300	500	120
机组数量/台		2	2	2
出力上限/MW		300	500	120
出力下限/MW		110	200	60
最小停机时间/h		4	5	3
最小开机时间/h		6	8	4
爬坡速率/(MW·h^{-1})		100	200	60
运行成本系数	a/(元·h^{-1})	5 870	7 900	4 760
	b/(元·MWh^{-1})	123.6	113.33	115.5
	c/(元·(MW^2·h)$^{-1}$)	0.008 5	0.003 5	0.014
启动成本/元		267 853	364 728	112 224
停机成本/元		72 812	91 182	28 056

表 B2　SMR-氢热电联产机组参数

Table B2　SMR-hydrogen cogeneration unit parameters

参数		数值 1	数值 2
额定热功率/MW		1 523	1 000
机组容量/MW		640	420
机组数量/台		1	1
出力上限/MW		640	420
出力下限/MW		160	100
爬坡速率/(MW·h^{-1})		240	160
最大制氢速率/(t·h^{-1})		11.76	7.84
运行成本系数	a/(元·h^{-1})	51 240	46 116
	b/(元·MWh^{-1})	65.31	65.31
调峰安全成本/(元·MWh^{-1})		44.3	44.3

表 B3　抽水蓄能机组参数

Table B3　Parameters of pumped storage power units

参数	数值	参数	数值
机组容量/MW	300	机组效率/%	80
机组数量/台	2	抽水功率/MW	300
发电出力上限/MW	300	发电启动成本/元	2 100
发电出力上限/MW	100	抽水启动成本/元	2 100

附录 C

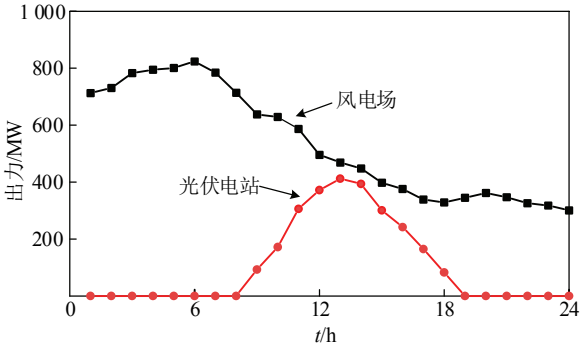


图 C1　风电、光伏出力预测曲线

Fig.C1　Prediction curve of wind power and photovoltaic output

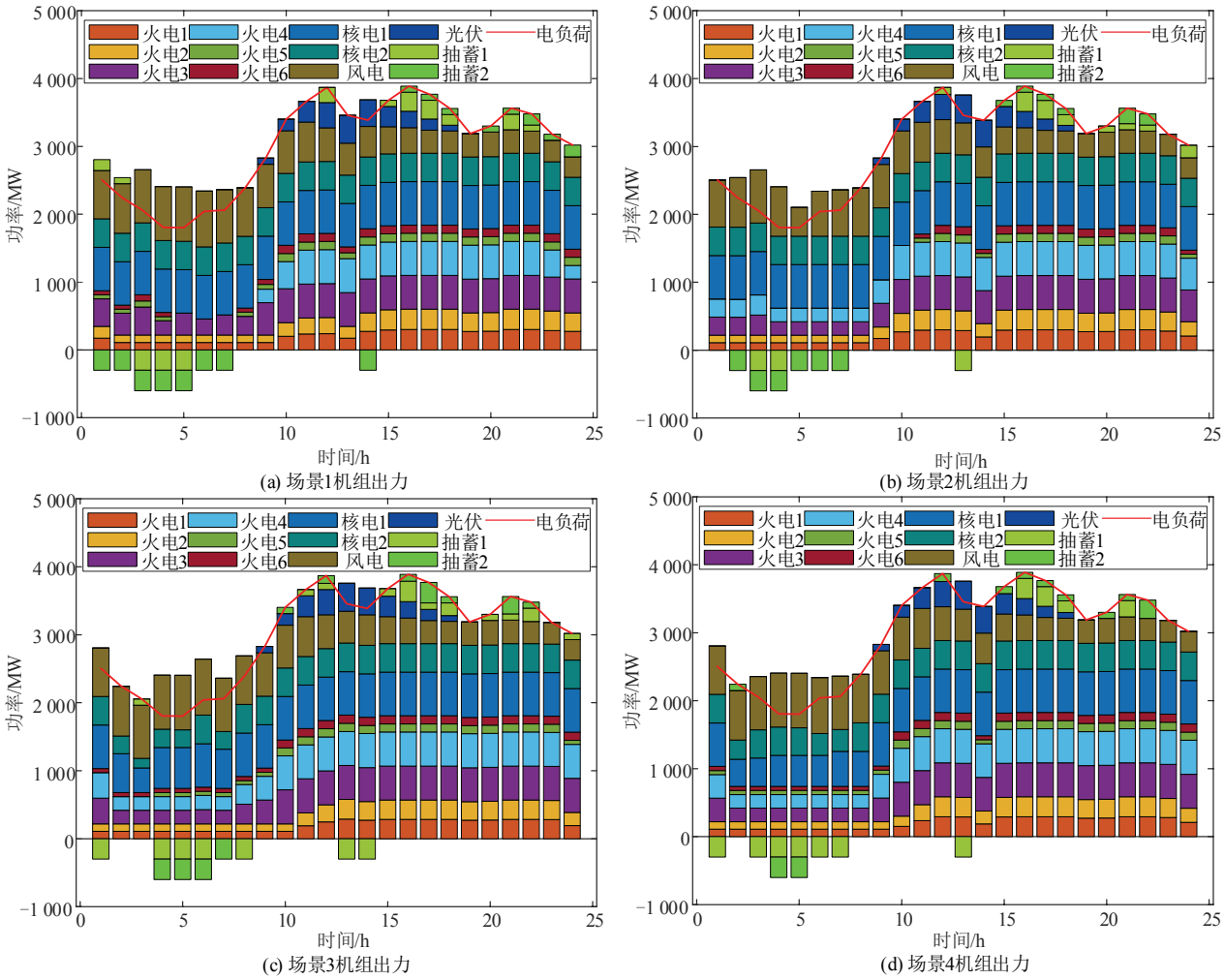


图 C2　不同场景优化结果

Fig.C2　Optimization results of different scenarios

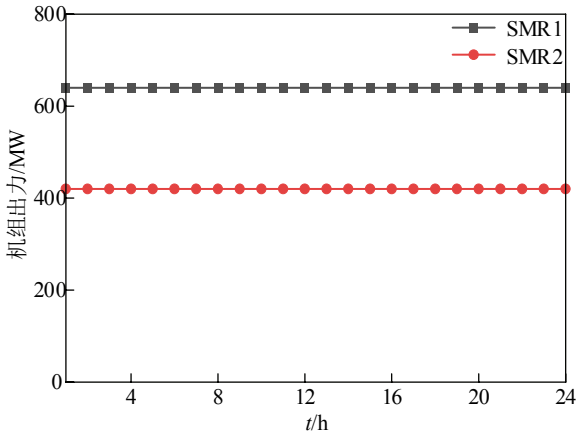


图 C3　SMR 带基荷运行时机组出力

Fig.C3　SMR unit output under base load operation