

考虑不确定性的风光燃蓄多目标随机调度优化模型*

赵东来^{1†}, 牛东晓¹, 杨尚东², 梁才³

(1. 华北电力大学 经济管理学院, 北京 102206; 2. 国网(苏州)城市能源研究院, 江苏 苏州 215000;
3. 国网能源研究院, 北京 102209)

摘要:为支撑以风光为代表的高比例可再生能源发电并网,集成风电场(Wind Power Plant, WPP)、光伏发电站(Photovoltaic power station, PV)、燃气轮机(Convention Gas Turbine, CGT)和抽水蓄能电站(Pumped Storage Power Station, PHSP)为多电源系统(Multi-power Hybrid System, MPHS),建立了基于鲁棒随机优化理论的风光燃储随机调度优化模型.首先,介绍了多电源系统的基本构成,建立了多电源出力模型;然后,以系统运行经济效益最大化和输出功率波动最小化作为优化目标,确立多电源系统调度运行多目标模型.同时,为克服不确定性给系统带来的影响,提出了基于预测功率的风光不确定性刻画方法,转换含不确定性变量的约束条件为可反映决策者风险态度的约束条件,建立MPHS随机调度优化模型;最后,选取装机容量为9.6 MW风电场,6.5 MW光伏发电机组和3台CGT机组以及和1座上水库等效容量为10 MW·h构造仿真系统.算例结果表明:1)MPHS系统能充分利用不同能源发电互补特性,实现系统整体运行结果最优;2)PHSP能优化调整自身运行行为,为风光并网提供更大的容量空间;3)鲁棒系数的引入能为不同风险偏好型决策者提供调度决策工具,在追逐经济效益最大化的同时最小化运行风险水平.

关键词:风电;燃气轮机;多目标;不确定性

中图分类号:TM734

文献标志码:A

A Multi-objectives Stochastic Scheduling Optimization Model for Wind-photovoltaic Pumped Storage Power Station and Convention Gas Turbine Considering Uncertainty

ZHAO Donglai^{1†}, NIU Dongxiao¹, YANG Shangdong², LIANG Cai³

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. State Grid(Suzhou) City & Energy Research Institute, Suzhou 215000, China;
3. State Grid Energy Research Institute, Beijing 102209, China)

Abstract: To support the high proportion grid interconnection of renewable energy power generation such as wind power and photovoltaic, this paper integrates the wind power plant (WPP), photovoltaic power station (PV), convention gas turbine (CGT) and pumped storage power station (PHSP) as the

* 收稿日期:2017-03-13

基金项目:国家重点研发计划项目(2016YFB0901104), National Key Research and Development Program(2016YFB0901104); 国家自然科学基金资助项目(51307051), National Natural Science Foundation of China(51307051); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2014ZP03, 2015ZD01), the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2014ZP03, 2015ZD01)

作者简介:赵东来(1983-),男,河南商丘人,华北电力大学博士研究生,高级工程师

† 通讯联系人, E-mail: zhdonglai@126.com

multi-power Hybrid System (MPHS), and establishes a WPP-PV-CGT-PHSP stochastic scheduling optimization model based on robust stochastic optimization theory. First, this paper introduces the basic structure of MPHS and establishes a multi-power output model. Then, based on the optimization goal of system operation economic benefit maximization and output power fluctuation minimization, the MPHS scheduling operation multi-objective model is established. Simultaneously, to overcome the uncertainty impact on the system, this paper presents an uncertainty characterization method of wind power and photovoltaic based on predictive power, transforms the constraints containing uncertainty variables into the constraints reflecting the decision makers' risk attitude, and then forms MPHS stochastic scheduling optimization model. Finally, WPP with 9.6 MW installed capacity, PV with 6.5 WM installed capacity, 3 CGT and 1 upper reservoir with 10 MW · h equivalent capacity are taken as the simulation system. The simulation results show as follow: 1) MPHS can make full use of the power generation complementary characteristics of different energy, and achieve optimal overall system operation results. 2) PHSP can optimize and adjust the operational behavior to provide greater capacity for wind power and photovoltaic grid connection. 3) The introduction of robust coefficients can provide scheduling decision-making tool for different risk — preference decision makers, minimize the operational risk during chasing the maximum economic benefits.

Key words: wind power; convention gas turbine; multi-objective; uncertainty

能源危机与温室效应正逐渐成为世界范围内越来越紧迫的问题,中国以化石能源为主的能源消费结构导致能源消耗与环境保护间的矛盾日益严峻.以风光为代表的清洁能源在能源转型中地位突显,但其出力随机性导致弃能现象日益严重,仅2017年上半年,全国弃风量达235亿kW·h,弃光量为37亿kW·h^[1].合理的辅助电源是促进风光利用的重要保障,燃气轮机快速启停的特性,能够互补弥合风光的波动效应,而抽水蓄能电站的充放电特性能够提升风光并网空间.因而,设计最优化的风光燃储运行策略对于缓解经济、能源和环境间矛盾有着重要的理论价值和实践意义.

目前,针对风光燃储多电源系统的研究主要侧重于容量配置、运行策略和系统评估三个层面.就容量配置来说,主要是充分利用不同能源间互补性,合理配置风能、光伏和水能等可再生能源的容量比例,增加可再生能源并网.以容量配置为例,主要是充分利用不同能源间互补性,合理配置风能、光伏和水能等可再生能源的容量比例,增加可再生能源并网.文献[2]计及自然资源的随机波动和常规机组的随机停运影响,提出一种基于等可信容量的风光储容量配置方法;文献[3]深入分析风电输出随机性,建立了风力火电系统动态经济调度的随机优化模型.文献[4]针对并网型风光互补发电系统以供电可靠性为约束条件,得到使系统成本最小的风电/光伏/容量组合.文献[5]以电源年投资替换成本、运行维护

费用和可控负荷的调度成本最小为目标,建立计及可控负荷的独立微网容量配置优化模型.上述文献均讨论风电、光伏发电和其他能源的互补优化问题,但未能针对抽水蓄能电站开展相关讨论,这需要进一步进行研究.

鉴于抽水蓄能电站具有启动迅速、灵活可靠的优势,国内外开展了对抽水蓄能电站促进清洁能源并网的研究.文献[6]认为抽水蓄能是最有效地提高可再生能源渗透能力的储能技术,并引入了风电—抽水蓄能的混合系统的运行方式.文献[7]研究了能源和辅助服务市场中的风电场和抽水蓄能电站的联合运行和未协调运行的优化调度.文献[8]通过最优化风电和抽水蓄能水平,优化了风能资源的可靠性评估方法.文献[9]利用抽水蓄能与风电联合运行以缓解风电波动对电网的影响,并提出风蓄联合运行的可靠性评估方法.文献[10]建立了考虑峰谷电价的风电—抽水蓄能联合运行系统和能量转化效益的定量评估模型.上述文献开展了风电和抽水蓄能电站的联合优化研究,但由于抽水蓄能电站会受到自然来水的限制,因此,在常规调度时,仍需要匹配备用电源,如何协调优化需要深入讨论.

此外,针对风光燃蓄运行策略的研究,主要是根据系统的内外部资源条件,选取合理的运行目标,搭建运行优化机制.文献[11]集成风机、光伏电池、储能装置和电锅炉等设备为微能网,确定调度周期内系统最优总运行成本.文献[12]选取经济效益最大

化为目标,建立不同运行策略下多能互补独立仿真系统.文献[13]以系统投资运行成本与表征可靠性的能量短缺成本和最小为目标,提出多能源系统优化运行方式.上述文献针对风电、光伏发电与储能系统的优化运行目标开展了相关的研究,这为含抽水蓄能的多电源系统运行目标选取提供了重要的借鉴作用.本文重点选取系统经济效益最大化和输出功率波动最小化作为优化目标函数,以实现系统内和系统外的整体最优平衡.

基于上述分析,本文集成风电场(Wind Power Plant, WPP)、光伏电站(Photovoltaic power station, PV)、燃气轮机(Convention Gas Turbine, CGT)和抽水蓄能电站(Pumped Storage Power Station, PHSP)为多电源系统(Multi-power Hybrid System, MPHS),并建立基于鲁棒随机优化理论的系统随机调度优化模型.该模型以系统运行经济效益最大化和风光输出功率波动最小化为目标,综合考虑系统运行各类约束,构建多电源系统调度优化模型,并基于风电和光伏的发电不确定性,建立基于预测功率的不确定性刻画方法,并建立 MEHS 鲁棒随机调度优化模型.最后,选取装机容量为 9.6 MW 的风电场, 6.5 MW 光伏发电机组和 3 台 CGT 机组以及和 1 座上水库等效容量为 10 MW · h 构造仿真系统,以期能为促进清洁能源发电并网提供重要的决策依据.

1 多电源系统构成

1.1 多电源系统结构

本文集成风电场、光伏电站、燃气轮机和抽水蓄能电站为多电源系统.图 1 为系统结构图.

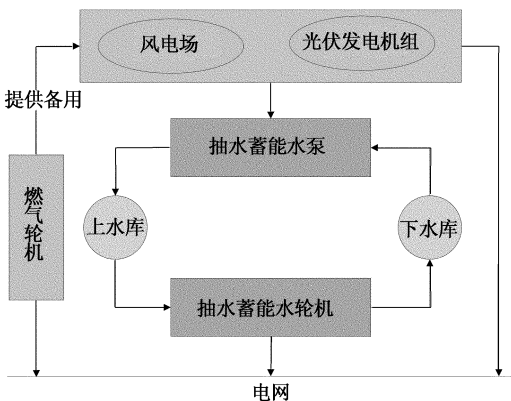


图 1 多电源系统结构图
Fig. 1 MPHS structure chart

该系统主要利用 WPP 和 PV 满足用户负荷需求,若电源可用出力高于负荷需求,则可用于 PHSP 向上水库进行抽水蓄能,反之,当电源可用出力低于负荷需求时,PHSP 可向下水库进行放水发电,以满足剩余负荷需求.为提升系统负荷供应和调节能力,特别是在风电、水电和光伏发电较弱时期,CGT 机组被用于发电出力,保证系统的供电可靠性.

1.2 多电源出力模型

1.2.1 风电出力模型

风力发电主要由自然来风风速决定,一般来说,风速具有较强的随机特性,但 Rayleigh 分布函数可用于描述这种特性^[14],具体如下:

$$f(v) = \frac{\varphi}{\theta} \left(\frac{v}{\theta} \right)^{\varphi-1} e^{-\langle v/\theta \rangle^\varphi} \quad (1)$$

式中: v 为实时风速; φ, θ 分别为风速曲线的形状参数和规模参数.利用式(1)可计算风速的期望值和方差,从而确定风电场的输出功率分布,具体计算如下:

$$g_{w,t}^* = \begin{cases} 0, & 0 \leq v_t < v_{in}, v_t > v_{out} \\ \frac{v_t - v_{in}}{v_{rated} - v_{in}} g_R, & v_{in} \leq v_t \leq v_{rated} \\ g_R, & v_{rated} \leq v_t \leq v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

$$0 \leq g_{w,t} \leq g_{w,t}^* \quad (3)$$

式中: v_t 为 WPP 在时刻 t 的自然来风风速; v_{in}, v_{rated} 和 v_{out} 分别为风电场的切入、额定和切出风速.

1.2.2 光伏发电出力模型

类似于风电场,光伏发电出力主要取决于太阳能光伏辐射强度,同样具有显著的随机特性. Beta 分布函数一般被用于描述太阳能辐射强度的分布特性^[14],相应的, PV 发电出力分布函数如下:

$$f(\theta) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha) + \Gamma(\beta)} \theta^{\alpha-1} (1-\theta)^{\beta-1}, & 0 \leq \theta \leq 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4)$$

式中: θ 为太阳能辐射强度; α 和 β 分别为 Beta 分布函数的形状参数.利用式(4)可获取太阳能光伏辐射强度的期望值 u 和方差 σ ,进一步可估算参数 α 和 β 值,具体计算如下:

$$\beta = (1 - \mu) \left(\frac{u(1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{\mu\beta}{1 - \mu} \quad (6)$$

根据式(4)~式(6)能够确定太阳能光伏辐射强度分布函数,结合光电转换公式,可计算 PV 在时刻 t 的输出功率:

$$g_{PV,t}^* = \eta_{PV} S_{PV} \theta_t \quad (7)$$

$$0 \leq g_{PV,t} \leq g_{PV,t}^* \quad (8)$$

式中: η_{PV} 和 S_{PV} 分别为太阳能辐射面积和辐射效率; θ_t 表示时刻 t 太阳能辐射强度。

1.2.3 抽水蓄能电站运行模型

PHSP 主要包括抽水蓄能和放水发电两种运行工况^[15]。一般来说,当某地区实施峰谷分时电价后,PHSP 会在谷时段进行抽水蓄能,利用低电价降低 PHSP 的运行成本,在峰时段进行放水发电,充分利用高电价获取更多的经济收益。

当 PHSP 处于抽水蓄能工况时,PHSP 的运行状态如下:

$$g_P^{PS,\min} \leq g_{P,t}^{PS} \leq \left(g_P^{PS,\max}, \frac{E_t^{\max} - E_t}{\eta_P \Delta t} \right) \quad (9)$$

式中: $g_{P,t}^{PS}$ 为 PHSP 在时刻 t 的抽水功率; $g_P^{PS,\min}$ 和 $g_P^{PS,\max}$ 分别为 PHSP 进行抽水蓄能的最小和最大功率; η_P 为 PHSP 处于抽水蓄能时的工作效率; E_t^{\max} 为 PHSP 的最大蓄能量; E_t 为 PHSP 在时刻 t 的蓄能量。

当 PHSP 处于放水发电工况时,PHSP 的运行状态如下:

$$g_H^{PS,\min} \leq g_{H,t}^{PS} \leq \min \left(g_H^{PS,\max}, \frac{(E_t - E_t^{\min})}{\Delta t} \eta_H \right) \quad (10)$$

式中: $g_{H,t}^{PS}$ 为 PHSP 在时刻 t 的放水发电功率; $g_H^{PS,\min}$ 和 $g_H^{PS,\max}$ 分别为 PHSP 进行放水发电的最小和最大功率; η_H 为 PHSP 处于放水发电工况时的工作效率; E_t^{\min} 为 PHSP 的最小蓄能量。

2 MPHS 运行调度优化模型

2.1 目标函数

本文所提多电源系统主要由 WPP、PV、PHSP 和 CGT 构成,为了能保障系统安全稳定运行,提升系统整体运行效益,充分发挥 WPP 和 PV 的环境友好特性,本节选择 MPHS 运行效益最大化和出力波动最小化作为优化目标,前者为系统侧优化目标,后者为主网侧优化目标。

2.1.1 系统经济效益最大化

多电源系统运行效益主要由 WPP、PV、PHSP 和 CGT 4 种电源收益构成,为保证多电源系统耦合运行的稳定性,需要实现系统的最大化收益,具体目标函数如下:

$$\max R = \sum_{t=1}^T (R_{W,t} + R_{PV,t} + R_{CGT,t} + R_{PS,t}) =$$

$$\sum_{t=1}^T \left\{ \left[\rho_{W,t} g_{W,t} + \rho_{PV,t} g_{PV,t} + \left(\rho_{CGT,t} g_{CGT,t} - \pi_{CGT,t}^{\text{pg}} \right) + \left(\rho_{PS,t}^H g_{PS,t}^H - \pi_{PS,t}^{\text{ps}} \right) \right] \right\} \quad (11)$$

式中: $R_{W,t}$ 、 $R_{PV,t}$ 、 $R_{CGT,t}$ 和 $R_{PS,t}$ 分别为 WPP、PV、CGT 和 PS 在时刻 t 的发电收益; $\rho_{W,t}$ 、 $\rho_{PV,t}$ 和 $\rho_{CGT,t}$ 分别为 WPP、PV 和 CGT 的上网电价; $\rho_{PS,t}^H$ 和 $\rho_{PS,t}^P$ 分别为 PHSP 在时刻 t 的抽水蓄能和放水发电电价; g_{CGT} 为 CGT 在时刻 t 的发电功率; $\pi_{CGT,t}^{\text{pg}}$ 和 $\pi_{CGT,t}^{\text{ss}}$ 分别为 CGT 在时刻 t 的发电成本和启停成本,具体计算如下:

$$\pi_{CGT,t}^{\text{pg}} = a_{CGT} + b_{CGT} g_{CGT} + c_{CGT} (g_{CGT,t})^2 \quad (12)$$

$$\pi_{CGT,t}^{\text{ss}} = [u_{CGT,t} (1 - u_{CGT,t})] D_{CGT,t} \quad (13)$$

$$D_{CGT,t} = \begin{cases} N_{CGT}^{\text{hot}}, T_{CGT}^{\text{min}} < T_{CGT,t}^{\text{off}} \leq T_{CGT}^{\text{min}} + T_{CGT}^{\text{cold}} \\ N_{CGT}^{\text{cold}}, T_{CGT,t}^{\text{off}} > T_{CGT}^{\text{min}} + T_{CGT}^{\text{cold}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: a_{CGT} 、 b_{CGT} 和 c_{CGT} 分别为 CGT 的发电成本参数; $u_{CGT,t}$ 表示 CGT 在时刻 t 的运行状态变量,0—1 变量; $D_{CGT,t}$ 为 CGT 机组的启停成本。 N_{CGT}^{hot} 和 N_{CGT}^{cold} 分别为 CGT 机组的热启动成本和冷启动成本。 T_{CGT}^{min} 为 CGT 的最短启停时间; $T_{CGT,t}^{\text{off}}$ 为 CGT 在时刻 t 的允许停机时间; T_{CGT}^{cold} 为 CGT 的冷启动时间; $T_{CGT,t}^{\text{off}}$ 为 CGT 的停机时间。

2.1.2 MPHS 出力波动最小化

为了克服 WPP 和 PV 发电出力的随机性和波动性,需要合理控制其并网给主网稳定运行带来的冲击,因此,选择系统净负荷波动最小为运行优化目标,具体目标函数如下:

$$\min N = \left\{ \sum_{t=1}^T [g_{W,t} + g_{PV,t} - (g_{PS,t}^P - g_{PS,t}^H) - g_{av}]^2 / T \right\}^{1/2} \quad (15)$$

$$g_{av} = \sum_{t=1}^T [g_{W,t} + g_{PV,t} - (g_{PS,t}^P - g_{PS,t}^H)] / T \quad (16)$$

式中: N 为 WPP 和 PV 输出功率波动的标准差,称之为风光出力波动函数; T 为系统调度周期; g_{av} 表示系统输出功率平均值。当 N 越小时,表明风光输出功率波动程度越底,对系统安全运行越有利。

2.2 约束条件

多电源系统运行约束主要包括系统供需平衡约束、各电源输出功率约束和系统旋转备用约束等,具体约束条件如下:

1) 负荷供需平衡约束

$$\underbrace{g_{w,t}(1-\varphi_w) + g_{pv,t}(1-\varphi_{pv}) + (\rho_{ps,t}^H g_{ps,t}^H - \rho_{ps,t}^P g_{ps,t}^P)}_{\text{MPHS发电出力}} + g_{CGT,t}(1-\varphi_{CGT}) + g_{GC,t} = L_t \quad (17)$$

式中: φ_w 、 φ_{pv} 和 φ_{CGT} 分别为 WPP、PV 和 CGT 的发电损失率; $g_{GC,t}$ 表示系统在时刻 t 向其他发电商的购电量。

2) PHSP 运行约束

PHSP 运行约束主要包括容量平衡约束、库存容量约束、抽发电量约束和输出功率约束等,主要约束条件如下:

$$E_t = E_{t-1} + \eta_P g_{ps,t}^P \Delta t - \frac{g_{ps,t}^H \Delta t}{\eta_H} \quad (18)$$

$$\frac{E_0 - E^{\max}}{\eta_P} \leq \frac{\sum_{t=1} g_{ps,t}^H \eta_H}{\eta_P} - \sum_{t=1} g_{ps,t}^P \leq \frac{E_0 - E^{\min}}{\eta_P} \quad (19)$$

$$\frac{\sum_{T \in T} g_{ps,t}^H \eta_H}{\eta_P} = \sum_{T \in T} g_{ps,t}^P \quad (20)$$

$$K_{ps,t}^P g_{ps,t}^{P,\min} \leq g_{ps,t}^P \leq K_{ps,t}^P g_{ps,t}^{P,\max} \quad (21)$$

$$K_{ps,t}^H g_{ps,t}^{H,\min} \leq g_{ps,t}^H \leq K_{ps,t}^H g_{ps,t}^{H,\max} \quad (22)$$

$$K_{ps,t}^P + K_{ps,t}^H \leq 1 \quad (23)$$

式中: E_0 为 PHSP 上下水库初始水量,其中 $T' \in T$; $K_{ps,t}^P$ 为 PHSP 的蓄能状态变量,0-1 变量,1 表示电站处于蓄能状态,否则电站不处于蓄能状态。 $K_{ps,t}^H$ 表示 PHSP 的发电状态变量,0-1 变量,1 表示电站处于发电状态,否则电站不处于发电状态。式(18)表示抽水蓄能电站库容能量平衡约束,式(19)表示抽水蓄能电站库容约束、式(20)抽发电量约束,式(21)和式(22)分别表示抽水蓄能电站抽水蓄能功率约束和放水发电功率约束。

3) 系统旋转备用约束

$$(g_{CGT,t}^{\max} - g_{CGT,t}) + (g_{ps}^{H,R} - g_{ps,t}^H) + g_{w,t} + g_{pv,t} \geq R_L L_t + R_{w,t} g_{w,t} + R_{pv,t} g_{pv,t} \quad (24)$$

$$(g_{CGT,t} - g_{CGT,t}^{\min}) + (g_{ps,t}^H - g_{ps}^{H,\min}) \geq$$

$$\underbrace{g_{w,t}(1-\varphi_w) + g_{pv,t}(1-\varphi_{pv}) + (\rho_{ps,t}^H g_{ps,t}^H - \rho_{ps,t}^P g_{ps,t}^P)}_{\text{MPHS发电出力}} + g_{CGT,t}(1-\varphi_{CGT}) + g_{GC,t} \geq L_t \quad (28)$$

根据式(28),设 N_t 为系统净负荷需求,由式(29)计算:

$$N_t = (\rho_{ps,t}^H g_{ps,t}^H - \rho_{ps,t}^P g_{ps,t}^P) + g_{CGT,t}(1-\varphi_{CGT}) + g_{GC,t} - L_t \quad (29)$$

将式(29)代入式(28)中可得:

$$- [g_{w,t}(1-\varphi_w) \pm e_{w,t} \cdot g_{w,t}] - [g_{pv,t}(1-\varphi_{pv}) \pm e_{pv,t} \cdot g_{pv,t}] \leq H_t \quad (30)$$

根据式(30)可知,WPP 和 PV 不确定性约束条

$$R_L L_t + R_w g_{w,t} + R_{pv,t} g_{pv,t} \quad (25)$$

式中: $g_{ps}^{H,R}$ 为 PHSP 的额定发电功率; R_L 为旋转备用率,一般为 5%; $R_{w,t}$ 和 $R_{pv,t}$ 分别为 WPP 和 PV 接入而增加的旋转备用率。

4) CGT 运行约束

CGT 机组运行约束主要包括发电出力约束、爬坡约束和启停时间约束,具体约束条件见文献[14]所示,本文不再赘述。

3 MPHS 随机调度优化模型

3.1 风光不确定性描述

WPP 和 PV 发电出力具有较强的随机特性,为了能够更好的描述这种特性,本文基于 WPP 和 PV 的预测结果对其进行描述,拓展 WPP 和 PV 的发电出力阈值,具体见式(26)和式(27)所示:

$$\tilde{g}_{w,t} = g_{w,t} + \eta_{w,t} e_{w,t} g_{w,t}, \eta_{w,t} \in [-1, 1] \quad (26)$$

$$\tilde{g}_{pv,t} = g_{pv,t} + \eta_{pv,t} e_{pv,t} g_{pv,t}, \eta_{pv,t} \in [-1, 1] \quad (27)$$

式中: $\tilde{g}_{w,t}$ 和 $\tilde{g}_{pv,t}$ 分别为 WPP 和 PV 的不确定性表达形式; $g_{w,t}$ 和 $g_{pv,t}$ 分别为 WPP 和 PV 输出功率的预测值; $e_{w,t}$ 和 $e_{pv,t}$ 分别为 WPP 和 PV 的输出功率预测误差系数; $\eta_{w,t}$ 和 $\eta_{pv,t}$ 分别为 WPP 和 PV 输出功率的预测误差方向系数。

3.2 鲁棒调度优化模型

根据式(26)和式(27)可知,WPP 和 PV 的输出功率分别属于 $[(1-e_{w,t}) \cdot g_{w,t}, (1+e_{w,t}) \cdot g_{w,t}]$ 和 $[(1-e_{pv,t}) \cdot g_{pv,t}, (1+e_{pv,t}) \cdot g_{pv,t}]$ 。进一步,对式(17)进行改写,以保证模型存在可行解,具体改写如下:

件的严格性能直接反映其不确定性。为保证当风光输出功率临近预测边界时,上述约束条件仍能满足,引入辅助变量 $\theta_{w,t}, \theta_{pv,t} (\theta \geq 0)$ 强化式(30),具体如下:

$$\theta_{w,t} \geq |g_{w,t}(1-\varphi_w) \pm e_{w,t} \cdot g_{w,t}| \quad (31)$$

$$\theta_{pv,t} \geq |g_{pv,t}(1-\varphi_{pv}) \pm e_{pv,t} \cdot g_{pv,t}| \quad (32)$$

将式(31)和式(32)代入式(30)中,可改写其不确定性约束条件,具体改写为:

$$-(g_{w,t} + e_{w,t}g_{w,t}) - (g_{pv,t} + e_{pv,t}g_{pv,t}) \leq -g_{w,t} + e_{w,t}g_{w,t} - g_{pv,t} + e_{pv,t}g_{pv,t} \quad (33)$$

$$-g_{w,t} + e_{w,t}g_{w,t} - g_{pv,t} + e_{pv,t}g_{pv,t} \leq -g_{w,t} + e_{w,t}\theta_{w,t} - g_{pv,t} + e_{pv,t}\theta_{pv,t} \leq H_t \quad (34)$$

根据式(33)和式(34),能够得到鲁棒特性最强的约束条件,将其替代约束条件(17)可确立系统最保守运营方案.然而,风光发电出力一般难以达到最极端条件,因此需要对其进行弱化,提供可供调节性的参数,相应的,引入WPP和PV鲁棒系数 Γ_w 和 Γ_{pv} , $\Gamma \in [0,1]$,式(33)和式(34)改写如下:

$$-(g_{w,t} + e_{w,t}g_{w,t}) - (g_{pv,t} + e_{pv,t}g_{pv,t}) \leq -g_{w,t} + \Gamma_w e_{w,t}g_{w,t} - g_{pv,t} + \Gamma_{pv} e_{pv,t}g_{pv,t} \quad (35)$$

$$-g_{w,t} + \Gamma_w e_{w,t}g_{w,t} - g_{pv,t} + \Gamma_{pv} e_{pv,t}g_{pv,t} \leq -g_{w,t} + e_{w,t}\theta_{w,t} - g_{pv,t} + e_{pv,t}\theta_{pv,t} \leq H_t \quad (36)$$

根据式(35)和式(36),结合约束条件(18)至(25)能够确立具有自由调节鲁棒系数的随机优化模型被建立.

3.3 目标权重系数计算

本文所建立的优化模型包括经济效益最大化和系统出力波动最小化两个目标函数.一般来说,由于风电和光伏发电成本经济性较优,当系统经济效益达到最佳时,风电和光伏发电量也相对较大,导致系统出力波动相对较大.可见,两个目标函数相互冲突和矛盾,优化方向不一致,为求解多目标模型,需要将其转化为单目标优化目标,这就需要确定目标函数的合理权重系数.粗糙集可通过学习、归纳与挖掘对不完整、不准确数据进行处理,将其转化为较为清晰简明的数据体系,将权重系数计算转化为粗糙集中属性重要性评价问题.因此,本文利用粗糙集理论中的知识依赖性和属性重要性评价方法,计算组合最优化模型的权重系数[16],具体的过程如下:

1) 构建关系数据模型

设 f_i 权重为 $1/I$,计算综合目标 \tilde{F} 值, \tilde{F} 为决策属性, $D = \{\tilde{F}\}$ 是决策属性集. $U = \{u_1, u_2, \dots, u_j\}$ 表示样本集, $u_j = (f_{1j}, f_{2j}, \dots, f_{mj}; \tilde{F}_j)$, u_k 为综合目标最优值,代表对象 F 信息, u_k 属性为 $f_i(u_j) =$

$$v_{ij}, F_i(u_j) = \tilde{F}_j.$$

2) 计算 R_V 对 R_D 的依赖度

$$r_{R_V}(R_D) = \frac{\sum \rho[R_V([\tilde{F}]_{R_D})]}{\rho(U)} \quad (37)$$

式中: R_V 和 R_D 为知识基数, $r_{R_V}(R_D)$ 为 R_V 对 R_D 的依赖度; $\rho(\cdot)$ 是集合基数; $\rho_V(D)$ 是 U 中所有运用 U/C 分类的知识,可确定 U/D 中目标集等价分类.

3) 计算 R_V 对 $R_{V-|v_i|}$ 的依赖度

$$r_{R_{V-|v_i|}}(R_D) = \frac{\sum \rho[R_{V-|v_i|}([\tilde{F}]_{R_D})]}{\rho(U)} \quad (38)$$

式中: $r_{R_{V-|v_i|}}(R_D)$ 为 R_V 对 $R_{V-|v_i|}$ 依赖度; $\rho_{V-|v_i|}(D)$ 是去掉指标 V_i 后全域 U 中所有运用 U/C 分类的知识.

4) 计算目标权重值

$$\sigma_D(D) = r_{R_V}(D) - r_{R_{V-|v_i|}}(D) \quad (39)$$

$$\lambda_i = \sigma_D(v_i) / \sum_{i=1}^I \sigma_D(v_i) \quad (40)$$

式中: $\sigma_D(D)$ 为目标 i 重要程度; λ_i 是不同目标函数权重系数.若设定 α_R 和 α_N 分别为经济效益最大化和系统出力波动最小化目标函数的权重系数,则可对目标函数进行加权处理,具体如下:

$$\text{obj} = \min \left\{ \alpha_R \cdot \frac{R^{\max} - R}{R^{\max}} + \alpha_N \cdot \frac{N - N^{\min}}{N^{\min}} \right\} \quad (41)$$

其中, $\alpha_R + \alpha_N = 1$.如果 α_N 和 α_R 被确定,则最优的 R 和 N 也相应的能够被计算.

4 算例分析

4.1 基础数据

为检验所提模型的有效性和适用性,本文选择1座装机容量为9.6 MW的风电场,1座装机容量为6.5 MW的光伏发电机组,3台CGT机组和1座上水库等效容量为10 MW·h的抽水蓄能电站构成多电源系统[14].其中,燃气轮机分别采用TAURUS60、CEN-TAUR50和CENTAUR40 3种型号[17],并将其成本曲线分两段线性化,具体参数如表1所示.

表1 CGT运行参数

Tab.1 CGT operation parameters

机组类型	s_{CPP}^{\min}/MW	s_{CPP}^{\max}/MW	$\Delta g_{CPP}^{\pm}/\text{MW}$	$D_{CPP,t}/\text{¥}$	$M_{CPP}^{\text{on/off}}/\text{h}$	第1段斜率 / $(\text{¥} \cdot \text{MW}^{-1})$	第2段斜率 / $(\text{¥} \cdot \text{MW}^{-1})$
TAURUS60	2.5	5.67	3	204.8	2	239	273.2
CENTAUR50	2	4.6	2.5	136.3	1.5	150.25	307.3
CENTAUR40	1	3.515	1.8	122.9	1	136.6	341.5

设定 PHSP 的工作效率为 75%，放水发电和抽水蓄能的额定功率分别为 4 MW 和 2 MW。在调度期开始时，PHSP 的上水库容量设定为 0。WPP 运行风速参数分别为 $v_{in}=3\text{ m/s}$ 、 $v_{rated}=14\text{ m/s}$ 和 $v_{out}=25\text{ m/s}$ ，输出功率曲线的形状和规模参数分别为 $\varphi=2$ 和 $\theta=2\bar{v}/\sqrt{\pi}$ 。太阳能光伏辐射强度分布曲线的参数 α 和 β 值分别为 0.32 和 8.14。应用文献[14]所提出的场景模拟策略，模拟生成 50 组风电和光伏发电出力场景(scenarios)，并对模拟场景进行削减，得到 10 组典型的风光出力场景，选取各场景出力均

值作为风电和光伏发电输入数据，并参照文献[18]选取典型负荷日的系统负荷需求。同时，设定峰谷分时电价被实施，峰、平、谷时段划分为(12:00—21:00)、(0:00—3:00, 21:00—24:00)和(3:00—12:00)，相应的，电价分别为 0.77 元/(kW·h)、0.59 元/(kW·h)和 0.30 元/(kW·h)；CGT、WPP 和 PV 的上网电价分别为 0.52 元/(kW·h)，0.61 元/(kW·h)和 1.0 元/(kW·h)。表 2 为典型负荷日负荷需求及风光可用出力。

表 2 典型负荷日系统负荷需求和风电、光伏发电出力数据

Tab. 2 Load demand and available output of WPP and PV in typical load day

时间	负荷	WPP	PV	时间	负荷	WPP	PV	时间	负荷	WPP	PV
1	15.26	7.51	0	9	10.81	3.45	3.63	17	16.22	5.07	4.77
2	14.60	6.91	0	10	11.17	6.50	4.50	18	15.32	4.19	3.18
3	13.70	8.37	0	11	11.53	5.92	6.37	19	15.14	5.05	2.93
4	13.15	7.41	0	12	12.61	5.93	6.17	20	14.26	5.68	1.91
5	12.43	8.36	0	13	14.06	4.79	8.41	21	13.33	6.55	1.31
6	11.89	8.11	1.68	14	15.14	5.87	7.16	22	12.89	6.99	0
7	11.53	6.62	2.06	15	15.32	4.24	7.39	23	12.88	5.71	0
8	11.17	6.33	2.49	16	15.86	5.25	5.69	24	13.25	6.39	0

4.2 结果分析

4.2.1 鲁棒随机优化理论有效性分析

首先，分别以单目标函数作为优化目标，求解多电源系统调度模型，得到目标的调度优化结果集合；然后，应用式(37)至式(40)可计算目标函数的权重系数，即经济效益最大目标函数和波动性最小目标函数的权重系统分别为 0.76 和 0.24。一般来说，风

险规避性决策者会设置更小的权重系数 α_R ，而风险偏好型决策者往往会设置较大的 α_R 。为了讨论风光不确定性给系统带来的影响，本节引入鲁棒随机优化理论构造 MPHS 鲁棒随机调度优化模型。设定预测误差 $e=0.05$ ， $\Gamma_W=\Gamma_{PV}=0, 0.5, 0.9$ ，讨论不同鲁棒系数设置对系统调度结果的影响，表 3 为不同鲁棒系数下 MPHS 系统调度优化结果。

表 3 不同鲁棒系数下 MPHS 系统调度优化结果

Tab. 3 The MPHS system scheduling optimization results with different robust coefficients

(Γ_W, Γ_{PV})	WPP/(MW·h)	PV/(MW·h)	CGT/(MW·h)	PHSP 出力/(MW·h)		弃能/(MW·h)		目标函数值	
				蓄能	发电	WPP	PV	R/¥	N/(MW·h)
0	139.841	66.168	124.388	-9.706	9.546	7.360	3.483	10 885.20	2.486
0.5	132.481	62.686	135.798	-7.726	7.487	14.720	6.965	9 580.45	2.154
0.9	125.121	59.203	147.329	-5.852	5.654	22.080	10.448	8 938.88	1.832

根据表 3 可知，当系统引入鲁棒随机优化理论后，随着鲁棒系数的递增，目标函数值逐步降低，这表明鲁棒系数能够用于控制风光不确定风险 by 控制风光发电并网电量。相应的，MPHS 系统经济效益逐步降低，但风光输出功率波动方差也相应降低，这表明系统在规避风险时需承担相应的经济效益损失。反之，若追逐较高的经济效益，则需要承担较大的风光不确定性风险。对比 $\Gamma_W, \Gamma_{PV}=0$ 和 $\Gamma_W, \Gamma_{PV}=0.9$ ，两种情景，系统弃风和弃光电量分别由 7.360 MW·h 和 3.483 MW·h 增长至 22.080 MW·h

和 10.448 MW·h，CGT 发电量由 124.388 MW·h 增长至 147.329 MW·h，表明系统为规避风光不确定性风险，更愿意调用 CGT 机组进行发电，满足负荷需求。图 2 表示 $\Gamma_W=\Gamma_{PV}=0$ 时 MPHS 输出功率。

根据图 2 可以看到，若不考虑风光不确定性风险，在确定的权重系数 α_N, α_R 下，系统会更倾向于追逐经济效益最大化优化目标，因此，风电和光伏发电并网电量达到最大，即 139.841 MW·h 和 66.168 MW·h，弃风和弃光电量仅为 7.360 MW·h 和

3.483 MW·h. 由于风电和光伏发电并网电量较大,系统调用抽水蓄能电站幅度较大,发电功率和蓄能功率分别为-9.706 MW·h和9.546 MW·h. 此时,系统预期经济效益也达到最大值(10 885.20元),但不能忽视的是,系统风光输出功率波动方差为2.486,也为最大值,这意味着系统风险水平较高. 若来风较少或光伏强度不高时,系统将会面临的较大的缺电风险. 图3表示 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.5$ 时MPHS输出功率分布.

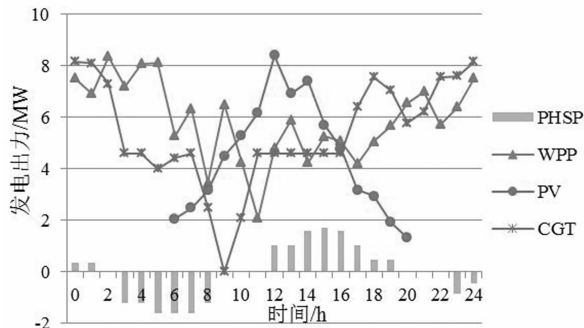


图2 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0$ 时MPHS输出功率分布

Fig. 2 MPHS output power distribution with $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0$

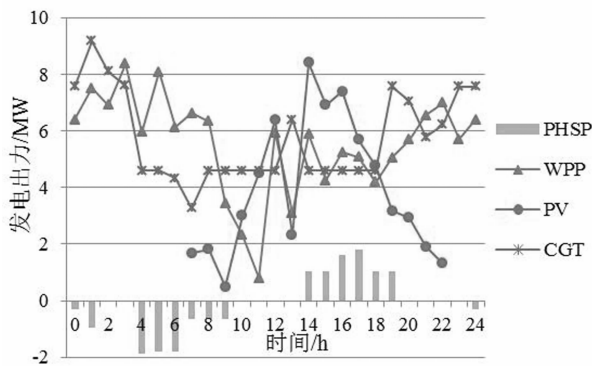


图3 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.5$ 时MPHS输出功率分布

Fig. 3 MPHS output power distribution with $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.5$

对比图2,若系统决策者不愿意承受较大的运行风险,会减少风电和光伏发电并网电量,增加CGT发电电量. 若 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.5$,WPP、PV和CGT发电量分别为132.481 MW·h、62.686 MW·h和135.798 MW·h,弃风量分别为14.720 MW·h和6.965 MW·h,系统经济效益降低至9 580.45元,风光输出功率波动方差降低至2.154. 具体来说,在峰时段,系统会增加CGT发电电量. 同时,可以看到,风电和光伏发电并网电量的降低,会降低系统对抽水蓄能电站的备用需求,当 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.5$ 时,PHSP的充电和放电电量分别为-7.726 MW·h和7.487 MW·h. 这说明鲁棒系数的引入能够为决策者提供风险决策控制,若决策

者为风险偏好型,会增加风光发电电量,减少CGT发电量,对PHSP备用需求较大. 反之,若决策者为风险厌恶型,则会降低风光发电电量,增加CGT发电电量,对PHSP的备用需求相对较低.

4.2.2 抽水蓄能电站运行效益分析

PHSP具有放水发电和抽水蓄能双重特性,在低谷时段,可利用夜间低电价进行抽水蓄能,在高峰时段,进行放水发电获取高额发电收益. 本节主要分析抽水蓄能电站对MPHS系统运行的优化效应,设定 $\Gamma_w = \Gamma_{pv} = 0.75$ 和预测误差系数为0.9,图4为不含PHSP时系统调度优化结果.

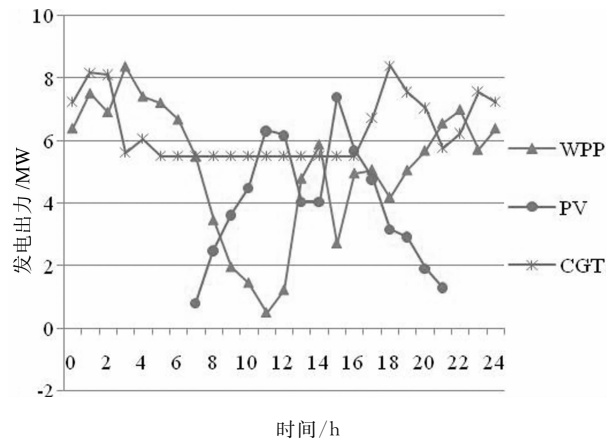


图4 不含PHSP时系统调度优化结果

Fig. 4 System scheduling operations results without PHSP

根据图4可知,若MPHS不考虑抽水蓄能电站,风电和光伏发电主要由CGT机组提供调峰和备用服务,在鲁棒系数的约束下,为保证系统的稳定运行,风电和光伏发电电量达到最低,弃风和弃光电量分别达到25.587 MW·h和10.447 MW·h. 由于风电和光伏发电电量降低,系统经济效益下降至7 793.55元,但同样风光输出功率波动方差也降低至1.89 MW·h,这意味着尽管系统风险水平有所降低,但代价是不得不承受相应的经济损失. 表4为不同情形下MPHS系统调度优化结果.

根据图4可知,若MPHS考虑PHSP,系统为风电和光伏发电提供调峰和备用服务能力增加,风电和光伏发电电量也相应增加,弃风和弃光电量分别为17.664 MW·h和8.358 MW·h. 峰荷降低至14.18 MW,谷荷提升至11.05 MW,峰谷比降低至1.50,系统经济效益和风险水平要优于未引入PHSP下系统运行结果. 由于风电和光伏发电电量的增加,MPHS经济效益增加至7 954.29元,同时风光输出功率波动方差也增长至1.84 MW·h,这表明PHSP能够提升MPHS消纳风电和光伏发电

能力,降低弃风和弃光电量,提高 MPHS 经济效益. 进一步,量化分析不同容量 PHSP 下 MPHS 系统调

度优化结果,讨论不同 PHSP 容量下 MPHS 运行经济效益和风险水平,具体如图 5 所示.

表 4 不同情形下 MPHS 系统调度优化结果

Tab. 4 MPHS scheduling operations results with/without PHSP

	WPP/ (MW·h)	PV/ (MW·h)	CGT/ (MW·h)	PHSP 出力/(MW·h)		负荷曲线			目标函数	
				蓄能	发电	峰荷/MW	谷荷/MW	峰谷比	R/¥	N/(MW·h)
Without PHSP	135.01	108.21	59.20	0	0	16.22	10.81	1.50	7 793.55	1.89
With PHSP	132.81	123.15	61.29	-7.93	7.32	14.18	11.05	1.28	7 954.29	1.84

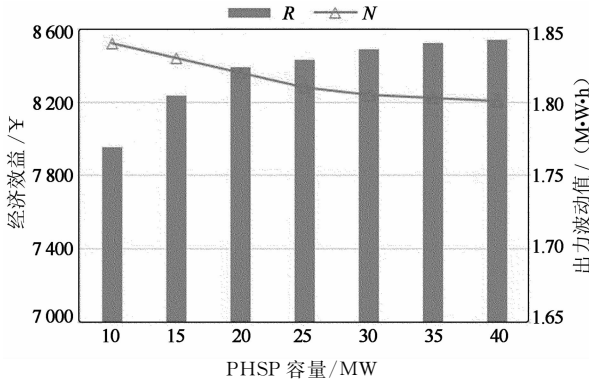


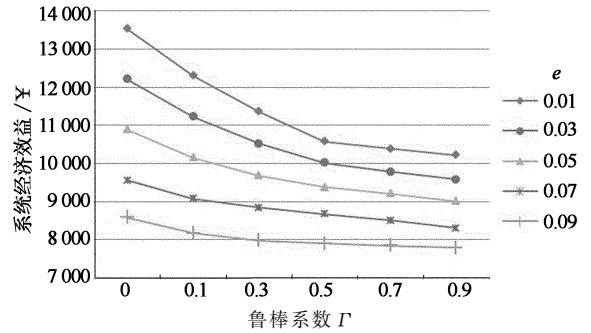
图 5 不同 PHSP 容量下 MPHS 系统调度优化结果
Fig. 5 MPHS system scheduling optimization results with different PHSP capacities

根据图 5 可知,随着 PHSP 并网容量的增加,MPHS 系统经济效益也相应的增加,同时 MPHS 中风光输出功率波动方差逐渐降低,这说明 PHSP 能够为 MPHS 系统调峰和备用服务,促进风电和光伏发电并网电量,提升 MPHS 运行经济效益并降低运行风险水平. 当 PHSP 容量在 40 MW 时,MPHS 运行经济效益达到 ¥8 738. 88,而风光输出功率波动方差降低至 1. 78 MW·h,相比 PHSP 容量为 10 MW 时,MPHS 运行经济效益增长了 7. 34%,MPHS 运行风险水平降低了 2. 16%. 但当 PHSP 容量达到 25 MW (风光装机容量和 PHSP 容量比约为 1 : 1. 3) 时,MPHS 运行经济效益和风险水平达到拐点,当比例超过 1 : 1. 3 后,PHSP 容量的增加对 MPHS 运行的优化效应相对较弱,表明 PHSP 的调峰和备用能力已基本达到上限. 从整体上来说,PHSP 能够提升 MPHS 系统的经济效益,降低 MPHS 运行风险水平,但需要针对具体风光装机容量,设置合理的 PHSP 容量.

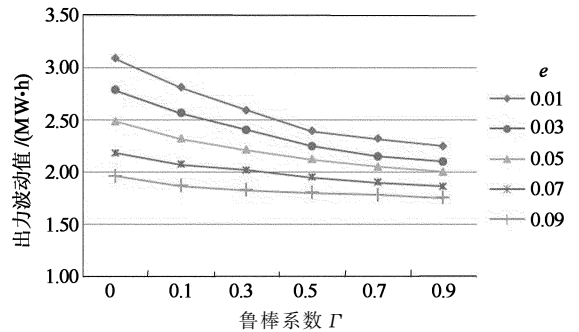
4.3 敏感性分析

本文基于风电和光伏发电预测功率,引入鲁棒系数刻画风电和光伏发电不确定性,鲁棒系数和预测误差系数的设置的合理性对系统最优调度方案的确定有着重要的意义,因此,本节分别讨论不同鲁棒

系数和预测误差下的系统优化结果和 CGT 机组运行出力. 图 6 表示不同鲁棒系数和预测误差下 MPHS 运行经济效益和风险水平.



(a) MPHS 运行经济效益



(b) 风险水平

图 6 不同鲁棒系数和预测误差下 MPHS 运行经济效益和风险水平

Fig. 6 MPHS operating economic benefits and risk levels under different robust coefficients and prediction errors

根据图 6 可知,随着鲁棒系数和预测误差系数的增加,MPHS 系统运行经济效益和风险水平均有所降低,这表明系统决策者为了降低风光不确定性风险,会减少风电和光伏发电并网电量,损失了风电和光伏发电的超额收益,但降低系统整体风险水平. 在 $\Gamma \leq 0.5$ 时, Γ 增加给优化目标造成影响较大,反之,当 $\Gamma > 0.5$ 时, Γ 增加给优化目标造成的影响较小. 同样,在 $e \leq 0.5$ 时, e 的增加对目标函数的影响较大,而 $e > 0.5$ 后, e 的增加对目标函数的影响较小. 这表明当 Γ 和 e 高于 0.5 后,系统调度方案已接近最保守运行方案,若想追求更高的经济效益,可适

当放宽鲁棒系数或增加功率预测的精确性. 总的来说,鲁棒系数能够为决策者提供风险控制工具,为追求较高的经济效益和经济的风险水平,决策者应提高功率预测精确性,并结合自身风险承受能力制定合理的鲁棒系数,以博取超额经济收益.

5 结 论

本文将 WPP、PV、PHSP 和 CGT 机组聚合为多电源系统,引入鲁棒随机优化理论描绘风电和光伏发电的不确定性,建立了多电源系统随机调度优化模型. 首先,为了刻画风电和光伏发电不确定性,建立了基于功率预测结果的不确定性刻画方法;然后,引入鲁棒系数转换含不确定性变量的约束条件,建立了随机约束条件,为决策者提供了自由调节的风险决策控制. 最后,算例分析表明:

1) 将 WPP、PV、PHSP 和 CGT 聚合为 MPHS 系统,能充分利用不同能源发电特性,实现多能互补特性. 多电源系统能够在满足系统稳定运行的前提下,追逐更高的经济效益和更低的风险水平.

2) 鲁棒随机优化理论能克服风电和光伏发电不确定性,为不同风险偏好型决策者提供调度决策工具. 当决策者属于风险偏好型时,通过设置较低的鲁棒系数,吸纳更多的风电和光伏发电,以追逐更高的经济收益,反之,决策者会设置较高的鲁棒系数,降低风电和光伏发电电量,以降低系统运行风险水平.

3) PHSP 能够根据负荷供需情况,结合风电和光伏发电实际可用功率情况,优化调整抽水蓄能和放水发电行为,实现负荷曲线的削峰填谷,为风电和光伏发电提供更大的并网空间. 相比未引入 PHSP 情景,PHSP 能够促进风电和光伏发电并网,提升 MPHS 运行经济收益,同时,通过快速转换工况克服风电和光伏发电不确定性影响,降低风电和光伏发电输出功率波动性,最小化系统运行风险.

参考文献

[1] 国家能源局. 国家能源局新闻发布会介绍上半年的能源形势等 [EB/OL]. <http://www.nea.gov.cn/2017-07/21/c136461811.htm>, 2017-07-21.

[2] 何俊, 邓长虹, 徐秋实, 等. 基于等可信容量的风光储电源优化配置方法[J]. 电网技术, 2013, 37(12): 3317-3324. HE Jun, DENG Changhong, XU Qiushi, et al. Optimal configuration of distributed generation system containing wind PV battery power sources based on equivalent credible capacity theory[J]. Power System Technology, 2013, 37(12): 3317-3324. (In Chinese)

[3] 谭阳红, 王伟. 计及经济效益的分布式电源多目标优化规划[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2015, 42(10): 89-96. TAN Yanghong, WANG Wei. Multi-objective optimization of distributed generation considering economic benefits[J]. Journal of Hunan University(Natural Sciences), 2015, 42(10): 89-96. (In Chinese)

[4] PAPAETHYMIOUS V, KARAMANOU E G, PAPATHANASSIOU S A. A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of ikaria [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2010, 1(3): 163-172.

[5] 黄弦超. 计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-11[2017-12-20]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.psee.170128>. HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load [J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-11[2017-12-20]. (In Chinese)

[6] GEBRETSADIK Y, FANT C, STRZEPEK K, et al. Optimized reservoir operation model of regional wind and hydro power integration case study: Zambezi basin and South Africa [J]. Applied Energy, 2016, 161(1): 574-582.

[7] KARKI R, HU P, BILLINTON R. Reliability evaluation considering wind and hydro power coordination[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2010, 25(2): 685-693.

[8] BREKKE B, YOKOCHI A, JOUANNE A, et al. Optimal energy storage sizing and control for wind power applications [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011, 1(2): 69-77.

[9] DUQUE J D, EDGARDO I, CASTRONUOVO, et al. Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer[J]. Electric Power Systems Research, 2011, 81(9): 1767-1777.

[10] MA T, YANG H X, LU L. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization[J]. Applied Energy, 2015, 137(1): 649-659.

[11] 马亚辉, 李欣然, 李小菊, 等. 含微型燃气轮机发电的配电网综合负荷建模[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2012, 39(11): 58-64. MA Yahui, LI Xinran, LI Xiaoju, et al. Synthesis load modeling of distribution network with micro turbine generation[J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2012, 39(11): 58-64. (In Chinese)

[12] 徐飞, 闵勇, 陈磊, 等. 包含大容量储热的电-热联合系统[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5063-5072. XU Fei, MIN Yong, CHEN Lei, et al. Combined electricity-heat operation system containing large capacity thermal energy storage[J]. Proceeding of the CSEE, 2014, 34(29): 5063-5072. (In Chinese)

[13] 李军军, 吴政球. 微型燃气轮机分布式发电系统的建模和仿真[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2010, 37(10): 57-62. LI Junjun, WU Zhengqiu. Modeling and simulation of micro-gas turbine distributed generation system [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2010, 37(10): 57-62. (In Chinese)

[14] JU L W, TAN Z F, YUAN J Y, et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response [J]. Applied Energy, 2016, 171: 184-199.

[15] PETRAKOPOULOU F, ROBINSON A, LOIZIDOU M. Simulation and analysis of a stand-alone solar-wind and pumped-storage hydropower plant[J]. Energy, 2016, 96(1): 676-683.

[16] 谭忠富, 鞠立伟, 陈致宏, 等. 基于粗糙集理论与 CLSDE 算法的环境经济调度优化模型[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1339-1345. TAN Zhongfu, JU Liwei, CHEN Zhihong, et al. An environmental economic dispatch optimization model based on rough set theory and chaotic local search strategy differential evolution algorithm[J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 1339-1345. (In Chinese)

[17] TAN Z F, WANG G, JU L W, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response [J]. Energy, 2017, 124: 198-213.

[18] TAN Zhongfu, JU Liwei, BRENT Reed, et al. The optimization model for multi-type customers assisting wind power consumption considering uncertainty and demand response based on robust stochastic theory [J]. Energy Conversion and Management, 2015, 105: 1070-1081.