

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.02.016

## 考虑源荷不确定性的电力系统灵活调度策略

闫群氏, 任效煜, 宋潇, 赵梦珏, 安晨

(陕西理工大学电气工程学院, 陕西 汉中 723001)

**摘要:**针对新能源电力系统中源荷不确定性导致的系统调度灵活性严重不足问题,文中提出了一种考虑源荷不确定性的电力系统两阶段鲁棒优化模型。根据源荷不确定性特征,结合K-means法和鲁棒优化理论,在多时间尺度对电力系统灵活性需求进行量化。首先,建立日前鲁棒调度模型,充分挖掘火电机组、抽水蓄能等资源的灵活调节潜力,将火电灵活改造及抽水蓄能抽发状态作为模型的第一阶段决策变量,各灵活资源的出力作为第二阶段决策变量,并以灵活改造成本、碳排放成本及运行成本最小为优化目标。其次,在模型求解中,将所建立的两阶段鲁棒模型转化为相对独立的主问题和子问题,并采用列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法和强对偶理论反复迭代,以逼近最优解。最后,通过算例验证,所提出的优化调度策略在满足灵活性需求的基础上,统筹各类资源,实现了系统中经济性、环保性、灵活性的均衡,并增强了对源荷不确定性风险的抵御能力。

**关键词:** 新能源电力系统; 灵活性资源; 不确定性; 两阶段鲁棒优化; 列与约束生成(C&CG)算法; 灵活调度

**中图分类号:** TM73

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2025)02-0172-13

### 0 引言

随着大规模高比例可再生能源发电并网,新型电力系统表现出发电侧与负荷侧的双重波动,其源荷双方均体现出灵活性特征<sup>[1-5]</sup>。与此同时,传统的灵活性资源如火电机组受技术、容量等约束,灵活性供给难以满足新型电力系统剧增的灵活性需求,给系统的安全稳定运行带来一定风险。为应对源荷不确定性,研究电力系统如何调度源荷储多侧灵活性资源,实现灵活性、经济性和低碳性的综合优化,具有重要意义<sup>[6-9]</sup>。

电力系统灵活性的研究可划分为灵活性资源供给和灵活性资源需求变化两部分。灵活性资源供给主要研究如何合理利用源荷储多侧灵活性资源以提升系统灵活性<sup>[10]</sup>。文献[11]提出优先对大容量火电机组进行灵活性改造的方案,该方案能最大程度提升经济效益,同时减少大机组承担的基荷,显著提升系统的调峰能力。文献[12]表明合理的火电机组灵活性改造能够提升系统运行经济性与风电消纳能力,促进系统灵活性供需平衡。文献[13]对电网的需求侧资源进行整合和量化,并将其应用到灵活调度计划中。文献[14]在高渗透率风电出力随机波动特性的基础上,提出了一种新的电源容量配置方法,但是该方法仅考虑了电源侧资源的灵活性。文献[15]则计及了源荷两侧的灵活性资源应对大规模新能源并网带来的系统净负荷波动。文献[16]在考虑风光及负荷不确定性的电力

系统优化调度中,将常规发电机组、储能、柔性负荷作为可调资源,但忽略了火电的灵活改造。文献[17]在考虑风电不确定性的基础上,建立了计及煤电机组深调和储能的电力系统两阶段鲁棒优化模型。然而以上文献在研究电力系统优化调度时,缺乏对源荷储多侧灵活性资源的综合考虑,在一定程度上限制了系统灵活性的提升。

新能源电力系统中,对灵活性资源的需求量研究尤为重要,是判断系统灵活性供需平衡的关键。而这种需求主要来源于风光及负荷的不确定性,因此对不确定因素进行合理建模可精确提升电力系统灵活性,并优化灵活调度策略的有效性。文献[18]采用场景树描述风电的不确定性,生成大量场景的同时导致场景集合的维数变大,数据复杂性和处理难度上升。文献[19]中通过模糊隶属度参数表征源荷双侧的不确定性,同时建立了基于可信性模糊机会约束的优化模型以提高电-气互联综合能源系统运行的经济性。然而,采用模糊优化方法选择隶属函数受主观因素的影响较大,使优化结果存在一定主观性。文献[20]在综合能源系统中通过上下界区间描述负荷的不确定性,避免生成不确定参数的具体概率分布,实现系统综合成本最优,并保证负荷波动在区间范围内,规划结果均适用。文献[21]以两阶段鲁棒优化方法消除风光出力的不确定性,其中建立了预测误差为 $\pm 20\%$ 的盒式不确定集用以量化风光出力的不确定性,优化结果表明两阶段鲁棒可有效提高系统抵御不确定风险的能力。文献[22]在电、热、氢综合能源系统中将考虑风电不确定性的鲁棒区间优化方法与随机优化

收稿日期: 2024-07-23; 修回日期: 2024-09-30

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(62176146)

的常规机组运行成本进行对比,表明了系统调度时鲁棒优化方法具有更优的经济性和计算效率。综上,在不确定性建模方面,鲁棒优化突破了随机优化的局限性,且只需确定不确定量与其预测值的最大偏差就能有效描述不确定性,进而得到最恶劣场景下的概率分布。这一特性有利于提升电力系统优化调度中应对不确定风险的能力,尤其在应对风光出力不确定性时,鲁棒优化能确保系统稳定运行,为后续建模提供理论与方法支撑。

目前电力系统源荷储灵活资源调度研究仍存在以下局限。首先,多数研究未能充分考虑新能源出力及负荷波动的不确定性,导致优化结果趋于保守;其次,即使部分研究考虑了不确定性因素,但对灵活性资源的调度仍不够全面;此外,火电机组灵活性改造对系统调度的积极影响也往往被忽略。因此,文中考虑风光及负荷的不确定波动特征对灵活性需求进行分析,综合常规火电机组及灵活改造机组、储能、需求响应等各类资源的灵活供给能力,提出一种考虑源荷不确定性的新能源电力系统灵活调度策略,并引入灵活性不足评估指标进行评价。在电力系统的灵活调度中,计及源荷储资源的耦合协同作用,将经济性、低碳性、鲁棒性、不确定因素影响、设备改造损耗等相关问题纳入优化目标,构建两阶段鲁棒优化模型,并采用列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法迭代主问题和子问题,求解得到最终的各灵活资源出力结果,从而提升系统经济性与灵活性。最后,通过算例分析验证了所提策略能够有效应对新能源电力系统中的源荷不确定性。

## 1 电力系统灵活性供需分析

对于现代高比例新能源电力系统,灵活性是指在一定时间尺度下,电力系统通过优化调度各类可用灵活资源应对新能源发电与负荷随机波动的能力<sup>[23]</sup>。文中将从灵活性需求及供给2个方面出发,对灵活性进行分析和量化,得到灵活性供需平衡的数学表达式,并进行详细论述。

### 1.1 考虑不确定性的灵活性需求分析

灵活性需求的产生源于新能源出力和负荷需求的不确定波动,可用系统净负荷 $F_{L,t}$ 进行表示<sup>[24]</sup>。

$$\begin{cases} F_{DE,t} = F_{L,t+1} - F_{L,t} \\ F_{L,t} = P_{L,t} - P_{w,t} - P_{pv,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $F_{DE,t}$ 为 $t$ 时刻系统的灵活性需求量; $F_{L,t}$ 为 $t$ 时刻系统的净负荷量; $P_{L,t}$ 、 $P_{w,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 分别为 $t$ 时刻系统的负荷量和风、光出力。

随着新能源渗透率的提高,系统不确定性进一

步增强,导致净负荷曲线峰谷差及波动明显增大,系统面临更大的灵活性缺额风险<sup>[25]</sup>。灵活性需求如图1所示。

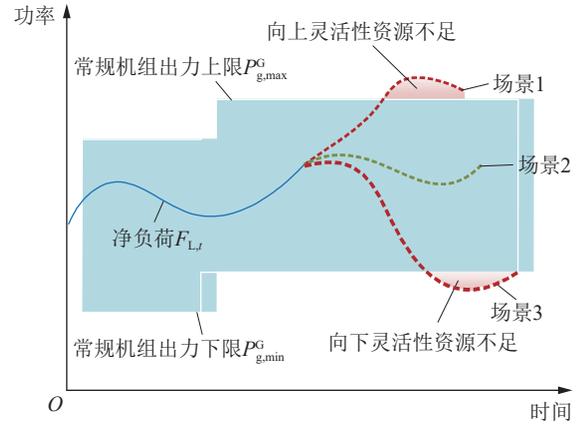


图1 灵活性需求示意

Fig.1 Schematic of flexibility requirements

由图1可知,仅凭常规火电机组的调节已无法完全满足系统灵活需求。场景1表示常规机组无法满足向上灵活性需求,系统面临切负荷风险;场景2表示常规机组可覆盖系统灵活性需求;场景3表示常规机组无法满足向下灵活性需求,系统将进行部分新能源弃电。因此需要另外配置灵活性资源应对灵活性供需失衡。

#### 1.1.1 风光及负荷不确定性建模

风光及负荷的不确定性具有多时间尺度的特点,长时间尺度下的出力特性受季节天气变化影响较大,而较短时间尺度下则主要考虑预测误差的影响,因此引入场景法和鲁棒优化对系统中不确定因素建模。

首先,采用 $K$ -means场景分析法对一年中基于历史数据预测得到的风、光、负荷场景进行聚类,得到 $Q$ 个典型场景及其在一年中发生的概率<sup>[26]</sup>。风、光、负荷联合场景集合 $f$ 如式(2)所示。

$$f = \{p_q, [\mathbf{B}_{w,q} \mathbf{B}_{pv,q} \mathbf{B}_{L,q}] | q = 1, 2, \dots, Q\} \quad (2)$$

式中: $p_q$ 为典型场景 $q$ 发生的概率; $\mathbf{B}_{w,q}$ 、 $\mathbf{B}_{pv,q}$ 、 $\mathbf{B}_{L,q}$ 分别为调度周期内典型场景 $q$ 中的风速、光照强度和负荷的向量。

然后,利用多面体不确定集表示考虑预测误差后的风、光、负荷的波动范围<sup>[27]</sup>,最终,得到风、光、负荷的功率变化范围如式(3)所示。

$$\begin{cases} \mathbf{u} = [P_{w,t} \ P_{pv,t} \ P_{L,t}]^T \\ P_{w,t} \in [P_{dw,t} - \hat{P}_{w,t}, P_{dw,t} + \hat{P}_{w,t}] \\ P_{pv,t} \in [P_{dpv,t} - \hat{P}_{pv,t}, P_{dpv,t} + \hat{P}_{pv,t}] \\ P_{L,t} \in [P_{dL,t} - \hat{P}_{L,t}, P_{dL,t} + \hat{P}_{L,t}] \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\mathbf{u}$ 为风光及负荷不确定变量的向量; $P_{dw,t}$ 、

$P_{dpv,t}$ 、 $P_{dl,t}$  分别为  $t$  时刻风、光、负荷的预测功率值;  $\hat{P}_{w,t}$ 、 $\hat{P}_{pv,t}$ 、 $\hat{P}_{L,t}$  分别为  $t$  时刻各预测值的最大偏差量。

### 1.1.2 灵活性需求量化

考虑灵活性的方向性、状态相依性和概率特性,在  $t$  时刻存在不同方向的灵活性需求。由式(1)可知风电和光伏的波动方向与净负荷曲线变化方向相反,其中将风电的灵活性需求量化为:

$$\begin{cases} P_{w,t+1}^{\min} = P_{dw,t} - \hat{P}_{w,t} \\ P_{w,t+1}^{\max} = P_{dw,t} + \hat{P}_{w,t} \\ F_{DE,w,t}^{\text{up}} = \max\{0, P_{dw,t} - P_{w,t+1}^{\min}\} \\ F_{DE,w,t}^{\text{dn}} = \max\{0, P_{w,t+1}^{\max} - P_{dw,t}\} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{w,t+1}^{\min}$ 、 $P_{w,t+1}^{\max}$  分别为  $t+1$  时刻风电出力的最小值和最大值;  $F_{DE,w,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{DE,w,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻风电的向上和向下灵活性需求量。光伏的灵活性需求量化同理。

另外,式(1)中负荷的波动方向与净负荷曲线变化方向相同,其灵活性需求如式(5)所示。

$$\begin{cases} P_{L,t+1}^{\min} = P_{dl,t} - \hat{P}_{L,t} \\ P_{L,t+1}^{\max} = P_{dl,t} + \hat{P}_{L,t} \\ F_{DE,L,t}^{\text{up}} = \max\{0, P_{L,t+1}^{\max} - P_{dl,t}\} \\ F_{DE,L,t}^{\text{dn}} = \max\{0, P_{dl,t} - P_{L,t+1}^{\min}\} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $P_{L,t+1}^{\min}$ 、 $P_{L,t+1}^{\max}$  分别为  $t+1$  时刻负荷的最小值和最大值;  $F_{DE,L,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{DE,L,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻负荷的向上和向下灵活性需求量。

## 1.2 源荷储资源的灵活性供给分析

利用源荷储提高系统的灵活调节能力,以补偿新能源和负荷的双重波动,同时,考虑到调度周期内最大最小发电量和爬坡速率对火电机组的灵活性影响,将常规火电机组进行灵活性改造,作为一种新的灵活性资源<sup>[28]</sup>。

### (1) 常规火电机组。

火电机组的灵活性受爬坡速率、发电量等运行条件影响,调节能力有限,其灵活性供给可量化为:

$$\begin{cases} F_{G,g,t}^{\text{up}} = \min\{r_g^{\text{up}} \Delta t, P_{g,\max}^G - P_{g,t}^G\} \\ F_{G,g,t}^{\text{dn}} = \min\{r_g^{\text{dn}} \Delta t, P_{g,t}^G - P_{g,\min}^G\} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $F_{G,g,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{G,g,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻火电机组供给的向上和向下灵活性;  $P_{g,\max}^G$ 、 $P_{g,\min}^G$  分别为火电机组的最大和最小出力;  $r_g^{\text{up}}$ 、 $r_g^{\text{dn}}$  分别为火电机组的向上和向下爬坡速率;  $P_{g,t}^G$  为  $t$  时刻火电机组的出力;  $\Delta t$  为相邻时段的时间间隔。

### (2) 灵活性改造火电机组。

对火电机组进行灵活性改造,一是增大出力的区间范围,二是提升爬坡速率。其灵活性供给与常

规机组类似,可量化为:

$$\begin{cases} F_{FG,f,t}^{\text{up}} = \min\{r_f^{\text{up}} \Delta t, P_{f,\max}^{\text{FG}} - P_{f,t}^{\text{FG}}\} \\ F_{FG,f,t}^{\text{dn}} = \min\{r_f^{\text{dn}} \Delta t, P_{f,t}^{\text{FG}} - P_{f,\min}^{\text{FG}}\} \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $F_{FG,f,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{FG,f,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻灵活改造火电机组供给的向上和向下灵活性;  $P_{f,\max}^{\text{FG}}$ 、 $P_{f,\min}^{\text{FG}}$  分别为灵活改造火电机组的最大和最小出力;  $r_f^{\text{up}}$ 、 $r_f^{\text{dn}}$  分别为灵活改造火电机组的向上和向下爬坡速率;  $P_{f,t}^{\text{FG}}$  为  $t$  时刻灵活改造火电机组的出力。

### (3) 储能系统。

选用抽水蓄能电站作为储能,其灵活调节尺度不受时间影响,能快速爬坡以应对源荷波动引起的灵活性需求。储能的灵活性供给可量化为:

$$\begin{cases} F_{e,t}^{\text{up}} = \min\left\{P_{e,\max} - P_{e,t}, \frac{E_{e,t} - E_{e,\min}}{\Delta t}\right\} \\ F_{e,t}^{\text{dn}} = \min\left\{P_{e,t} - P_{e,\min}, \frac{E_{e,\max} - E_{e,t}}{\Delta t}\right\} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $F_{e,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{e,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻抽水蓄能电站供给的向上和向下灵活性;  $P_{e,\max}$ 、 $P_{e,\min}$  分别为抽水蓄能电站的最大和最小出力;  $P_{e,t}$ 、 $E_{e,t}$  分别为  $t$  时刻抽水蓄能电站的出力和电量;  $E_{e,\max}$ 、 $E_{e,\min}$  分别为  $t$  时刻抽水蓄能电站的电量上、下限。

### (4) 需求响应。

需求侧灵活性资源仅考虑可转移负荷,通过调节电价吸引用户调整用电,挖掘其灵活调节能力。其灵活性供给可量化为:

$$\begin{cases} F_{TL,t}^{\text{up}} = P_{\max}^{\text{TL}} - P_t^{\text{TL}} \\ F_{TL,t}^{\text{dn}} = P_t^{\text{TL}} - P_{\min}^{\text{TL}} \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $F_{TL,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{TL,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻可转移负荷供给的向上和向下灵活性;  $P_t^{\text{TL}}$  为  $t$  时刻可转移负荷量;  $P_{\max}^{\text{TL}}$ 、 $P_{\min}^{\text{TL}}$  分别为可转移负荷量的最大值和最小值。

## 1.3 灵活性供需平衡分析

结合灵活性需求分析及日响应周期内对应的灵活性资源调节特性<sup>[29-30]</sup>,选取抽水蓄能、可转移负荷及火电机组作为日前调度周期的灵活供给资源,得到如图2所示的灵活性供需平衡示意。

电力系统的灵活性供需平衡要求灵活性供给量匹配需求量,可表示为:

$$\begin{cases} F_{su,t}^{\text{up}} = F_{TL,t}^{\text{up}} + F_{e,t}^{\text{up}} + F_{FG,f,t}^{\text{up}} + F_{G,g,t}^{\text{up}} \\ F_{su,t}^{\text{dn}} = F_{TL,t}^{\text{dn}} + F_{e,t}^{\text{dn}} + F_{FG,f,t}^{\text{dn}} + F_{G,g,t}^{\text{dn}} \\ F_{de,t}^{\text{up}} = F_{DE,w,t}^{\text{up}} + F_{DE,pv,t}^{\text{up}} + F_{DE,L,t}^{\text{up}} \\ F_{de,t}^{\text{dn}} = F_{DE,w,t}^{\text{dn}} + F_{DE,pv,t}^{\text{dn}} + F_{DE,L,t}^{\text{dn}} \\ F_{su,t}^{\text{up}} \geq F_{de,t}^{\text{up}} \\ F_{su,t}^{\text{dn}} \geq F_{de,t}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $F_{su,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{su,t}^{\text{dn}}$ 、 $F_{de,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{de,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时刻向上和向下的灵活性供给与需求;  $F_{DE,pv,t}^{\text{up}}$ 、 $F_{DE,pv,t}^{\text{dn}}$  分别为  $t$  时

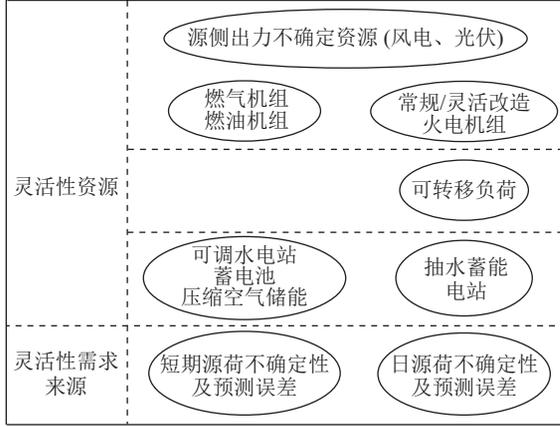


图2 灵活性供需平衡示意

Fig.2 Schematic of flexible supply and demand balance

刻光伏的向上和向下灵活性需求量。其中灵活性供给与需求无法完全匹配时,就会产生一定的灵活性缺额 $\Delta F$ ,如式(11)、式(12)所示。灵活性缺额的正负及数值表明系统是否存在灵活性缺额及缺额量。

$$\Delta F_t^{\text{up}} = \begin{cases} |F_{\text{su},t}^{\text{up}} - F_{\text{de},t}^{\text{up}}| & F_{\text{su},t}^{\text{up}} \leq F_{\text{de},t}^{\text{up}} \\ 0 & F_{\text{su},t}^{\text{up}} > F_{\text{de},t}^{\text{up}} \end{cases} \quad (11)$$

$$\Delta F_t^{\text{dn}} = \begin{cases} |F_{\text{su},t}^{\text{dn}} - F_{\text{de},t}^{\text{dn}}| & F_{\text{su},t}^{\text{dn}} \leq F_{\text{de},t}^{\text{dn}} \\ 0 & F_{\text{su},t}^{\text{dn}} > F_{\text{de},t}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\Delta F_t^{\text{up}}$ 、 $\Delta F_t^{\text{dn}}$ 分别为向上和向下的灵活性缺额。

引入灵活性不足概率和期望能直观反映电力系统的灵活性不足程度,如式(13)、式(14)所示,有助于后续灵活调度策略的分析<sup>[31]</sup>。

$$P_{\text{lack}} = \frac{n}{N} \quad (13)$$

$$E_{\text{lack}} = P_{\text{lack}} \Delta F_t \quad (14)$$

式中: $P_{\text{lack}}$ 、 $E_{\text{lack}}$ 分别为系统的灵活性不足概率和期望; $n$ 、 $N$ 分别为灵活性不足爬坡段和总爬坡段的数量; $\Delta F_t$ 为 $t$ 时刻系统的灵活性缺额。

## 2 计及源荷不确定性的三层-两阶段鲁棒优化

### 2.1 新能源电力系统源荷储灵活性资源模型

#### (1) 常规火电机组模型。

常规火电机组的发电成本可表示为:

$$C_{G,t} = k_a (P_{g,t}^G)^2 + k_b P_{g,t}^G + k_c \quad (15)$$

式中: $C_{G,t}$ 为 $t$ 时刻常规火电机组的发电成本; $k_a$ 、 $k_b$ 、 $k_c$ 为成本系数。

由于常规火电机组的发电成本与发电功率间呈现二次函数关系,在此基础上进行分段线性化优化计算效率:

$$C_{G,t} = \sum_{s=1}^S k_s P_{g,t,s}^G + C_{G,0} \quad (16)$$

$$C_{G,0} = k_a (P_{g,\min}^G)^2 + k_b P_{g,\min}^G + k_c \quad (17)$$

$$k_s = \frac{C_{G,s+1} - C_{G,s}}{P_{g,t,s+1}^G - P_{g,t,s}^G} \quad (18)$$

式中: $k_s$ 为分段线性化后的第 $s$ 段斜率; $S$ 为分段数量; $C_{G,0}$ 为火电机组以最小出力运行时的成本; $P_{g,t,s}^G$ 为 $t$ 时刻第 $s$ 段火电机组分段出力; $C_{G,s}$ 为第 $s$ 段火电机组的发电成本。另外,火电机组还满足以下相关约束:

$$\begin{cases} P_{g,t}^G = \sum_{s=1}^S P_{g,t,s}^G + P_{g,\min}^G \\ 0 \leq P_{g,t,s}^G \leq \frac{P_{g,\max}^G - P_{g,\min}^G}{S} \end{cases} \quad (19)$$

由于文中仅研究日前时间尺度的系统调度,假设机组处于常开状态,忽略机组启停。火电机组约束包括爬坡速率与功率约束,表示为:

$$r_{\min}^G \Delta t \leq P_{g,t+1}^G - P_{g,t}^G \leq r_{\max}^G \Delta t \quad (20)$$

$$P_{g,\min}^G \leq P_{g,t}^G \leq P_{g,\max}^G \quad (21)$$

式中: $r_{\min}^G$ 、 $r_{\max}^G$ 分别为常规火电机组的最小、最大爬坡速率。

#### (2) 灵活改造火电机组模型。

对常规火电机组进行灵活性改造,可通过增大出力区间范围和提高爬坡速率两方面,改善机组灵活性。因此改造成本可分为额定出力和爬坡速率两部分,具体表示为:

$$C_{h,t} = C_{\text{fg},t} + C_{\text{fg},g,t} \quad (22)$$

$$\begin{cases} C_{\text{fg},t} = K_r \sum_{t=1}^T |P_{f,t+1}^{\text{FG}} - P_{f,t}^{\text{FG}}| \\ C_{\text{fg},g,t} = K_g (P_{g,\min}^G - P_{f,\min}^{\text{FG}}) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $C_{h,t}$ 为灵活改造火电机组 $t$ 时刻的总改造成本; $C_{\text{fg},t}$ 、 $C_{\text{fg},g,t}$ 分别为灵活改造火电机组 $t$ 时刻出力改造成本和爬坡改造成本; $K_r$ 、 $K_g$ 为对应的成本系数。

灵活改造火电机组发电成本表达式同常规火电机组类似,可线性化表示为:

$$C_{\text{FG},t} = \sum_{s=1}^S k_s P_{f,t,s}^{\text{FG}} + C_{\text{FG},0} \quad (24)$$

式中: $C_{\text{FG},t}$ 为 $t$ 时刻灵活改造火电机组的发电成本; $P_{f,t,s}^{\text{FG}}$ 为 $t$ 时刻第 $s$ 段灵活改造火电机组出力; $C_{\text{FG},0}$ 为灵活改造火电机组以最小出力运行时的成本。

引入两阶段鲁棒优化中的0-1变量表征火电机组是否进行灵活改造。具体约束可表示为:

$$(1 - x_{f,t}) P_{f,\min}^{\text{FG}} + x_{f,t} P_{g,\min}^G \leq P_{f,t}^{\text{FG}} \leq P_{f,\max}^{\text{FG}} \quad (25)$$

$$\begin{cases} P_{f,t+1}^{\text{FG}} - P_{f,t}^{\text{FG}} \geq (1 - x_{f,t}) r_g^{\text{dn}} + x_{f,t} r_f^{\text{dn}} \\ P_{f,t+1}^{\text{FG}} - P_{f,t}^{\text{FG}} \leq (1 - x_{f,t}) r_g^{\text{up}} + x_{f,t} r_f^{\text{up}} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $x_{f,t}$ 为火电机组 $t$ 时刻灵活改造的决策变量,

取 1 时,火电机组将进行灵活性改造,取 0 时,火电机组未进行灵活性改造。

### (3) 抽水蓄能电站模型。

抽水蓄能电站的运行成本考虑其调度时间内抽水和发电成本,可表示为:

$$C_{e,t} = K_E(P_{e,t}^{dis} + P_{e,t}^{ch}) \quad (27)$$

式中:  $C_{e,t}$  为  $t$  时刻抽水蓄能电站的运行成本;  $K_E$  为抽水蓄能电站的运行成本系数;  $P_{e,t}^{dis}$ 、 $P_{e,t}^{ch}$  分别为  $t$  时刻抽水蓄能电站的发电和抽水功率。

另外,调度过程中抽水蓄能电站在不同时刻进行抽水或发电,同样引入两阶段鲁棒优化中的 0-1 变量表征电站动作变化。

### (4) 需求响应模型。

可转移负荷在响应需求转移动作时产生的运行成本为:

$$C_{TL,t} = K_{TL}|P_t^{TL} - P_t^{TL*}| \quad (28)$$

式中:  $C_{TL,t}$  为  $t$  时刻可转移负荷的运行成本;  $K_{TL}$  为可转移负荷的运行成本系数;  $P_t^{TL*}$  为  $t$  时刻用户的期望用电量。

引入辅助变量  $P_t^{TL1}$  和  $P_t^{TL2}$ , 可将其运行成本线性化为:

$$C_{TL,t} = K_{TL}(P_t^{TL1} + P_t^{TL2}) \quad (29)$$

## 2.2 两阶段鲁棒优化模型结构

采用鲁棒模型求解最恶劣场景下运行成本最小的最优调度方案,同时保持系统的鲁棒性和灵活性。

$$\min_x \max_u \min_y C_t = \min_x \max_u \min_y (C_{op,t} + C_{E,t} + C_{h,t}) \quad (30)$$

$$\begin{cases} C_{op,t} = C_{G,t} + C_{FG,t} + C_{e,t} + C_{TL,t} \\ C_{E,t} = \alpha_E \beta_E (P_{g,t}^G + P_{f,t}^{FG}) \\ C_{h,t} = C_{fg,g,t} + C_{fg,g,t} \end{cases} \quad (31)$$

$$\begin{cases} \mathbf{x} = [x_{f,t} \ u_{s,t}]^T \\ \mathbf{u} = [P_{w,t} \ P_{pv,t} \ P_{L,t}]^T \\ \mathbf{y} = [P_{g,t}^G \ P_{f,t}^{FG} \ P_{e,t} \ P_{e,t}^{dis} \ P_{e,t}^{ch} \ P_t^{TL} \ P_t^{TL1} \ P_t^{TL2}]^T \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $C_t$  为  $t$  时刻系统总成本;  $C_{op,t}$ 、 $C_{E,t}$  分别为  $t$  时刻系统的运行成本和碳排放成本;  $\alpha_E$ 、 $\beta_E$  分别为碳排放因子和单位碳价;  $\mathbf{x}$  为上层优化变量的向量;  $u_{s,t}$  为决策抽水蓄能电站抽水发电状态的 0-1 变量,取 1 时为发电,取 0 时为抽水;  $\mathbf{y}$  为下层优化变量的向量,可以决策源荷储各灵活性资源的出力。上述目标函数的构建表明,文中模型综合考虑了系统经济性、双碳目标以及各灵活资源间的耦合作用,实现了对电力系统多维度因素的协同优化。

鲁棒优化模型中不仅包括上述灵活资源特性

约束,还应满足式(33)的功率平衡约束。

$$P_{pv,t} + P_{w,t} + P_{g,t}^G + P_{f,t}^{FG} + P_{e,t} + P_t^{TL} = P_{L,t} \quad (33)$$

## 2.3 不确定变量模型

两阶段鲁棒优化模型的第二阶段中,风光出力取最小值、负荷功率取最大值时,可满足最恶劣场景下的系统所需成本最低的目标,因此将式(3)中的不确定变量集合重新定义为:

$$\begin{cases} P_{w,t} = P_{dw,t} - B_{w,t} \hat{P}_{w,t} \\ P_{pv,t} = P_{dpv,t} - B_{pv,t} \hat{P}_{pv,t} \\ P_{L,t} = P_{dL,t} + B_{L,t} \hat{P}_{L,t} \\ \sum_{t=1}^T B_{w,t} \leq \Gamma_w \\ \sum_{t=1}^T B_{pv,t} \leq \Gamma_{pv} \\ \sum_{t=1}^T B_{L,t} \leq \Gamma_L \end{cases} \quad (34)$$

式中:  $B_{w,t}$ 、 $B_{pv,t}$ 、 $B_{L,t}$  为 0-1 变量,取 1 时表示风电、光伏及负荷不确定量取到各自出力区间范围内最值,取 0 时表示风电、光伏及负荷不确定量取各自预测出力值;  $T$  为调度总周期,取 24 h;  $\Gamma_w$ 、 $\Gamma_{pv}$ 、 $\Gamma_L$  分别为风电、光伏及负荷不确定范围的保守度,取值为(0,  $T$ )内的整数,表示不确定量取到区间范围内最值的时段总数。提高不确定范围的保守度可增强系统抵抗恶劣场景的能力,但也使鲁棒优化的结果更为保守。

## 3 基于 C&CG 算法的鲁棒模型求解

三层-两阶段鲁棒模型结合了混合整数及非线性非凸特性,难以直接求解,因此选用 C&CG 算法分别优化上层的二进制变量和下层的实数变量。在第一阶段优化上层变量  $\mathbf{x}$ , 将优化结果代入第二阶段,并结合不确定变量  $\mathbf{u}$  进一步优化下层变量  $\mathbf{y}$ , 求解系统在最恶劣场景下的最优目标。第二阶段的结果反馈回第一阶段,为其增加新的约束和变量。如此循环迭代直至收敛,得到鲁棒模型的最优调度结果。

两阶段鲁棒优化模型具体形式为:

$$\begin{cases} \min_x \max_u \min_{y \in \Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u})} \mathbf{c}^T \mathbf{y} \\ \mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_{2N_T})^T \\ x_i \in \{0, 1\} \quad \forall i \in (1, 2, \dots, 2N_T) \end{cases} \quad (35)$$

$$\Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{D}\mathbf{y} \geq \mathbf{d} \rightarrow \gamma \\ \mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{s} \rightarrow \lambda \\ \mathbf{F}\mathbf{x} + \mathbf{G}\mathbf{y} \geq \mathbf{h} \rightarrow \nu \\ \mathbf{I}_u \mathbf{y} = \mathbf{u} \rightarrow \pi \end{array} \right\} \quad (36)$$

式中:  $x_i$  为第  $i$  个上层决策变量;  $N_T$  为任一正整数;  $\Omega(x, u)$  为上层决策变量和不确定参数固定为  $(x, u)$  时, 下层决策变量的向量  $y$  的取值;  $D$ 、 $K$ 、 $F$ 、 $G$ 、 $I_u$  为三层决策变量对应约束的系数矩阵;  $c$ 、 $d$ 、 $s$ 、 $h$  为常数列向量;  $\gamma$ 、 $\lambda$ 、 $\nu$ 、 $\pi$  为第二阶段各约束条件所设置的对偶变量。

C&CG 算法可将上述鲁棒优化模型分解得到主问题和子问题两部分, 其中主问题表示为:

$$\begin{cases} \min_x \alpha \\ \alpha \geq c^T y_l \\ D y_l \geq d \\ K y_l = s \\ F x + G y_l \geq h \\ I_u y = u_l^* \\ \forall l \leq k \end{cases} \quad (37)$$

式中:  $\alpha$  为引入的辅助变量;  $k$  为算法的迭代次数;  $y_l$  为第  $l$  次迭代时子问题中下层优化变量的向量  $y$ ;  $u_l^*$  为第  $l$  次迭代时子问题中不确定变量的向量  $u$ , 表明风光与负荷的最恶劣出力场景。

子问题可表示为  $\max_u \min_{y \in \Omega(x, u)} c^T y$  的形式, 并在每一次迭代过程中都存在固定的一组取值, 使其内层问题线性化, 则可利用强对偶理论将其转化成单层模型, 具体形式为:

$$\begin{cases} \max_{u, \gamma, \lambda, \nu, \pi} d^T \gamma + (h - Fx)^T \nu + u^T \pi \\ D^T \gamma + K^T \lambda + G^T \nu + I_u^T \pi \leq c \\ \gamma \geq 0 \\ \nu \geq 0 \end{cases} \quad (38)$$

对于不确定变量  $u$  产生的目标函数为非线性的问题, 引入辅助变量将其线性化表示为:

$$\max_{B, B', \gamma, \lambda, \nu, \pi} (d^T \gamma + (h - Fx)^T \nu + \hat{u}^T \pi + \Delta u^T B') \quad (39)$$

且增加如下约束:

$$\begin{cases} -\bar{\pi} B \leq B' \leq \bar{\pi} B \\ \pi - (1 - B) \bar{\pi} \leq B' \leq \pi + (1 - B) \bar{\pi} \end{cases} \quad (40)$$

式中:  $\bar{\pi}$  为对偶变量的上界, 是一个极大值;  $B$  为 0-1 变量组成的向量, 包括  $B_{w,t}$ 、 $B_{pv,t}$  和  $B_{L,t}$ ;  $\hat{u}$  为风光出力及负荷各预测值组成的向量;  $\Delta u$  为风光出力及负荷允许的最大偏差量组成的向量;  $B'$  为引入的连续型辅助变量组成的向量。

经过上述步骤得到分解后的鲁棒优化模型的主问题和子问题, 其中主问题松弛了部分约束条件, 为系统运行目标提供了下界; 子问题在固定中下层变量的情况下求解得到的结果为系统运行目标提供了上界, 上下界间不断迭代, 具体表达式为:

$$\begin{cases} F_{UB} = \max \{F_{UB}, d^T \gamma + (h - Fx_l)^T \nu + (u_l^*)^T \pi\} \\ F_{LB} = \alpha_l \end{cases} \quad (41)$$

式中:  $F_{UB}$ 、 $F_{LB}$  分别为系统运行总成本的上、下界;  $x_l$  为第  $l$  次迭代时主问题求解得到的上层决策变量;  $\alpha_l$  为第  $l$  次迭代子问题通过辅助变量  $\alpha$  求解得到的割平面值。当  $|F_{UB} - F_{LB}| \leq \epsilon$  时, 迭代结束, 输出最终优化结果, 其中  $\epsilon$  为设置的收敛阈值。

上述模型算法求解流程如图 3 所示。

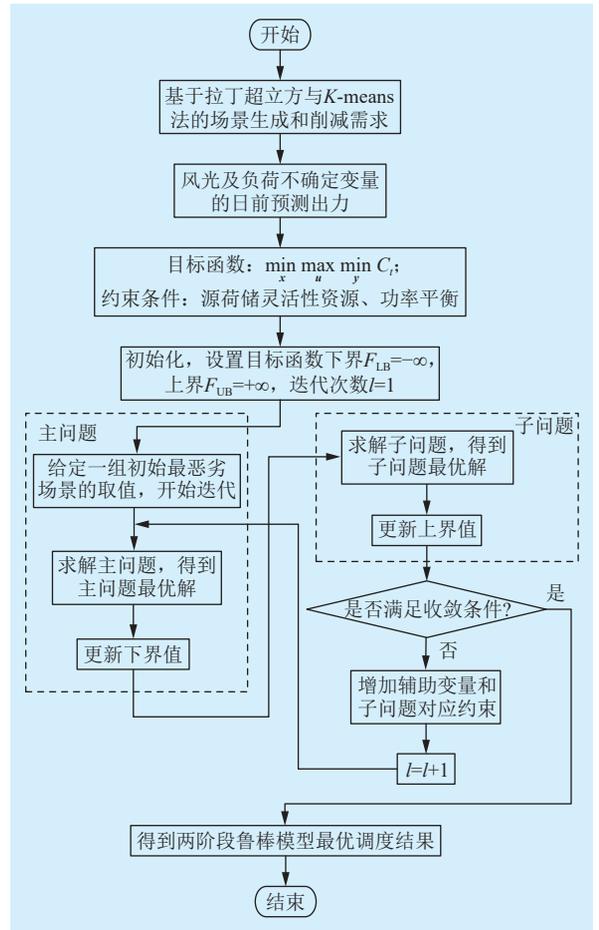


图 3 两阶段鲁棒模型求解流程  
Fig.3 The two-stage robust model solving process

## 4 算例分析

为验证所提模型的有效性, 在 MATLAB 2016b 平台调用 Yalmip 中的 CPLEX 求解器对算例进行求解。算例系统中各灵活性资源参数如表 1 所示, 其中  $\eta$  为抽水蓄能电站的抽水发电效率,  $D^{\text{tr}}$  为可转移负荷在系统调度期间的总电量需求。火电机组灵活改造出力和爬坡成本系数分别取 0.15 元/kW 和 0.1 元/kW; 火电机组的  $\text{CO}_2$  排放强度和单位碳价分别取 0.74 kg/(kW·h) 和 0.14 元/kg<sup>[32]</sup>; 灵活性缺额惩罚成本系数取 0.3 元/kW。负荷及风光的预测

值由拉丁超立方方法对典型场景的历史样本数据随机生成,其中场景数取 500;最大波动偏差系数分别取 0.10 和 0.08;不确定范围的保守度分别取 12 和 6。

表 1 各灵活性资源参数

Table 1 Various flexibility resource parameters

灵活资源	参数	数值
常规火电机组	$P_{g,max}^G/kW$	800
	$P_{g,min}^G/kW$	120
	$r_g^{up}, r_g^{dn}/(kW \cdot h^{-1})$	75
灵活改造火电机组	$P_{r,max}^{FG}/kW$	1 000
	$P_{r,min}^{FG}/kW$	90
	$r_r^{up}, r_r^{dn}/(kW \cdot h^{-1})$	95
抽水蓄能	$E_{e,min}/(kW \cdot h)$	400
	$E_{e,max}/(kW \cdot h)$	2 800
	$P_{e,max}, P_{e,min}/kW$	600
	$\eta$	0.96
	$k_s$	0.38
可转移负荷	$P_{max}^{TL}/kW$	250
	$P_{min}^{TL}/kW$	50
	$D^{TL}$	2 840
	$K_{TL}$	0.10

#### 4.1 系统灵活性资源影响分析

设置 4 种不同灵活性资源组合参与优化调度的运行方案,如表 2 所示。其中“√”表示方案中考虑某个因素的影响。

表 2 不同灵活性资源组合参与优化调度的运行方案  
Table 2 Operational scenario for optimal scheduling involving different combinations of flexible resources

方案	灵活性资源				不确定性
	常规火电机组	灵活改造火电机组	储能	需求响应	
1	√		√		√
2	√		√	√	√
3	√	√	√	√	√
4	√	√	√	√	

求解各方案得到对应的系统总运行成本和灵活性缺额情况,如表 3 所示。方案 1 仅考虑常规火电机组和储能作为灵活资源,此时常规火电机组和储能的运行成本均达到最大值,相比于其他方案而言系统运行总成本最大,同时系统能够提供的灵活性无法匹配当前需求,产生了大量灵活性缺额。另外火电机组出力有限,系统需要更多储能来满足负荷需求,因此需要扩大储能容量,增大了储能设备的建设成本。方案 2 相比于方案 1 考虑了需求响应的影响,通过可转移负荷的调节弥补了部分灵活

性需求,总成本有所降低,灵活性缺额大幅下降。方案 3 在方案 2 的基础上考虑对火电机组进行灵活性改造,在风光出力波动较大的时段,灵活火电水平抑风光出力及负荷波动,体现其重要的灵活调节能力,特别是在风光出力较低时,提供大量灵活性供给,显著降低系统灵活性缺额。总成本虽较方案 2 小幅提高,但需求响应的转移成本最小,用户满意度最高。对比方案 4 和方案 3 发现,在进行电力系统调度时,方案 4 通过确定的风光发电出力,减少了为应对不确定性波动而预留的备用容量,可有效降低储能系统与火电机组等的运行成本。然而其风光出力的精确性和真实性也会有所下降,可能影响到系统灵活性需求的量化,间接增加了灵活性缺额。通过分析说明火电机组经过灵活性改造后,显著增强了其调峰与快速响应能力,出力调节范围更大,从而更有效地响应电力系统中灵活需求的波动。因此文中提出的方案 3 模型,实现了经济性、灵活性、用户满意度等多方面的有效结合。

表 3 各方案运行成本和灵活性缺额对比

Table 3 Comparison of operating costs and flexibility shortfalls in various scenarios 单位:元

方案	运行成本			
	常规火电机组	灵活改造火电机组	储能	需求响应
1	7 621.2	0	1 081.50	0
2	7 380.8	0	986.29	131.47
3	3 746.5	3 506.9	957.39	116.46
4	3 052.1	3 348.9	886.69	123.69
方案	碳排放成本	灵活改造成本	总成本	灵活缺额惩罚成本
1	789.56	0	9 492.26	1 062.70
2	764.65	0	9 263.21	369.78
3	882.69	150.40	9 360.34	27.14
4	777.75	162.42	8 351.55	66.61

#### 4.2 考虑不确定性的系统灵活调度方案分析

电力系统的灵活资源出力优化调度结果如图 4—图 7 所示,选取方案 1 和方案 3 的优化调度结果进行具体分析,且需求响应的转移情况如图 8 所示。

对比图 4 和图 6 可知,在整个调度周期内,方案 3 的火电机组出力明显较方案 1 平缓,其上下爬坡变化均匀,有效降低了常规火电机组的设备损耗和运行成本,这是由于方案 3 中的灵活改造火电部分弥补了部分电量的缺额,体现了其在爬坡和出力方面的优势。方案 1 中,储能在 07:00、08:00、18:00、19:00、20:00、21:00 和 23:00 释放能量,说明

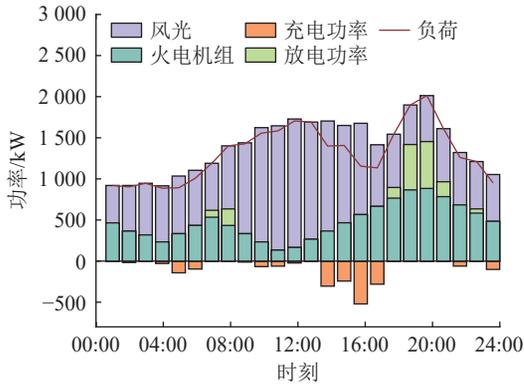


图4 方案1灵活资源优化调度结果

Fig.4 Optimized scheduling results for flexible resources in scenario 1

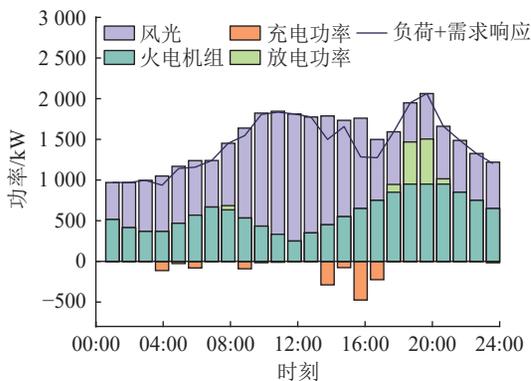


图5 方案2灵活资源优化调度结果

Fig.5 Optimized scheduling results for flexible resources in scenario 2

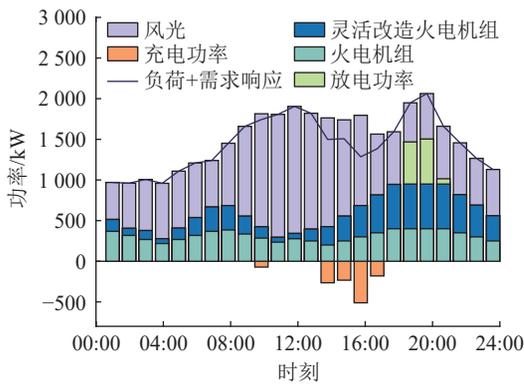


图6 方案3灵活资源优化调度结果

Fig.6 Optimized scheduling results for flexible resources in scenario 3

仅凭风光和火电机组出力无法满足负荷需求;在02:00、04:00、05:00、06:00、10:00、11:00、12:00、14:00、15:00、16:00、17:00、22:00和24:00抽水蓄能,储能动作次数的增多将造成设备的极大损耗。这同时说明在能够满足负荷需求的情况下,方案3的策略具有经济性且能够延缓系统设备使用寿命。

在图8中,通过需求响应提前或延后转移部分负荷,调度过程中负荷曲线更为平滑,可减少对灵

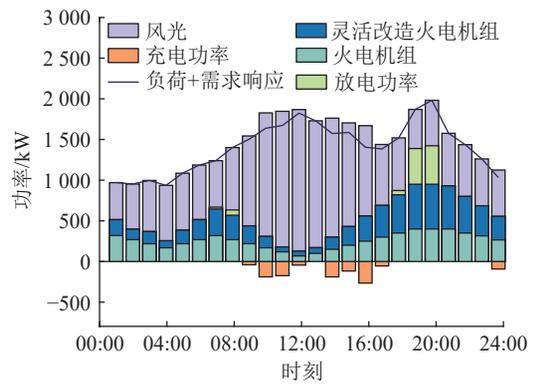


图7 方案4灵活资源优化调度结果

Fig.7 Optimized scheduling results for flexible resources in scenario 4

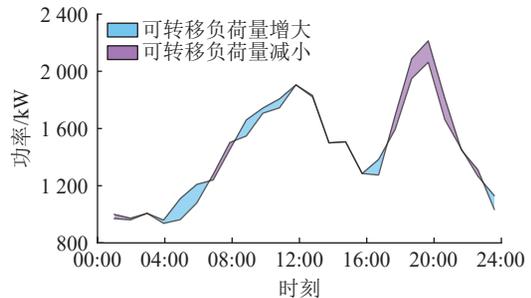


图8 需求响应负荷转移曲线

Fig.8 Demand response load shift curve

活性资源的即时需求。在04:00—06:00的负荷低谷期,蓝色区域面积最大,需求响应通过转移部分负荷到此时段,避免了储能侧灵活性资源的充电动作,减少对灵活性资源的需求,提高了系统经济性。在18:00—20:00的负荷高峰期,粉色区域面积最大,表明需求响应转移全部负荷以减轻高峰期的负荷需求,在一定程度上减少了灵活性缺额。而高峰期的负荷需求通常还需要更多的发电或调动其他灵活性资源以满足。由图5和图6可知,需求响应动作后,储能设备仍进行了放电动作,同时火电机组也保持满发电状态,以补充需求响应未能满足的灵活性需求,这说明需求响应可在一定程度降低负荷波动,但由于容量和用电需求的限制,还需结合源、储侧资源才能实现系统整体的调度优化。

#### 4.3 系统灵活性分析

不同灵活资源组合参与系统调度产生的灵活性缺额存在较大差异,方案1和方案3的系统灵活性裕度如图9和图10所示。

由图9和图10可知,方案1在07:00—09:00和18:00—20:00的早晚高峰用电期间,净负荷快速增长,但由于火电机组的爬坡与容量限制以及储能的容量限制,系统灵活性供给量不足以匹配需求量;在15:00—18:00同样缺少灵活性资源供给即

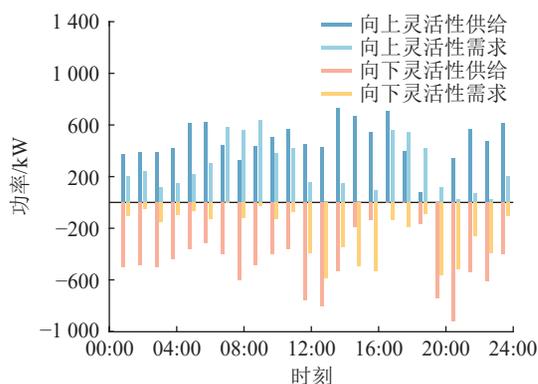


图9 方案1系统灵活性裕度

Fig.9 System flexibility margins in scenario 1

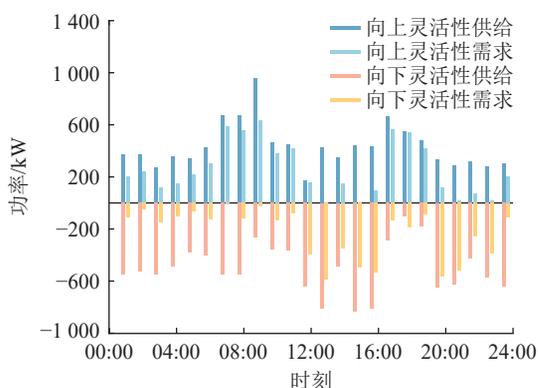


图10 方案3系统灵活性裕度

Fig.10 System flexibility margins in scenario 3

时满足向下的净负荷变化,最终产生了大量的灵活性缺额。而方案3中需求响应和灵活改造的火电机组参与调度,使得净负荷整体趋势更为平缓,即降低系统灵活性需求的同时增加了大量的灵活供给,所以除18:00外系统灵活性充裕。

利用式(13)、式(14)的灵活性评估指标对各方案进一步分析,结果如表4所示。对结果进行横向比较发现,越少灵活性资源参与调度,系统灵活性不足概率和期望也越大,表明系统灵活性越低。当其系统灵活性需求发生较大变化时,更难以提供足量灵活性弥补缺额。纵向比较发现,方案1和方案2的向上灵活性不足概率和期望均大于对应的向下指标,表明系统向下灵活性优于向上灵活性,而方案3的结果与方案1、方案2相反。这是由于方案3中不仅考虑了需求响应,还进行了火电机组灵活改造,进一步增大了灵活性裕度。

#### 4.4 源荷不确定性对系统运行的影响分析

选取不同不确定性参数验证源荷不确定范围对所提方案的影响,具体参数设置及结果如表5和表6所示。

通过调整参数 $\Gamma$ ,可改变式(34)中风光及负荷取预测区间范围内最值的时段总数,从而灵活控制

表4 各方案灵活性不足评估结果

Table 4 The assessment results of insufficient flexibility in various scenarios

方案	方向	灵活性不足概率	灵活性不足期望
1	向上	0.250	310.811
	向下	0.167	172.538
2	向上	0.250	261.639
	向下	0.041	7.628
3	向上	0	0
	向下	0.041	1.248

表5 不同不确定保守度下运行结果分析

Table 5 Analysis of operating results under different values of uncertainty conservation

不确定保守度			总成本/元	灵活缺额 惩罚成本/元
$\Gamma_{pv}$	$\Gamma_w$	$\Gamma_L$		
0	0	0	8 351.55	66.61
6	6	12	9 360.34	27.14
12	12	24	9 730.30	62.71

表6 不同不确定预测误差下运行结果分析

Table 6 Analysis of operating results under different values of uncertainty prediction

不确定预测误差/ 文中设定值	运行成 本/元	碳排放 成本/元	灵活改造 成本/元	总成本/ 元	灵活缺额 惩罚成本/元
0.5	7 844.62	830.01	140.08	8 814.70	41.25
1.0	8 327.25	882.69	150.40	9 360.34	27.14
1.5	8 866.07	935.92	126.63	9 928.50	204.16
2.0	9 431.20	989.17	85.74	10 506.00	636.76

鲁棒优化模型对风光出力及负荷预测的保守程度。当 $\Gamma_{pv}$ 、 $\Gamma_w$ 和 $\Gamma_L$ 均设置为0时,优化问题转变为确定性优化,即不考虑风光和负荷预测的不确定性预测误差,直接使用其预测值进行计算。由于风光在调度周期最多出力12h,因此 $\Gamma_{pv}$ 和 $\Gamma_w$ 最大值为12,负荷则在24h内都可能变化,所以 $\Gamma_L$ 的最大值设为24。当 $\Gamma_{pv}$ 、 $\Gamma_w$ 、 $\Gamma_L$ 分别为12、12、24时,优化问题变为传统鲁棒优化,即在整個调度周期内,不确定量均以最恶劣情况进行计算<sup>[21]</sup>。由表5可知,风光及负荷的不确定保守度增大时,调度总成本也随之提高。保守度为0时,源荷出力值确定,相当于所提方案的确定优化模型,经济性最好但灵活缺额惩罚成本最高,此时系统灵活性缺少最多。保守度为12、12、24时,表明系统源荷不确定性的程度越深,结果更保守,因此经济性最差。且与保守度为6、6、12时相比,灵活缺额惩罚成本上升,表明灵活性缺额有所增加,这是因为风光或负荷更多概率取到预测区间的最值,导致部分时段缺额增加。

调整风光及负荷预测误差至文中设定值的

0.5、1.5、2.0 倍, 通过改变鲁棒优化模型中式(34)的不确定参数预测误差, 得到对应的风光及负荷功率值, 对不同误差下系统总运行成本与灵活性缺额惩罚成本的变化情况进行分析。表 6 中不确定预测误差为 1.0 倍文中设定值时表示方案 3 的鲁棒调度结果。由表 6 可知, 不确定因素的预测误差越大, 鲁棒优化模型的预测场景也更恶劣, 调度方案的总成本越大。系统的灵活性缺额整体上也呈增大趋势, 但当不确定预测误差为 1.0 倍文中设定值时, 灵活性缺额反而有所降低, 体现出经济性与灵活性的最优权衡。综上所述, 在进行系统调度时应综合考虑不确定参数的影响, 选取合适的参数值, 得到兼顾系统灵活性与经济效益的最优目标。

#### 4.5 不同优化方法的对比分析

为进一步验证所提的两阶段鲁棒优化模型的有效性, 将所提模型与确定性优化和常规鲁棒优化进行比较。不同优化方法的调度结果如表 7 所示。由表 7 可知, 考虑源荷不确定性的两阶段鲁棒优化虽运行成本略高于确定性优化, 但能够有效应对源荷不确定性, 通过两阶段实现对电力系统的灵活调整, 有效提升了系统灵活性。相比之下, 常规鲁棒优化仅单阶段考虑不确定性, 调度策略固定且保守, 确保系统在所有可能的恶劣情况下都能稳定运行的同时可能导致灵活性资源过度配置, 增加了运行成本且灵活性较低。确定性优化因忽略风光及负荷的不确定性, 减少了额外运行成本, 但风光出力的精确性与真实性下降, 间接增大了系统的灵活性缺额。因此所提调度策略在调度过程中实现了经济性与灵活性最优。

表 7 不同优化方法运行结果  
Table 7 Operating results of different optimization methods

调度方法	总运行成本/元	灵活缺额惩罚成本/元
确定性优化	8 351.55	66.61
常规鲁棒优化	9 730.30	62.71
两阶段鲁棒优化	9 360.34	27.14

#### 4.6 灵活改造火电机组对系统灵活性的影响分析

选取不同爬坡参数的火电机组参与调度, 分析爬坡速率对系统灵活性的影响, 如图 11 所示。可见, 随着爬坡速率的增大, 系统的灵活性不足程度、灵活性缺额均明显下降, 灵活调节能力明显增强。

因此需要加大火电机组的灵活改造力度, 突破其容量和爬坡限制, 进一步适应现代电力系统中更加复杂多变的情况。同时也验证了将灵活改造火电机组加入到系统调度中策略的合理性。

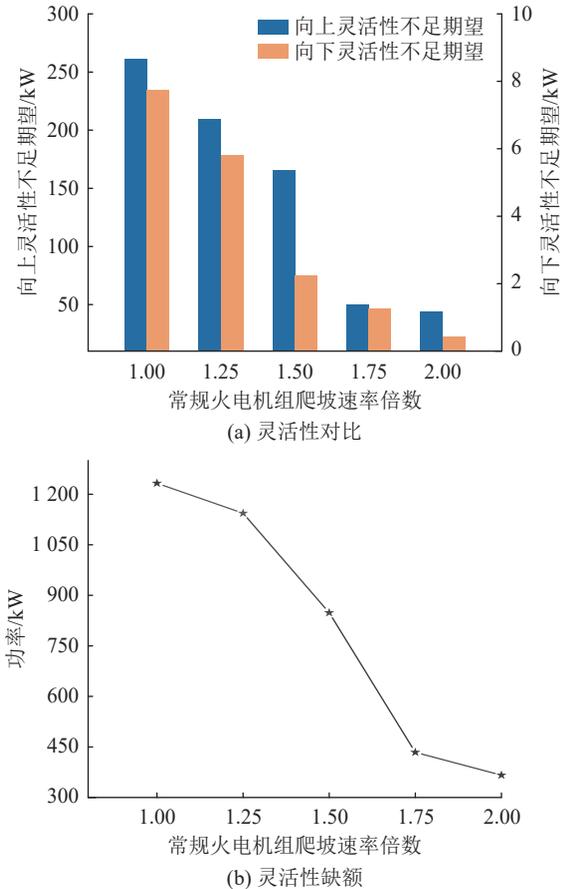


图 11 不同爬坡速率的火电机组灵活性对比

Fig.11 Flexibility comparison of thermal power units with different values of climbing rate

## 5 结论

文中提出了一种考虑源荷不确定性的新能源电力系统灵活调度策略, 在系统供需平衡的基础上, 考虑净负荷的不确定波动特征并综合了各类灵活性资源的供给能力, 通过算例对比, 得出以下结论:

(1) 在灵活性需求的量化过程中, 以鲁棒优化为框架, 结合场景分析法和多面体不确定集, 对源荷不确定性进行了多时间尺度的表征分析。常规火电、抽水蓄能等灵活资源协同参与电力系统调度, 增加了系统灵活爬坡能力。从需求与供给两方面入手, 更有效地应对净负荷的波动, 优化资源配置, 显著提高系统的经济性与调度的灵活性。

(2) 通过将灵活改造火电机组作为灵活资源参与系统鲁棒优化调度, 可有效减少储能设备动作次数, 延缓其使用寿命。同时使常规机组的出力范围更为平缓, 有利于保护设备、增强系统的鲁棒性, 保证了系统的稳定运行。

(3) 改变源荷不确定因素的保守度和预测误差, 可灵活调整鲁棒调度方案的保守性和抵御不确

定性风险的能力。当保守度和预测误差增大时,系统需付出大量成本调度灵活资源以应对更大的灵活性缺额。因此需要设置合理的不确定参数实现运行成本和灵活性的均衡。

### 致谢

本文得到陕西省教育厅重点科学研究计划项目(20JS018)资助,谨此致谢!

### 参考文献:

- [1] 王彩霞, 时智勇, 梁志峰, 等. 新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 37-48.  
WANG Caixia, SHI Zhiyong, LIANG Zhifeng, et al. Key technologies and prospects of demand-side resource utilization for power systems dominated by renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 37-48.
- [2] 范宏, 李婷, 严嘉鑫, 等. 基于按需比例分配机制的风光火氢多时间尺度协同规划[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 33-43.  
FAN Hong, LI Ting, YAN Jiabin, et al. Multi-timescale coordinated planning for wind-photovoltaic-thermal-hydrogen based on a demand proportional allocation mechanism[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 33-43.
- [3] 郑天悦, 邓俊, 王潇桐, 等. 基于电压与功率分布特性的新能源场站等值建模方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(22): 47-58.  
ZHENG Tianyue, DENG Jun, WANG Xiaotong, et al. Equivalent modeling method based on voltage and power distribution characteristics of a renewable energy station[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(22): 47-58.
- [4] 刘珊珊, 李柯睿, 刘柏康, 等. 绿证—碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 203-215, 225.  
LIU Shanshan, LI Kerui, LIU Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- [5] 沙伟燕, 胡伟, 何宁辉, 等. 大规模虚拟储能平抑新能源功率预测误差优化调度方法[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(6): 167-174.  
SHA Weiyang, HU Wei, HE Ninghui, et al. Optimal scheduling method for stabilizing power prediction error of new energy by large-scale virtual energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6): 167-174.
- [6] 鲁宗相, 林弋莎, 乔颖, 等. 极高比例可再生能源电力系统的灵活性供需平衡[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 3-16.  
LU Zongxiang, LIN Yisha, QIAO Ying, et al. Flexibility supply-demand balance in power system with ultra-high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 3-16.
- [7] 程杉, 傅桐, 李洋洋, 等. 含高渗透可再生能源的配电网灵活性供需协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 1-12.  
CHENG Shan, FU Tong, LI Fengyang, et al. Flexible supply demand collaborative planning for distribution networks with high penetration of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 1-12.
- [8] 和萍, 刘鑫, 宫智杰, 等. 高比例可再生能源电力系统源荷联合调峰分层优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 112-122.  
HE Ping, LIU Xin, GONG Zhijie, et al. Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 112-122.
- [9] 纪鹏, 黄成, 孙田, 等. 适应高比例可再生能源的价区分与功率转移权重近似计算研究[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(6): 12-19.  
JI Peng, HUANG Cheng, SUN Tian, et al. Study on price zone partition method and improved zonal power transfer distribution factor considering the uncertainty of electricity market[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6): 12-19.
- [10] 李静轩, 周明, 朱凌志, 等. 可再生能源电力系统运行灵活性需求量化及优化调度方法[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2647-2656.  
LI Jingxuan, ZHOU Ming, ZHU Lingzhi, et al. Flexibility requirement quantifying and optimal dispatching for renewable integrated power systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2647-2656.
- [11] 徐昊亮, 靳攀润, 姜继恒, 等. 基于随机生产模拟的火电灵活性改造容量规划[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 393-403.  
XU Haoliang, JIN Panrun, JIANG Jiheng, et al. Capacity optimal plan of thermal power flexibility transformation based on probabilistic production simulation[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 393-403.
- [12] 徐浩, 李华强. 火电机组灵活性改造规划及运行综合随机优化模型[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4626-4638.  
XU Hao, LI Huaqiang. Planning and operation stochastic optimization model of power systems considering the flexibility reformation[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4626-4638.
- [13] 吴界辰, 艾欣, 胡俊杰. 需求侧资源灵活性刻画及其在日前优化调度中的应用[J]. 电工技术学报, 2020, 35(9): 1973-1984.  
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(9): 1973-1984.
- [14] 马飞龙, 吴耀武, 梁彦杰, 等. 计及火电机组灵活性改造的电源扩展鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 102-110.  
MA Longfei, WU Yaowu, LIANG Yanjie, et al. Light robust planning for generation expansion considering flexibility reformation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 44(11): 102-110.

- mation of thermal power unit[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(11): 102-110.
- [15] 陶诗洋, 洪沅伸, 张天辰, 等. 计及源-荷多灵活备用资源的随机优化调度[J]. *电力建设*, 2021, 42(12): 39-48.  
TAO Shiyang, HONG Yuanshen, ZHANG Tianchen, et al. Stochastic optimal scheduling considering multiple flexible reserve resources on both source and load sides[J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(12): 39-48.
- [16] 林顺富, 张琪, 沈运帷, 等. 面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(2): 90-100.  
LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(2): 90-100.
- [17] 张程, 罗玉锦, 陈昌亮. 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(24): 77-89.  
ZHANG Cheng, LUO Yujin, CHEN Changliang. Collaborative optimization operation of multi park microgrids and shared energy storage power stations considering source load uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(24): 77-89.
- [18] 要金铭, 赵书强, 韦子瑜, 等. 基于场景分析的电力系统日前调度及其快速求解方法[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(9): 102-110.  
YAO Jinming, ZHAO Shuqiang, WEI Ziyu, et al. Day-ahead dispatch and its fast solution method of power system based on scenario analysis[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(9): 102-110.
- [19] 邱革非, 何超, 骆钊, 等. 考虑源、荷不确定性的工业园区电气互联综合能源系统模糊优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(5): 8-14.  
QIU Gefei, HE Chao, LUO Zhao, et al. Fuzzy optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system in industrial park considering source-load uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(5): 8-14.
- [20] 沈欣炜, 郭庆来, 许银亮, 等. 考虑多能负荷不确定性的区域综合能源系统鲁棒规划[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(7): 34-41.  
SHEN Xinwei, GUO Qinglai, XU Yinliang, et al. Robust planning method for regional integrated energy system considering multi-energy load uncertainties[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(7): 34-41.
- [21] 马跃, 孟润泉, 魏斌, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的微电网两阶段鲁棒优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(10): 22-33.  
MA Yue, MENG Runquan, WEI Bin, et al. Two-stage robust optimal scheduling of a microgrid with a stepped carbon trading mechanism[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(10): 22-33.
- [22] 李剑峰, 姜涛, 窦文雷, 等. 电-热-氢综合能源系统鲁棒区间优化调度[J]. *电力工程技术*, 2024, 43(2): 44-54.  
LI Jianfeng, JIANG Tao, DOU Wenlei, et al. Robust interval optimal dispatch of integrated electricity and district heating system[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(2): 44-54.
- [23] LI P, WANG Z X, WANG J H, et al. Two-stage optimal operation of integrated energy system considering multiple uncertainties and integrated demand response[J]. *Energy*, 2021, 225: 120256.
- [24] 李宏仲, 叶翔宇. 考虑灵活性供需匹配的电力系统自适应时间尺度调度策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(15): 122-132.  
LI Hongzhong, YE Xiangyu. Adaptive time-scale dispatching strategy for power system considering flexibility supply-demand matching[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 122-132.
- [25] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(6): 161-169.  
HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(6): 161-169.
- [26] 彭春华, 于蓉, 孙惠娟. 基于 K-均值聚类多场景时序特性分析的分布式电源多目标规划[J]. *电力自动化设备*, 2015, 35(10): 58-65.  
PENG Chunhua, YU Rong, SUN Huijuan. Multi-objective DG planning based on K-means clustering and multi-scenario timing characteristics analysis[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2015, 35(10): 58-65.
- [27] 彭春华, 刘兵, 孙惠娟. 基于分类不确定性集合的电力系统环境经济鲁棒调度[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(7): 2202-2212, 2399.  
PENG Chunhua, LIU Bing, SUN Huijuan. Environmental/economic/robust dispatch of power system based on classification uncertainty sets[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(7): 2202-2212, 2399.
- [28] 鲁宗相, 李昊, 乔颖. 从灵活性平衡视角的高比例可再生能源电力系统形态演化分析[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(1): 12-18.  
LU Zongxiang, LI Hao, QIAO Ying. Morphological evolution of power systems with high share of renewable energy generations from the perspective of flexibility balance[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(1): 12-18.
- [29] 詹勋淞, 管霖, 卓映君, 等. 基于形态学分解的大规模风光并网电力系统多时间尺度灵活性评估[J]. *电网技术*, 2019, 43(11): 3890-3901.  
ZHAN Xunsong, GUAN Lin, ZHUO Yingjun, et al. Multi-scale flexibility evaluation of large-scale hybrid wind and solar

grid-connected power system based on multi-scale morphology[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3890-3901.

[30] 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.

[31] 张家美, 孙凯, 李洪涛, 等. 考虑光-车-氢接入的新型城市配电网规划研究综述与展望[J]. 高电压技术, 2024, 50(3): 1067-1079. ZHANG Jiamei, SUN Kai, LI Hongtao, et al. Review and prospect of future city distribution networks considering the integration of PV-EV-hydrogen[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1067-1079.

[32] 彭元, 娄素华, 范越, 等. 考虑火电机组储热改造的电力系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3339-3345. PENG Yuan, LOU Suhua, FAN Yue, et al. Low-carbon economical dispatch of power system considering thermal energy storage in thermal power units[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3339-3345.

作者简介:



闫群民

闫群民(1980),男,博士,教授,研究方向为电力系统分析与电能质量控制(E-mail: yanqunm@163.com);

任效煜(1997),女,硕士,研究方向为电力系统优化调度;

宋潇(1992),女,硕士,讲师,研究方向为电力系统优化调度。

## Flexible scheduling strategy for power systems considering source-load uncertainty

YAN Qunmin, REN Xiaoyu, SONG Xiao, ZHAO Mengjue, AN Chen

(School of Electrical Engineering, Shaanxi University of Technology, Hanzhong 723001, China)

**Abstract:** A two-stage robust optimization model of power system considering source-load uncertainty is proposed, to address the serious lack of system scheduling flexibility caused by the source-load uncertainty in new energy power systems. According to the characteristics of source-load uncertainty, the  $K$ -means method and robust optimization theory are combined to quantify the flexibility demand of the power system at multiple time scales. Firstly, the robust dispatch model is established, and the flexible regulation potentials of thermal power units, pumped storage and other resources are fully exploited. The flexible transformation of thermal power units and pumped storage pumping status are included in the first stage of the model, and the output of the flexible resources is taken as the second stage of the decision variables. The optimization objective of the model is to minimize the cost of retrofitting, carbon emission and operating costs. The two-stage robust model is transformed into relatively independent main problems and sub-problems, and the column constraint generation (C&CG) algorithm and strong dyadic theory are adopted to iterate repeatedly to approximate the optimal solution. Finally, the proposed optimal scheduling strategy is verified through examples, so that the proposed optimal scheduling strategy can integrate all kinds of resources based on meeting the demand for flexibility, which achieve the balance of economy, environmental protection, and flexibility in the system, and improve the ability to resist the risk of uncertainty in the source load.

**Keywords:** new energy power systems; flexible resources; uncertainty; two-stage robust optimization; column constraint generation (C&CG) algorithm; flexible scheduling

(编辑 吴昊)