

计及备用优化的电热灵活性资源协同鲁棒规划

高雪倩¹, 刘畅², 刘文霞¹

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 102206;
2. 国网天津市电力公司城西供电分公司, 天津市 300110)

摘要: 在中国的“三北”地区, 风资源丰富, 系统灵活性资源匮乏, 供暖期系统内热电占比高, 挤占风电上网空间, 给系统安全经济运行带来严峻挑战。为提高风电消纳的经济性, 文中提出了一种计及备用优化的电热灵活性资源协同鲁棒规划方法。首先, 研究各类资源促进热电解耦调峰运行机理及其协同规划机理。在此基础上, 建立了min-max-min三层两阶段轻鲁棒规划模型。主问题以规划目标年增量投资成本、运行成本和备用不足风险成本之和最小为目标, 优化各类资源投资方案和日前确定性优化调度; 子问题在日前调度结果的基础上, 计及风电不确定性, 以最恶劣场景下备用不足风险最小为目标在日内对设备进行重新调度, 搜寻最恶劣场景并评估备用不足风险。基于列与约束生成算法与强对偶理论, 进行主、子问题迭代求解。最后, 算例验证了模型有效性, 并对模型的鲁棒性和风险进行分析。

关键词: 风电; 灵活性资源; 电热耦合系统; 协同规划; 不确定性; 备用优化; 鲁棒优化

0 引言

随着国家“双碳”政策的推进, 风、光等可再生能源将得到进一步发展, 其在电源结构中的占比以及系统的灵活性需求都将大幅提高^[1]。火电机组因其稳定性强、灵活度高、规模大, 一直是电力系统最重要的灵活调节资源。“三北”地区是中国大规模风电基地, 由于地理纬度高、冬季供暖期长, 常年热负荷需求较大, 供热依赖的热电机组占火电比例高达80%^[2]。供暖期内, 热电耦合被动抬高了火电出力, 导致风电大发时系统下调峰能力不足^[3], 造成弃风, 例如2022年蒙东弃风率高达10%^[4]。目前, 解决的措施包括热电机组灵活性改造, 例如热电机组高背压改造^[5]、低压缸切除改造^[6]或者配置储热^[7]/电锅炉^[8]、调动需求侧响应等电热灵活性资源, 使在保证热负荷供应的同时增大系统下调峰空间。但由于各种措施和资源在投资经济性、调峰备用能力及其经济性等方面存在差异^[5-6, 9], 如何通过协同优化实现增效是亟待解决的问题。

目前, 针对新能源高占比系统开展灵活性改造和资源配置的研究已取得了丰富的成果^[10-15]。文献[14]建立了多种措施协调配置的双层优化模型, 上

层模型对热电机组深度调峰改造、自备电厂调峰、需求响应、储热、储能等灵活性资源容量进行优化, 下层模型对目标年内系统电力、热力进行优化生产模拟。文献[14]指出, 随着新能源占比的提升, 热电调峰改造容量呈现线性增加, 储电由于成本较高, 在极高新能源占比下才具有技术经济性, 需求响应调节能力有限, 增加比例不明显。由此可见, 与储电、需求响应等间接解耦措施相比, 充分挖掘热电调峰灵活性是解决热电耦合导致调峰灵活性不足问题最直接、最经济、最有效的方法。文献[15]针对热电机组配置储热、电锅炉的问题, 提出以配置总容量最大和系统运行成本最小为目标的多目标规划方法, 研究指出: 储热比电锅炉投资经济性更佳, 且分别更适用于小风和大风场景, 二者协调配置提升了投资效益。但其仿真运行仅考虑供暖季典型日, 未同时协调考虑配置方案对供暖与非供暖季运行经济性的影响。

从热电解耦的本质来看, 配置储热、电锅炉均为补偿供热方法。储热通过平移削减调峰期间热需求, 削减了热负荷, 同时降低了机组电出力; 电锅炉通过增加电负荷和补偿供热, 提升下调峰能力。两者均未改变机组热电耦合特性, 而是改变热、电负荷辅助实现电调峰效果, 且由于储热供热备用可以转化为机组发电备用, 可用于降低源荷不确定性引起

收稿日期: 2024-01-20; 修回日期: 2024-05-24。

上网日期: 2024-09-27。

的备用不足风险。高背压改造和低压缸切除等机组改造方法通过提升供暖期运行背压,增加热出力、降低电出力,实现部分解耦,一定程度上改变了热电耦合特性,但二者在调峰运行范围和调峰经济性上存在差异。总体来看,机组改造投资经济性较好^[6],但调节范围较窄、运行灵活性较低,如果与补偿供热设备协调运行将有协同增效的作用^[9,16]。此外,高比例风电电力系统的源荷不确定性对灵活性提升方案的经济性和运行安全具有较大影响^[17-18],但现有灵活性提升研究中涉及较少。

为此,本文提出一种计及备用优化的电热灵活性资源协同鲁棒规划方法。首先,从满足系统调峰、备用两方面需求出发,分析各类资源灵活性提升机理,并从调节性能和经济性出发,提炼协同规划机理。然后,考虑风电不确定性对投资方案经济性和安全性的影响,建立包含主问题(投资决策与日前确定性优化调度)和子问题(计及风电不确定性的日内设备再调度与备用不足风险评估)的三层两阶段鲁棒协同规划模型,采用强对偶理论和列与约束生成(C&CG)算法进行迭代求解,验证模型的有效性,并对模型的鲁棒性和风险性进行分析。

1 电热灵活性资源协同规划机理

含高比例风电的电热耦合系统供暖期内的负荷及电、热耦合关系如图1所示。图1(a)中红色、绿色曲线分别表示风电并网前机组电负荷和风电并网后完全消纳情况下期待的热电机组电出力;图1(b)中区域ABCD为机组*i*的运行区间; $P_{Con,i}^{e,max}$ 和 $P_{Con,i}^{e,min}$ 分别为机组*i*在纯凝工况下的最大和最小发电功率,分别对应A点和D点; $P_{CHP,i}^{h,max}$ 为机组*i*的最大供热功率,对应B点;机组*i*的最小联产供电功率为 $P_{CHP,i}^{e,min}$,对应C点。现有热电机组采用以热定电的原则运行,即先根据热负荷确定供热输出,再根据供热输出确定机组发电可调空间。当机组各时段热负荷处于一个较高的水平 $P_{CHP,i,t}^{h,E}$ 时,由于风电上网降低了供热机组的电负荷,部分时段(曲线bg对应段)低于E点对应的电负荷 $P_{CHP,i,t}^{e,E}$ 。为了满足供热,机组不得不保持较高的强迫出力 $P_{CHP,i,t}^{e,E}$ 而弃风,弃风量如图形bcdefg所围面积所示。因此,电热耦合系统灵活性提升需求在于如何提升热出力保障热负荷供应的同时降低电出力,为风电腾出上网空间。

为了分析各类挖掘热电机组调峰能力资源的经济性,将各资源单位调节容量投资成本定义为经该资源改造后原CB段中间点热出力对应的机组电出

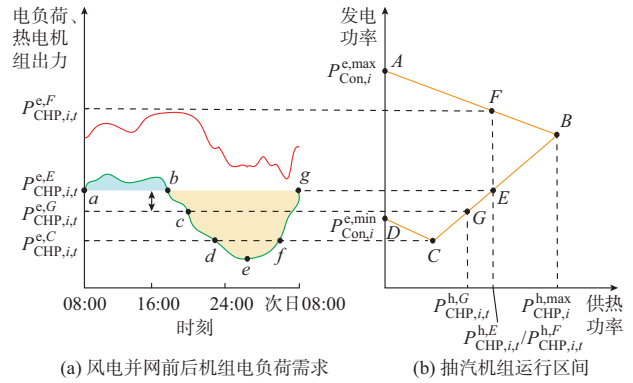


图1 含高比例风电的电热耦合系统灵活性提升需求
Fig.1 Flexibility improvement demand of thermoelectric coupling system with high proportion of wind power

力最低点新增单位下调峰容量投资成本;将各资源调峰成本定义为该资源补偿供热成本与原机组直接联产供热成本之差,其计量单位为煤耗量。

低压缸切除改造是指切除抽汽机组低压缸进汽,仅保持少量冷却蒸汽,使低压缸在高真空条件下“零出力”运行,运行区间见图2(a)。该方式改造后,低压缸日内可灵活切除,未切除时运行在原有ABCD抽汽区间,切除时运行在B'C'段背压状态区间^[9],切除后减少的发电功率和增加的供热功率分别对应图2(a)中Bb'''段和b'''B'段,基本为定值。切缸运行增加机组热出力、降低电出力(e''E'段),致使改造前系统供热需求降低,使其电出力也下调(E''e'''段),让出双倍下调峰空间(E''E'段)。以320 MW热电机组为例,低压缸切除后新增下调峰容量为106.529 MW,故单位调节容量投资成本为0.106 5万元/MW。切缸运行时,相当于工作在只有高、中压缸的背压工况,原本用于低压缸做功的蒸汽被完全抽出用于供热,仍属联产供热,调峰成本为0。

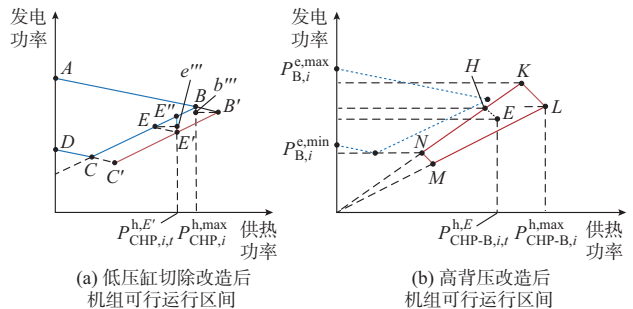


图2 低压缸切除和高背压改造后的机组可行运行区间
Fig.2 Feasible operation range of unit after low-pressure cylinder is removed and high back pressure is modified

高背压供热改造是指汽轮机在供暖期运行在较高背压下,利用高中低压缸做功发电后排出的乏汽加热热网水,热网水再进入热网加热器由抽汽补充加热,实现热电部分解耦。经该方式改造后,抽汽背压机组的可行运行区间如图2(b)中MNKLM所示^[5],由斜率为 c_{m1} 的NK段、斜率为 c_{m2} 的ML段以及斜率为-1的两条等煤耗线NM、KL围成,整体位于改造前运行区间右下侧,虽然供热调峰能力增强,但供电调节区间取值降低、范围变小。在图2(b)中, $P_{B,i}^{e,max}$ 和 $P_{B,i}^{e,min}$ 分别为经高背压改造后抽汽机组 i 的最大、最小发电功率; $P_{CHP-B,i,t}^{h,E}$ 和 $P_{CHP-B,i}^{h,max}$ 分别为经高背压改造后抽汽机组 i 在E点对应的热出力 and 最大热出力。320 MW 热电机组高背压改造后,新增下调峰容量58.550 9 MW,故单位调节容量投资成本为0.014 6万元/MW。乏汽增大了机组供热能力,根据“好处归电”方法计算^[16],背压供热成本低于抽汽供热,故供热调峰成本为负值。改造还会对机组爬坡率和煤耗产生影响。

配置容量为 $S_{HA,i}$ 、最大蓄/放热功率分别为 $C_{HA,c,i}/C_{HA,t,i}$ 的储热后,抽汽机组 i 的整体可行运行区间如图3(a)中AA'B'C'D'A所示^[8],通过蓄热罐充放热,AB和BC段整体向右偏移 $C_{HA,t,i}$ (对应AA'、BB'、CC'段),CD段整体向左平移 $C_{HA,c,i}$ (对应CC'段)。该方式在汽轮机联产发电有余热时储热,当电力下(上)调峰需要汽轮机出力降低(增加)时放热(EE'和FF'段),以补充汽轮机供热不足,兼具提升上、下调峰能力(F'F''和E''E'段)的功效,且可提供极端情况下应对风电不确定性的备用能力。单位调节容量投资成本为0.079 8万元/MW。补偿供热量来源于其他时段的联产供热量,因而调峰成本为0。

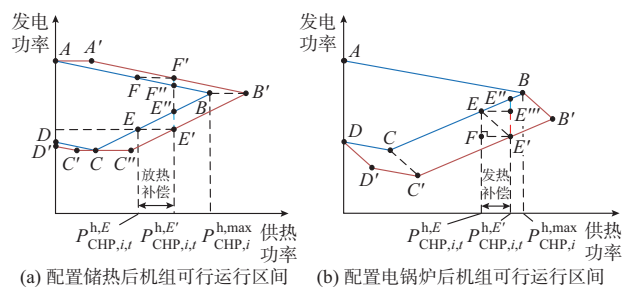


图3 配置储热和电锅炉后抽汽机组可行运行区间

Fig. 3 Feasible operation range of thermoelectric unit after configuring heat storage and extraction steam unit

配置容量和电转热效率分别为 $C_{EB,i}$ 和 $\eta_{EB,i}$ 的电锅炉后,抽汽机组 i 的整体可行运行区间如图3(b)所示^[7],对于运行区间ABCD内任意点,电锅炉满负荷运行会使得整体电功率降低 $C_{EB,i}$ (对应EF段),供热功率增加 $\eta_{EB,i}C_{EB,i}$ (对应FE'段)。当系

统下调峰不足时,启动电锅炉供热耗电($E''E'$ 段),机组供热需求降低使其电出力下调($E''E'''$ 段),实现双倍下调峰($E''E'$ 段)。该方式仅提升下调峰能力。单位调节容量投资成本为0.014 1万元/MW。补偿供热量同时来源于联产供热和对应的联产发电转化热量,调峰成本最大。

上述各种资源均能起到调峰效果,但性能(调节范围大小与方向、备用能力)、经济性(单位调节容量投资成本、调峰成本)存在差异。而系统电热需求、电源结构以及新能源不确定性不同,调峰/备用需求不同。协同规划的关键在于如何根据系统需求协调配置各类资源,实现保障安全运行前提下的系统经济性最佳。

2 电热灵活性资源轻鲁棒协同规划模型

风电出力具有不确定性,且风电占比高时不确定性更强。电热灵活性资源配置使得风电消纳量增加、供能成本降低,但由于风电不确定性带来的安全风险增大,而各类资源对风险的影响不同,故协同规划目标函数一方面应考虑经济性,另一方面需考虑对系统安全风险的降低程度^[19-20]。为此,基于分解协调的思路,构建包含投资决策、日前确定性调度和计及不确定性的备用优化3个部分的电热灵活性资源协同鲁棒规划模型。

2.1 电热灵活性资源投资决策模型

投资决策模型以规划水平年新增资源年投资成本 C_{INV} 、年增量运行成本 C_{INC-OP} 和年备用不足风险成本 C_{RISK} 这3个部分之和最小为目标,即

$$\min \left(C_{INV} + C_{INC-OP} + \max_{\tilde{u}_{n,t}} \min_x C_{RISK} \right) \quad (1)$$

式中: $\tilde{u}_{n,t}$ 为风电不确定出力变量; \tilde{x} 为第2阶段再调度变量集合。

该模型决策变量为灵活性资源配置方案,包括机组 i 进行低压缸切除和高背压改造与否的0-1变量($x_{LC,i}$ 和 $x_{B,i}$)、储热和电锅炉的配置容量($S_{HA,i}$ 和 $C_{EB,i}$)。因此,目标函数中新增资源年投资成本 C_{INV} 由4类灵活性资源成本构成,即

$$C_{INV} = d_{CRF}^r \sum_{i \in \Omega_{EX}} x_i^r D_i^r + d_{CRF}^r \sum_{i \in \Omega_{EX}} G_i^r S_i^r \quad (2)$$

式中: $d_{CRF}^r = \alpha(1+\alpha)^{\kappa^r} / [(1+\alpha)^{\kappa^r} - 1]$ 为 Γ 方式改造下的投资成本回收系数,其中, $\Gamma \in \{B, LC, HA, EB\}$,B、LC、HA、EB分别表示高背压改造、低压缸切除、配置储热和配置电锅炉, α 为贴现率, κ^r 为 Γ 方式改造下机组的使用寿命; Ω_{EX} 为抽汽机组集合; D_i^r 和 G_i^r 分别为机组 i 进行各种改造的成本和配置设备的单位容量成本; x_i^r 为机组 i 是

否进行各种方法改造的0-1变量; S_i^r 为机组 i 配置设备的容量。

年增量运行成本 $C_{\text{INC-OP}}$ 是改造后和改造前年运行成本的差值(见式(3)),其中,改造前运行成本 C_{OP0} 为常数项,不影响优化结果,可忽略。

$$\begin{cases} C_{\text{INC-OP}} = C_{\text{OPE}} - C_{\text{OP0}} \\ C_{\text{OPE}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{type}}} C_{\text{ope},n} d_n \end{cases} \quad (3)$$

式中: N_{type} 为典型日的数量; $C_{\text{ope},n}$ 和 d_n 分别为典型日 n 的运行成本和天数。

年备用不足风险成本 C_{RISK} 的计算公式为:

$$C_{\text{RISK}} = \beta C_{\text{risk}} = \beta \sum_{n=1}^{N_{\text{type}}} C_{\text{risk},n} d_n \quad (4)$$

式中: β 为风险惩罚偏好,其值越大表示规划模型越重视潜在风险带来的损失,并采取风险规避的规划方案,本文取1; $C_{\text{risk},n}$ 为典型日 n 备用不足风险成本,包含日内调整成本和风险惩罚成本两部分。

典型日 n 时段 t 不确定量风电出力 $\tilde{u}_{n,t}^w$ 可表示为箱式不确定集形式^[21],即

$$\begin{cases} \tilde{u}_{n,t}^w = \hat{u}_{n,t}^w + z_{w,n,t}^+ \Delta u_{w,n,t}^{\text{max}+} - z_{w,n,t}^- \Delta u_{w,n,t}^{\text{max}-} \\ z_{w,n,t}^+ + z_{w,n,t}^- \leq 1 \\ \sum_{t=1}^{N_T} (z_{w,n,t}^+ + z_{w,n,t}^-) \leq \Pi_w \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\hat{u}_{n,t}^w$ 为典型日 n 时段 t 风电预测出力; $z_{w,n,t}^+$ 和 $z_{w,n,t}^-$ 为0-1整数变量,分别表示典型日 n 时段 t 风电是否上、下波动; $\Delta u_{w,n,t}^{\text{max}+}$ 和 $\Delta u_{w,n,t}^{\text{max}-}$ 分别为典型日 n 时段 t 风电最大、最小波动范围; N_T 为典型日时段数; Π_w 为不确定性限值,本文取16。

2.2 日前确定性调度模型

该模型目标为典型日 n 的运行成本 $C_{\text{ope},n}$,包括抽汽和纯凝机组的发电成本(含煤耗和碳排放),如式(6)所示。该模型决策变量主要包括各典型日 n 时段 t 各机组/设备状态与出力以及风电出力,具体为:纯凝机组 i 出力和开机状态($P_{\text{Con},i,n,t}^e$ 和 $\delta_{i,n,t}^{\text{Con}}$);抽汽机组 i 开机状态标志、供热与发电出力以及低压缸切除改造后机组的切缸状态($\delta_{i,n,t}^{\text{CHP}}$ 、 $P_{\text{CHP},i,n,t}^h$ 、 $P_{\text{CHP},i,n,t}^e$ 和 $\gamma_{\text{LC},i,n,t}$);抽汽背压机组 i 的供热、发电出力以及开机状态($P_{\text{CHP-B},i,n,t}^h$ 、 $P_{\text{CHP-B},i,n,t}^e$ 和 $\delta_{i,n,t}^{\text{CHP-B}}$);抽汽机组 i 所配储热出力、储热量和电锅炉出力($P_{\text{HA},i,n,t}^h$ 、 $H_{\text{HA},i,n,t}$ 和 $P_{\text{EB},i,n,t}^h$)以及风电出力($P_{n,t}^w$)。

$$C_{\text{ope},n} = \sum_{t=1}^{N_T} [(\varphi\rho\tau + \gamma^{\text{car}}\vartheta\tau)(F_{\text{CHP},n,t}^{\text{all}} + F_{\text{Con},n,t}^{\text{all}})] \quad (6)$$

$$F_{\text{r},n,t}^{\text{all}} = [F_{\text{r},i,n,t}(P_{\text{r},i,n,t}^e, P_{\text{r},i,n,t}^h) + (1 - \delta_{i,n,t}^{\text{r}}) \delta_{i,n,t}^{\text{r}} S_{\text{r},\text{str},i}] \quad (7)$$

式中: φ 为单位煤价; ρ 为机组运行时除燃煤费用外的水、环保等费用折算的等值煤价,取1.15; τ 为单位时段长度,取1h; γ^{car} 为单位碳排放成本; ϑ 为标煤 CO_2 排放系数,取0.68; $F_{\text{r},i,n,t}$ 和 $S_{\text{r},\text{str},i}$ 分别为不同类型机组的发电煤耗和启机煤耗,其中,机组类型 $r \in \{\text{CHP}, \text{Con}, \text{CHP-}\Delta\}$, CHP 表示抽汽机组, Con 表示纯凝机组, $\text{CHP-}\Delta$ 表示经 Δ 方式改造的抽汽机组, $\Delta \in \{\phi, \text{B}\}$, ϕ 表示未改造, B 表示高背压改造。

该模型的约束条件除了典型日 n 各资源运行约束(见附录A式(A1)一式(A15))外,还包括以下约束。

1) 纯凝机组运行约束

该约束主要包括极限出力、爬坡、最短启停时间约束及煤耗函数,即

$$\delta_{i,n,t}^{\text{Con}} P_{\text{Con},i}^{\text{min}} \leq P_{\text{Con},i,n,t}^e \leq \delta_{i,n,t}^{\text{Con}} P_{\text{Con},i}^{\text{max}} \quad \forall i \in \Omega_{\text{PU}} \quad (8)$$

$$-P_{\text{Con},i}^{\text{dn}} \leq P_{\text{Con},i,n,t}^e - P_{\text{Con},i,n,t-1}^e \leq P_{\text{Con},i}^{\text{up}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} \sum_{l=t}^{t+M_{\text{Con},i}^{\text{on}}-1} \delta_{i,n,l}^{\text{Con}} \geq M_{\text{Con},i}^{\text{on}} (\delta_{i,n,t}^{\text{Con}} - \delta_{i,n,t-1}^{\text{Con}}) \\ \sum_{l=t}^{t+M_{\text{Con},i}^{\text{off}}-1} (1 - \delta_{i,n,l}^{\text{Con}}) \geq M_{\text{Con},i}^{\text{off}} (\delta_{i,n,t-1}^{\text{Con}} - \delta_{i,n,t}^{\text{Con}}) \end{cases} \quad (10)$$

$$F_{\text{Con},i,n,t}(P_{\text{Con},i,n,t}^e) = a_i P_{\text{Con},i,n,t}^e + b_i \quad (11)$$

式中: $P_{\text{Con},i}^{\text{min}}$ 、 $P_{\text{Con},i}^{\text{max}}$ 分别为纯凝机组 i 的最小、最大出力; $P_{\text{Con},i}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{Con},i}^{\text{dn}}$ 分别为纯凝机组 i 的上、下极限爬坡速率; $M_{\text{Con},i}^{\text{on}}$ 、 $M_{\text{Con},i}^{\text{off}}$ 分别为纯凝机组 i 的最短启、停时间; Ω_{PU} 为纯凝机组集合; a_i 和 b_i 分别为纯凝机组 i 的边际煤耗率和空载煤耗。

2) 抽汽机组运行约束

为保障供暖季热负荷供应,抽汽机组供暖季全部开机,非供暖季可参与启停调度且需满足启停时间约束(与纯凝机组的该约束相同)。此外,抽汽机组的运行约束还包括极限爬坡约束和煤耗函数。具体约束如下:

$$\begin{cases} M_{\text{sea}} \delta_{i,n,t}^{\text{CHP}} = M_{\text{sea}} (1 - x_{\text{B},i}) \\ M_{\text{sea}} \delta_{i,n,t}^{\text{CHP-B}} = M_{\text{sea}} x_{\text{B},i} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} \delta_{i,n,t}^{\text{CHP}} (1 - M_{\text{sea}}) \leq 1 - x_{\text{B},i} \\ \delta_{i,n,t}^{\text{CHP-B}} (1 - M_{\text{sea}}) \leq x_{\text{B},i} \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{\text{Con},i,n,t} = P_{\text{CHP},i,n,t}^e + c_{v,i} P_{\text{CHP},i,n,t}^h \quad (14)$$

$$-P_{\text{Con},i}^{\text{dn}} \leq P_{\text{Con},i,n,t} - P_{\text{Con},i,n,t-1} \leq P_{\text{Con},i}^{\text{up}} \quad (15)$$

$$F_{\text{CHP},i,n,t}(P_{\text{Con},i,n,t}) = a_i P_{\text{Con},i,n,t} + b_i \quad (16)$$

式中: M_{sea} 为季节标志位,供暖季取值为1,非供暖季为0; $c_{v,i}$ 为图1(b)中 AB 、 DC 段斜率。

3) 各供热区供热平衡约束

供热以热电厂为单位分区平衡,有

$$\sum_{i \in \Omega_{\text{CHP},l}} (P_{\text{CHP},i,n,t}^{\text{h}} + P_{\text{CHP-B},i,n,t}^{\text{h}} + P_{\text{HA},i,n,t}^{\text{h}} + P_{\text{EB},i,n,t}^{\text{h}}) \geq P_{l,n,t}^{\text{h}} \quad (17)$$

式中: $\Omega_{\text{CHP},l}$ 为热电厂 l 所有供热机组集合; $P_{l,n,t}^{\text{h}}$ 为典型日 n 时段 t 热电厂 l 承担的热负荷。

4) 系统供电平衡约束

$$\sum P_{\tau,i,n,t}^{\text{e}} - \sum_{i \in \Omega_{\text{CHP}}} (P_{\text{EB},i,n,t}^{\text{e}}) + P_{n,t}^{\text{w}} = P_{\text{sys},n,t}^{\text{e}} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{EB},i,n,t}^{\text{e}}$ 为电锅炉耗电功率; $P_{n,t}^{\text{w}}$ 和 $P_{\text{sys},n,t}^{\text{e}}$ 分别为典型日 n 时段 t 风电出力和系统电负荷; Ω_{CHP} 为供热机组集合。

5) 风电出力约束

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{w}} \leq \hat{u}_{n,t}^{\text{w}} \quad (19)$$

2.3 计及风电不确定性的日内备用优化模型

为降低风电出力不确定性带来的影响,在日前机组组合及切缸状态的基础上,在日内对各类机组、储热以及电锅炉重新调度以计算资源配置方案备用不足风险^[21-22]。该风险惩罚采用弃风、失负荷惩罚成本 $\tilde{C}_{n,t}^{\text{aban}}$ 表征,并将其作为日内再调度目标函数的一部分,另一部分为机组日内发电成本 $\tilde{C}_{n,t}^{\text{gen}}$ 与日前发电成本 $C_{n,t}^{\text{gen}}$ 之差。

$$\begin{cases} \max_{\tilde{x}} \min_{\tilde{x}} C_{\text{risk},n} \\ C_{\text{risk},n} = \sum_{t=1}^{24} (\tilde{C}_{n,t}^{\text{aban}} + \tilde{C}_{n,t}^{\text{gen}} - C_{n,t}^{\text{gen}}) \end{cases} \quad (20)$$

$$\tilde{C}_{n,t}^{\text{aban}} = C_{\text{wp}} \tilde{P}_{n,t}^{\text{w,aban}} + C_{\text{loss}} \tilde{P}_{n,t}^{\text{L,aban}} \quad (21)$$

式中: C_{wp} 、 C_{loss} 分别为单位功率弃风、削负荷惩罚成本; $\tilde{P}_{n,t}^{\text{w,aban}}$ 、 $\tilde{P}_{n,t}^{\text{L,aban}}$ 分别为典型日 n 时段 t 弃风、削负荷量;除 $\tilde{P}_{n,t}^{\text{w,aban}}$ 、 $\tilde{P}_{n,t}^{\text{L,aban}}$ 外,决策变量 \tilde{x} 还包括各类机组以及储热、电锅炉日内再调度变量 $\tilde{P}_{\text{CHP},i,n,t}^{\text{e}}$ 、 $\tilde{P}_{\text{CHP},i,n,t}^{\text{h}}$ 、 $\tilde{P}_{\text{CHP-B},i,n,t}^{\text{e}}$ 、 $\tilde{P}_{\text{CHP-B},i,n,t}^{\text{h}}$ 、 $\tilde{P}_{\text{Con},i,n,t}^{\text{e}}$ 、 $\tilde{P}_{\text{HA},i,n,t}^{\text{h}}$ 、 $\tilde{H}_{\text{HA},i,t}$ 、 $\tilde{P}_{\text{EB},i,n,t}^{\text{e}}$ 。

该模型的约束条件除附录A式(A1)一式(A15)以及式(8)、式(9)、式(11)、式(13)一式(16)外还包含如下约束:

1) 热、电功率平衡约束

$$\sum_{i \in \Omega_{\text{ex},t}} (\tilde{P}_{\text{CHP},i,n,t}^{\text{h}} + \tilde{P}_{\text{CHP-B},i,n,t}^{\text{h}} + \tilde{P}_{\text{HA},i,n,t}^{\text{h}} + \tilde{P}_{\text{EB},i,n,t}^{\text{h}}) \geq P_{l,n,t}^{\text{h}} \quad (22)$$

$$\sum P_{\tau,i,n,t}^{\text{e}} - \sum_{i \in \Omega_{\text{CHP}}} \tilde{P}_{\text{EB},i,n,t}^{\text{e}} + \tilde{u}_{n,t}^{\text{w}} - \tilde{P}_{n,t}^{\text{w,aban}} = P_{\text{sys},n,t}^{\text{e}} - \tilde{P}_{n,t}^{\text{L,aban}} \quad (23)$$

2) 弃风、紧急切负荷约束

$$\begin{cases} 0 \leq \tilde{P}_{n,t}^{\text{w,aban}} \leq \tilde{u}_{n,t}^{\text{w}} \\ 0 \leq \tilde{P}_{n,t}^{\text{L,aban}} \leq \xi_{\text{load}} P_{\text{sys},n,t}^{\text{e}} \end{cases} \quad (24)$$

式中: ξ_{load} 为最大失负荷率,取5%。

2.4 两阶段轻鲁棒规划模型

传统鲁棒优化要求在任何风电出力场景下,系统都应满足备用要求,且不允许出现弃风、供电不足现象,这将使得规划方案过于保守、经济性较差。轻鲁棒优化在传统鲁棒优化的约束条件中引入松弛变量,允许在不确定参数波动范围内出现一定的约束违背,并设置约束违背上限,以较低的安全风险为代价改善优化结果的保守性,同时提高优化结果的经济性^[23-26]。式(1)一式(24)两阶段轻鲁棒规划模型可表示为一个min-max-min三层两阶段优化问题:

$$\begin{cases} \min_x \left(f_1(x) + \max_{u \in U} r(x, u) \right) \\ \text{s.t. } J(x) \leq 0 \\ \left\{ \begin{array}{l} r(x, u) = \min_{y \in \Omega(x, u)} f_2(x, u, y) + k\delta \\ \text{s.t. } g(x, u, y) \leq 0 \\ l(x, u, y) = 0 \\ h(x, u, y) - \delta \leq 0 \\ 0 \leq \delta \leq \delta_{\text{max}} \end{array} \right. \end{cases} \quad (25)$$

式中: x 为规划变量; u 为不确定量; U 为 u 的取值集合; y 为运行变量; $f_1(x)$ 为第1阶段投资-日前确定性调度问题的目标函数,包含式(1)一式(4)、式(6)、式(7); $J(x)$ 为第1阶段约束条件,包含附录A式(A1)一式(A10)和式(8)一式(19),不包含不确定参数; $f_2(x, u, y)$ 为第2阶段不确定场景下再调度问题目标函数中的调整成本,包含式(20)中的 $\tilde{C}_{n,t}^{\text{gen}}$ 和 $-C_{n,t}^{\text{gen}}$ 两项; $g(x, u, y)$ 、 $h(x, u, y)$ 、 $l(x, u, y)$ 分别为第2阶段不等硬约束、不等软约束和等式约束, $g(x, u, y)$ 包含附录A式(A1)一式(A3)、式(A6)一式(A8)、式(A10)、式(A12)、式(A14)和式(8)、式(9)、式(13)、式(15)、式(22), $h(x, u, y)$ 包含附录A式(A4)、式(A5)、式(A9)、式(A11)、式(A13)、式(A15)和式(11)、式(14)、式(16)、式(23), $l(x, u, y)$ 包含式(24);根据轻鲁棒优化概念,第2阶段目标函数中的软约束惩罚项 $k\delta$ 为式(20)中的 $\tilde{C}_{n,t}^{\text{aban}}$,即式(21), δ 为软约束松弛变量, k 为松弛变量权重系数; δ_{max} 为软约束松弛变量上限; $\Omega(x, u)$ 表示给定 x 与 u 时, y 的可行区域,其具体表达式如式(26)所示。

$$\Omega(x, u): \begin{cases} y | Dy \geq d & \rightarrow \gamma \\ Ky = 0 & \rightarrow \lambda \\ Fx + Gy \geq h & \rightarrow \nu \\ I_u y + A_u x + B_u = u & \rightarrow \pi \\ H_u y \leq u & \rightarrow \sigma \end{cases} \quad (26)$$

式(26)为优化问题的紧凑形式,其中, D 、 K 、 F 、

G, I_u, A_u, B_u, H_u 为各约束所对应的系数矩阵, d, h 为约束矩阵所对应的常数列向量; $\gamma, \lambda, \nu, \pi, \sigma$ 为各约束式所对应的对偶变量。

3 基于 C&CG 算法的规划模型求解方法

针对上述两阶段轻鲁棒规划模型, 本文选用 C&CG 算法将模型分为主问题与子问题, 并循环迭代以找到最优解。主问题求解第 1 阶段变量, 即规划与日前确定性调度方案; 子问题寻找给定规划方案与日前调度方案下使得备用不足风险最大的最恶劣场景。对式(26)继续分解, 得到主问题的目标函数及约束为:

$$\begin{cases} \min_x (c_1^T x + \theta) \\ \text{s.t. } \theta \geq c_2^T y_h \\ Dy_h \geq d \\ Ky_h = 0 \\ H_u y_h \leq u_h^* \\ Fx + Gy_h \geq h \\ I_u y_h + A_u x + B_u = u_h^* \end{cases} \quad (27)$$

式中: $\forall h \leq k$, 其中, k 为算法当前迭代次数; c_1, c_2 分别为第 1、第 2 阶段目标函数决策变量系数; θ 为用于替代目标函数中第 2 阶段部分以形成迭代式的辅助变量; y_h 为主、子问题在经过 h 次迭代后子问题的解; u_h^* 为经过 h 次迭代后得到的最恶劣场景中不确定变量 u 的取值。

分解后子问题的目标函数如式(28)所示。考虑到 max-min 的双层优化为 NP-hard 问题, 求解困难, 但当第 1 阶段变量 x 与不确定变量 u 给定时, 内层 min 问题是线性确定性问题, 根据强对偶理论将其转化为 max 形式, 如式(29)所示。

$$\max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x, u)} c_2^T y \quad (28)$$

$$\begin{cases} \max_{u \in U, \gamma, \nu, \pi, \sigma} \{ d^T \gamma + (h - Fx)^T \nu + (u - A_u x - B_u)^T \pi + u^T \sigma \} \\ \text{s.t. } D^T \gamma + K^T \lambda + G^T \nu + I_u^T \pi + H_u^T \sigma \leq c_2 \\ \gamma \geq 0 \\ \nu \geq 0 \\ \pi \geq 0 \\ \sigma \leq 0 \end{cases} \quad (29)$$

式(5)中第 1 个公式可写成 $u = \hat{u} + B^+ \Delta u^+ - B^- \Delta u^-$, 其中, $u, \hat{u}, \Delta u^+, \Delta u^-$ 分别为 $\hat{u}_{w,n,t}^w, \hat{u}_{n,t}^w, \Delta u_{w,n,t}^{\max+}, \Delta u_{w,n,t}^{\max-}$ 的数值向量, B^+, B^- 分别为 $z_{w,n,t}^+, z_{w,n,t}^-$ 的变量向量。将其代入式(29)时, 会出现连续变量与 0-1 变量的乘积形式, 引入辅助变量对其进行线性化, 如

式(30)所示。

$$\begin{cases} \max_{u \in U, \gamma, \nu, \pi, \sigma} \{ d^T \gamma + (h - Fx)^T \nu + \hat{u}^T \pi + \hat{u}^T \sigma + (\Delta u^+)^T B_+^+ - (\Delta u^-)^T B_-^+ - (A_u x + B_u)^T \pi + (\Delta u^+)^T C_+^+ - (\Delta u^-)^T C_-^+ \} \\ \text{s.t. } D^T \gamma + K^T \lambda + G^T \nu + I_u^T \pi + H_u^T \sigma \leq c_2 \\ 0 \leq B_+^+ \leq MB^+ \\ M(B^+ - 1) \leq B_+^+ - \pi \leq 0 \\ 0 \leq B_-^+ \leq MB^+ \\ 0 \leq C_+^+ \leq MB^+ \\ M(B^+ - 1) \leq C_+^+ - \sigma \leq 0 \\ M(B^- - 1) \leq B_-^+ - \pi \leq 0 \\ 0 \leq C_-^+ \leq MB^+ \\ M(B^- - 1) \leq C_-^+ - \sigma \leq 0 \end{cases} \quad (30)$$

式中: $B_+^+, B_-^+, C_+^+, C_-^+$ 为引入的连续辅助变量; M 为一个足够大的正实数。

规划阶段得到鲁棒可行的规划-日前调度方案后, 此时不确定信息的实际值也已知, 所以运行模拟阶段为一个求解不确定场景下再调度变量的确定性优化问题, 可表示为:

$$\begin{cases} \min_y C_{\text{risk}, n}(y) \\ \text{s.t. } g(x, u, y) \leq 0 \\ l(x, u, y) = 0 \end{cases} \quad (31)$$

本文电热灵活性资源两阶段鲁棒规划算法的流程见附录 A 图 A1。其中, 规划阶段具体步骤为:

步骤 1: 将一组风电出力预测值 u_k (下标 k 表示第 k 次迭代对应的变量, 下同) 作为模型的最恶劣场景变量, 设定最终规划方案对应的总成本下界 $L_B = -\infty$, 上界 $U_B = +\infty$, 迭代次数 $k=1$ 。

步骤 2: 将最恶劣场景 u_1^* 代入第 1 阶段模型(式(28))中, 并得到相应的规划运行结果 x_k^*, θ_k^*, y_k^* , 此时 k 的取值 1, 并将计算得到的综合成本作为模型的一个取值下界并赋值给 $L_B = \theta_k^*$ 。

步骤 3: 将 x_k^* 作为固定值代入第 2 阶段模型(式(31))求解, 得到子问题不确定场景下的目标函数值 $f_k^*(x_k^*)$ 和相应的最恶劣场景下的不确定变量 u 的取值 u_{k+1}^* , 更新上界 $U_B = \min \{ U_B, f_k^*(x_k^*) \}$ 。

步骤 4: 判定 U_B 与 L_B 的差值是否小于给定的收敛阈值 ϵ , 若小于则输出此时的最优解 x_k^*, y_k^* , 否则令迭代次数 $k = k + 1$, 增加变量 y_{k+1} 并代入式(32), 跳转步骤 2 继续求解。

$$\begin{cases} \theta \geq c_2^T y_{k+1} \\ Dy_{k+1} \geq d \\ Ky_{k+1} = 0 \\ H_u y_{k+1} \leq u_{k+1}^* \\ Fx + Gy_{k+1} \geq h \\ I_u y_{k+1} + A_u x + B_u = u_{k+1}^* \end{cases} \quad (32)$$

4 算例分析

4.1 算例系统介绍

本文以中国东北某调度区域的电热系统为参考构建算例。通过引入辅助变量对第1阶段目标函数中启机成本带来的非线性项进行线性化,见附录B。采用MATLAB中的YALMIP建模语言编写仿真程序,并通过商业求解器CPLEX进行求解。该调度区域的电源结构、火电厂机组配置及相关参数、各类改造技术经济参数见附录A表A1—表A5。系统共有3个热电厂和1个火电厂,各热电厂供热区独立^[16]。仿真时长为1年,供暖期为10月至次年4月,共176d,由于风电和负荷具有较明显的季节性特点,故基于大量风电、负荷的历史数据,采用K-均值聚类方法选出供暖季和非供暖季两个典型日,各自代表天数分别为176d和189d。典型日负荷及风电出力数据见图A2。风电不确定度 $\Delta u_{w,n,t}^{\max+}/\hat{u}_{n,t}^w$ 或 $\Delta u_{w,n,t}^{\max-}/\hat{u}_{n,t}^w$ 为0.1;单位碳排放、弃风和失负荷惩罚费用分别为100元/t、400元/(MW·h)和4000元/(MW·h);煤价为670元/t,C&CG算法的参数 $\epsilon=0.01$ 。

4.2 计算结果分析

为了验证本文模型的有效性,设置场景1(不规划)、场景2(确定性优化)、场景3(本文模型)、场景4(确定性优化,仅考虑供暖季)、场景5(确定性优化+计及风电不确定性的两阶段鲁棒优化运行)分别进行计算和对比分析,场景2、3的规划方案和各场景的各类成本等结果分别如表1和表2所示。其中,运行成本包括煤耗和碳排放成本两部分,场景1、2模型需添加备用约束,见附录C。

4.2.1 规划结果与成本对比分析

由表1中场景2和3的规划结果可知,从机组侧改造结果来看,确定性规划结果中除机组2-1外其他机组均进行高背压改造,且所有机组均不进行低压缸切除改造,而本文模型结果中,机组1-2、2-1、3-3、3-4进行高背压改造,机组3-1、3-2进行低压缸切除改造,其他两台不进行上述两种机组侧改造。高背压改造等效供热调峰成本低,虽然投资成本比低压缸切除高,但仍是供热场景下经济性最好的机组改造选择。其不足是改造后提供的电负荷备用能力降低,故不确定场景下为了减少备用不足惩罚,也部

表1 场景2和3的规划方案
Table 1 Planning schemes for scenario 2 and 3

场景编号	热电厂编号	机组序号	$x_{B,i}$	$x_{LC,i}$	$S_{HA,i}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	$C_{EB,i}/\text{MW}$	
2	1	1-1	1	0	65.376 7	24.058 6	
		1-2	1	0	0	24.058 6	
	2	2-1	0	0	0	345.254 1	
		2-2	1	0	2 679.100 0	345.254 1	
	3	3-1	3-1	1	0	0	91.598 0
			3-2	1	0	911.693 3	91.598 0
3-3		3-3	1	0	0	91.598 0	
		3-4	1	0	0	91.598 0	
3	1	1-1	0	0	418.954 8	72.274 6	
		1-2	1	0	0	72.274 6	
	2	2-1	1	0	848.647 3	205.337 6	
		2-2	0	0	848.647 3	205.337 6	
	3	3-1	3-1	0	1	370.910 7	148.753 6
			3-2	0	1	370.910 7	148.753 6
		3-3	3-3	1	0	370.910 7	148.753 6
			3-4	1	0	370.910 7	148.753 6

表2 各场景成本计算结果
Table 2 Cost calculation results of various scenarios

场景编号	投资成本/亿元	运行成本/亿元	调整成本/亿元	弃风惩罚/亿元	失负荷惩罚/亿元	总成本/亿元
1	0	67.377 5		15.587 3	0	82.964 8
2	1.529 3	57.145 0		0.189 2	0	58.864 0
3	1.466 0	57.975 9	1.983 3	0.021 5	1.899 6	63.346 3
4	1.286 0	56.305 0		0.320 2	0	59.524 0
5	1.529 3	57.696 5	2.234 2	0.022 3	1.983 3	63.465 6

分选择了低压缸切除方案。从补偿供热设备配置结果来看,场景2、3配置的储热、电锅炉总容量差异不大,主要为了配合机组侧改造而配置,其中,场景2的储热配置容量较大,场景3的电锅炉配置容量较大。

由表2所示场景1和场景2的成本可知,规划后新增投资1.529 3亿元;年运行成本降低10.233 3亿元(15.19%),这是由于改造带来弃风消纳98.79%,供能清洁率提升,因而运行成本降低;总成本较不规划时降低24.1亿元(29.05%)。由此可见,电热灵活性资源协同规划可在有效消纳弃风保供能的同时提升整体经济性。

对比场景2和3的成本可知,采用轻鲁棒规划计及风电不确定性相较确定性规划新增投资成本降低0.063 3亿元,这主要是由于场景4中投资成本较高的高背压改造数量减少,投资成本较低的低压缸切除数量增加;年运行成本增加0.830 9亿元

(1.45%),这是由于考虑风电不确定性,低压缸切除改造数量增加,供热经济性较好的高背压改造数量减少,因而运行成本略有增加;外加第2阶段调整成本1.9833亿元,调整后弃风消纳88.64%,弃风和失负荷分别惩罚0.0215、1.8996亿元,因而相较确定性规划,本文模型总成本增高4.4823亿元(7.61%),但与不规划相比,总经济性仍有较大提升(23.65%)。

对比场景3和场景5可知,确定性规划投资成本较高,运行成本较低,鲁棒优化投资成本较低,运行成本较高。由于鲁棒优化方案能应对各种风险场景,调整成本和弃风、失负荷等备用不足风险成本较低,而确定性规划方法的结果难以应对各类可能出现的场景,导致运行阶段可能出现一些风险成本较高的场景。鲁棒优化总成本较确定性优化降低0.1193亿元,经济性更优。

综上所述,本文模型可在计及风电不确定后进一步提升风电消纳能力,在降弃风和负荷保供之间寻求经济性最优的方案。

4.2.2 运行与经济性分析

供暖和非供暖季典型日在规划前、后的电力平衡情况以及区域3的热力平衡情况分别如附录D图D1、图D2、图D3所示;规划后的日内电力情况和区域3热力再调度情况分别如图D4、图D5所示。

1)调峰能力和经济性分析

如附录D图D1所示,供暖季电负荷夜间小、白天大,风电夜晚大、白天小,热负荷一天内整体水平变化较小。规划前,热负荷全部由抽汽机组供给,夜间弃风多,白天弃风少,日弃风量为17.2GW·h。

规划后,高背压和低压缸切除改造增加了相同电出力工况下的机组供热能力。以区域3为例,机组白天出力水平高,多发的热量利用储热存储,并在夜间净负荷较低时释放,同时为弃风腾出上网空间。规划后热电厂1、2、3的热出力分别降低105.31、1236.28、1791.21MW·h,抽汽机组总的电出力与规划前相比增加7002.69MW·h(12.69%),其中,热电厂1、2、3的电出力分别增加906.86MW·h(17.94%)、922.99MW·h(10.31%)、2443.62MW·h(12.42%),纯凝机组电出力降低15256MW·h(100%),抽汽机组电出力增加量小于纯凝机组电出力降低量,为风电释放消纳空间。同时,配置电锅炉也可以在夜间消纳弃风直接供热或利用储热存储。上述两种途径使系统消纳弃风99.82%。

从运行成本来看,热电厂、纯凝电厂运行成本分别降低0.029亿元和0.0545亿元,弃风惩罚降低0.0687亿元,失负荷惩罚增加0.0098亿元,因而运行成本降低41.72%。由此可见,补偿供热设备储热、

电锅炉通过和经机侧改造的抽汽背压机组协调运行,可在保障供热同时,有效释放系统下调峰空间,减少纯凝机组发电,消纳弃风,提升整体供能经济性。

非供暖季典型日电负荷及风电趋势以及规划前弃风情况与供暖季一致,但热负荷较少,仅区域3有热负荷,为供暖季热负荷的10%,其余为0。规划后,抽汽机组、纯凝机组电出力与规划前相比分别增加10379.43MW·h(45.43%)、降低10635MW·h(100%),抽汽机组电出力增加小于纯凝机组电出力降低,为风电释放消纳空间使弃风100%消纳。热电厂、纯凝电厂运行成本分别增加0.0097亿元、降低0.0426亿元,弃风、备用不足风险惩罚分别降低0.0184亿元、增加0.0009亿元,因而运行成本降低25.64%。由此可见,电热灵活性资源规划也有助于非供暖季消纳弃风,降低运行成本。

2)日内再调度能力分析

对比附录D图D2—图D5可知,供暖季日前电锅炉晚上消纳风电供热,而白天供热机组多产热,多余部分由储热储存,当晚上供热机组产热低时,储热补偿电锅炉消纳弃风供热不足的部分;经过日内二次调整,电锅炉仍是晚上消纳风电的主力,但热电机昼夜变化变小,和热负荷曲线接近,小差异由储热设备充放热补偿。此时,储热设备储存热能时段和能量来源由日前的06:00—10:00、16:00—20:00等时段热电机多产的热,变成了01:00—03:00、23:00—24:00等时段电锅炉消纳风电产热和06:00—09:00、18:00—19:00等时段热电机多产的较少的热量。由此可见,本文日内再调度模型可综合利用电锅炉、储热等设备的调节优势,为消纳风电进一步让出空间。由于非供暖季热负荷较低,热电机开机主要是为了满足供电需求,日内调整后与日前相差不大。

4.2.3 协调考虑配置方案对供暖与非供暖季运行经济性的必要性分析

对比场景2、4,本文所提考虑全年运行模拟的规划模型与仅考虑供暖季时的规划结果相比,投资成本增加0.24亿元,年弃风量降低32.8GW·h,弃风惩罚降低0.131亿元,火电运行成本降低1.901亿元,因而年运行成本降低0.84亿元,总成本降低0.66亿元(1.1%)。考虑全年运行模拟的规划模型虽然投资成本增加,但由调峰能力和经济性分析可知,电热灵活性资源投资亦会对非供暖季弃风消纳产生促进作用,全年消纳弃风量增加,因而无论是年运行成本还是总成本均降低。由此可见,规划电热灵活性资源时考虑全年运行模拟更能提升整体供能经济性。

4.3 模型鲁棒性和风险性分析

本文模型是计及风电不确定性下在尽量消纳弃风保证电热负荷供应和尽量降低备用不足风险成本之间寻求经济性折中的最优解,因而有必要对模型的鲁棒性和风险性进行分析。

首先,为了分析不同鲁棒参数对规划结果的影响,设置不确定度为0.05、0.10、0.20和不确定限值为8、16、24这6个场景进行对比。成本和规划结果见附录D表D1和表D2,变化趋势见图4和图5。图4中, C_{ost1} 、 C_{ost2} 、 C_{ost3} 、 C_{ost4} 、 C_{ost5} 、 C_{ost6} 分别为投资成本、调整成本、弃风惩罚、弃负荷惩罚、运行成本、总成本。

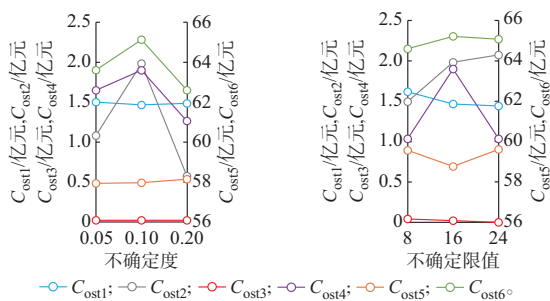


图4 成本随不确定度或限值的变化趋势
Fig. 4 Variation trend of cost with uncertainty or limit value

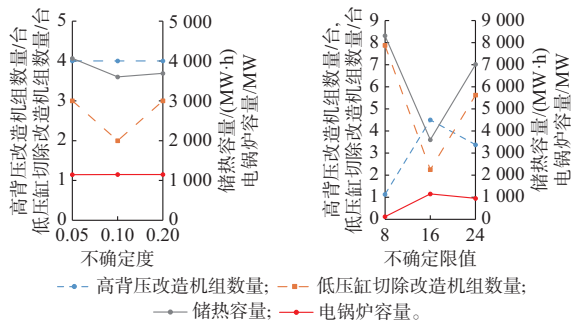


图5 改造数量与配置容量随不确定度或限值变化的趋势
Fig. 5 Variation trend of retrofit number and configuration capacity with uncertainty or limit value

由图4和图5可知,不确定度或不确定限值升高时,投资成本先变小后变大,其中,补偿供热设备中储热容量先降低后升高、电锅炉容量先增加后降低,机组侧改造中高背压改造数目先增加后降低、低压缸切除数目先降低后增加。由于低压缸切除和高背压改造是整数变量,不能连续变化,随着不确定度的增加,配置方案在某中间不确定值时更倾向于选择高背压改造和电锅炉,其他不确定值时均更倾向于低压缸切除和储热,其他成本随方案调整,运行成本先降低后增加,总成本先增加后降低。由此可见,本模型在风电不确定性较大时,投资较多的低压缸切除和较大容量的储热,投资成本总体增加但总成本

降低。

接着,为分析不同风险惩罚偏好对结果的影响,设置惩罚偏好为0.1、1.0、10.0进行比较。各场景成本和规划结果如附录D表D3和表D4所示,变化趋势如图6所示。

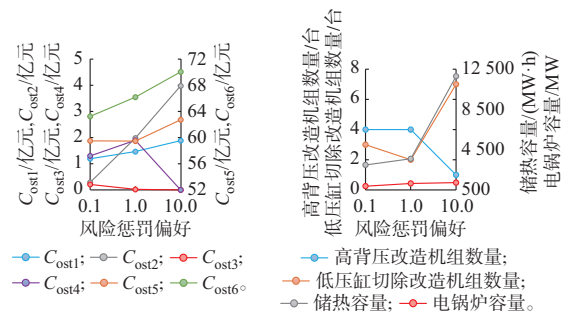


图6 成本、改造数量与配置容量随风险惩罚偏好变化趋势
Fig. 6 Variation trend of cost, retrofit number and configuration capacity with risk penalty preference

由图6可知,风险惩罚偏好系数越大,投资越大,其中,机组侧改造中高背压改造数目越少、低压缸切除数目整体越多,补偿供热设备中储热电锅炉容量均增大,但储热增加速度越来越快,电锅炉增加速度越来越慢,第2阶段调整成本也越高,总成本也越大。由此可见,当模型规避风险需求较大时,低压缸切除和储热等备用能力较强的设备配置需求较大,反之则更倾向于进行高背压改造和配置电锅炉。

5 结语

本文针对如何促进不确定环境下含高比例风电的电热耦合系统风电消纳问题,提出了一种计及备用优化的电热灵活性资源两阶段协同鲁棒规划方法。根据算例分析可得到以下结论:

1) 本文规划模型可在有效保障热、电负荷安全供应的同时,促进风电消纳、改善整体经济性。不论是在供暖季还是非供暖季,通过补偿供热设备储热和电锅炉与经改造后的抽汽机组协调运行,以及日前-日内两阶段优化调整,均可充分有效地释放风电消纳空间,提升系统经济性。

2) 本文算法可有效提高规划方案的抗风险能力并降低保守性。以经济性最优为目标,风电不确定性较小且风险惩罚偏好较小时,投资较小,更倾向于进行高背压改造和配置电锅炉;风电不确定性较大且风险惩罚偏好较大时,投资较大,更倾向于于低压缸切除改造和配置储热。

本文不足之处在于为了减少计算时间采用了较少的典型日,对电热源荷季节特性考虑不全面。未来,可以进一步在适用于规划的多能典型场景提取方面开展进一步研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>), 扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 辛保安, 李明节, 贺静波, 等. 新型电力系统安全防御体系探究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(15): 5723-5732.
XIN Baoan, LI Mingjie, HE Jingbo, et al. Research on security defense system of new power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5723-5732.
- [2] 张磊, 罗毅, 罗恒恒, 等. 基于集中供热系统储热特性的热电联产机组多时间尺度灵活性协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(4): 985-998.
ZHANG Lei, LUO Yi, LUO Hengheng, et al. Scheduling of integrated heat and power system considering multiple time-scale flexibility of CHP unit based on heat characteristic of DHS [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(4): 985-998.
- [3] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.
- [4] 全国新能源消纳监测预警中心. 2022年12月全国新能源并网消纳情况[EB/OL]. [2023-02-13]. <https://wind.in-en.com/html/wind-2427276.shtml>.
National New Energy Consumption Monitoring and Warning Center. National grid connected consumption of new energy in December 2022 [EB/OL]. [2023-02-13]. <https://wind.in-en.com/html/wind-2427276.shtml>.
- [5] 戈志华, 孙诗梦, 万燕, 等. 大型汽轮机高背压供热改造适用性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3216-3222.
GE Zhihua, SUN Shimeng, WAN Yan, et al. Applicability analysis of high back-pressure heating retrofit for large-scale steam turbine unit [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3216-3222.
- [6] 居文平, 吕凯, 马汀山, 等. 供热机组热电解耦技术对比[J]. 热力发电, 2018, 47(9): 115-121.
JU Wenping, LYU Kai, MA Tingshan, et al. Comparison of thermo-electric decoupling techniques for heating units [J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(9): 115-121.
- [7] 吕泉, 姜浩, 陈天佑, 等. 基于电锅炉的热电厂消纳风电方案及其国民经济评价[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(1): 6-12.
LYU Quan, JIANG Hao, CHEN Tianyou, et al. Wind power accommodation by combined heat and power plant with electric boiler and its national economic evaluation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 6-12.
- [8] 吕泉, 陈天佑, 王海霞, 等. 配置储热后热电机组调峰能力分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 34-41.
LYU Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Analysis on peak-load regulation ability of cogeneration unit with heat accumulator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 34-41.
- [9] 章艳, 吕泉, 李杨, 等. 四种热电厂热电解耦改造方案的运行灵活性剖析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 164-172.
ZHANG Yan, LYU Quan, LI Yang, et al. Analysis on operation flexibility of combined heat and power plant with four improved power-heat decoupling schemes [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 164-172.
- [10] 刘文霞, 姚齐, 王月汉, 等. 基于阶梯型需求响应机制的供需主从博弈电源规划模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 54-63.
LIU Wenxia, YAO Qi, WANG Yuehan, et al. Generation planning model of Stackelberg game between supply and demand based on stepped demand response mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 54-63.
- [11] 马龙飞, 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 of thermal power unit [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 102-110.
- [12] 杨珺, 李凤婷, 张高航. 考虑灵活性需求的新能源高渗透系统规划方法[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2171-2182.
YANG Jun, LI Fengting, ZHANG Gaochang. Power system planning method with high new energy penetration considering flexibility requirements [J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2171-2182.
- [13] 郭通, 李永刚, 徐姗姗, 等. 考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划[J]. 电工技术学报, 2020, 35(11): 2448-2459.
GUO Tong, LI Yonggang, XU Shanshan, et al. Planning of flexibility retrofits of thermal power units considering multi-agent game [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(11): 2448-2459.
- [14] 李海波, 鲁宗相, 乔颖. 源荷储一体化的广义灵活电源双层统筹规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 46-54.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying. Bi-level optimal planning of generation-load-storage integrated generalized flexibility resource [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 46-54.
- [15] 陈艳波, 马彦虎, 郑国栋, 等. 计及需求响应的多CHP机组热电解耦协调规划[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3821-3832.
CHEN Yanbo, MA Yanhu, ZHENG Guodong, et al. Coordinated planning of thermo-electrolytic coupling for multiple CHP units considering demand response [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3821-3832.
- [16] 章艳. 灵活性热电企业优化运行与竞价策略研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2020.
ZHANG Yan. Research on optimal operation and bidding strategies of the flexible combined heat and power enterprise [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2020.
- [17] 林超凡, 别朝红. 新型电力系统不确定性静态建模及量化分析方法评述[J/OL]. 电力系统自动化 [2024-05-01]. <http://doi.org/10.7500/AEPS20240131002>.
LIN Chaofan, BIE Zhaohong. Review of static modeling and quantitative analysis methods for uncertainty of new power systems [J/OL]. Automation of Electric Power Systems [2024-05-01]. <http://doi.org/10.7500/AEPS20240131002>.
- [18] 张智, 陈艳波, 刘芳, 等. 计及运行风险和需求响应的两阶段鲁棒机组组合模型[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(3): 961-973.
ZHANG Zhi, CHEN Yanbo, LIU Fang, et al. Two-stage robust unit commitment model considering operation risk and demand response [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3): 961-973.
- [19] 张尧翔, 刘文颖, 庞清仑, 等. 高比例风电接入系统光热发电-火电旋转备用优化方法[J]. 电工技术学报, 2022, 37(21): 5478-

5489.
ZHANG Yaoxiang, LIU Wenying, PANG Qinglun, et al. Optimal power spinning reserve method of concentrating solar power and thermal power for high-proportion wind power system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(21): 5478-5489.
- [20] 李冉,王明强,杨明,等.考虑故障概率和净负荷不确定性的鲁棒随机备用优化[J].电力系统自动化,2022,46(6):20-29.
LI Ran, WANG Mingqiang, YANG Ming, et al. Robust-stochastic reserve optimization considering uncertainties of failure probability and net load [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(6): 20-29.
- [21] 陈哲,张伊宁,马光,等.计及需求侧响应日前-日内两阶段鲁棒备用优化[J].电力系统自动化,2019,43(24):67-76.
CHEN Zhe, ZHANG Yining, MA Guang, et al. Two-stage day-ahead and intra-day robust reserve optimization considering demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(24): 67-76.
- [22] 陈哲,王楷裕,郭创新,等.计及风电备用容量与需求响应的多备用资源鲁棒优化[J].电力系统自动化,2020,44(10):50-58.
CHEN Zhe, WANG Luyu, GUO Chuangxin, et al. Robust optimization of multiple reserve resources considering reserve capacity of wind power and demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(10): 50-58.
- [23] SCHÖBEL A. Generalized light robustness and the trade-off between robustness and nominal quality [J]. Mathematical Methods of Operations Research, 2014, 80(2): 161-191.
- [24] 覃岭,林济铿,戴赛,等.基于改进轻鲁棒优化模型的风、火机组组合[J].中国电机工程学报,2016,36(15):4108-4119.
QIN Ling, LIN Jikeng, DAI Sai, et al. Improved light robust optimization model based wind-thermal unit commitment [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4108-4119.
- [25] 张勇军,林晓明,许志恒,等.基于弱鲁棒优化的微能源网调度方法[J].电力系统自动化,2018,42(14):75-82.
ZHANG Yongjun, LIN Xiaoming, XU Zhiheng, et al. Dispatching method of micro-energy grid based on light robust optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 75-82.
- [26] 季峰,蔡兴国,王超柱.基于弱鲁棒优化的含风电电力系统调度方法[J].中国电机工程学报,2016,36(17):4600-4609.
JI Feng, CAI Xingguo, WANG Chaozhu. Light robustness dispatch model for wind power integrated power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4600-4609.

高雪倩(1997—),女,通信作者,博士研究生,主要研究方向:新型电力系统规划调度与风险评估、电力市场。E-mail: gaoxueqian2019@163.com

刘畅(1996—),女,硕士,主要研究方向:综合能源系统规划与可靠性。E-mail:liuchangncepu@163.com

刘文霞(1967—),女,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统规划与可靠性、电力系统风险评估、信息物理系统等。E-mail:liuwenxia001@163.com

(编辑 鲁尔姣)

Collaborative Robust Planning of Electric and Thermal Flexibility Resources Considering Reserve Optimization

GAO Xueqian¹, LIU Chang², LIU Wenxia¹

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Beijing 102206, China;

2. Chengxi Power Supply Branch of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300110, China)

Abstract: In the “Three North” regions of China, wind resources are abundant but system flexibility resources are scarce. During the heating period, the proportion of electric output of thermoelectric unit is high, affecting wind power integration and posing severe challenges to the safe and economic operation of the system. To improve the economy of wind power accommodation, a collaborative robust planning method for electric and thermal flexibility resources considering reserve optimization is proposed. First, the peak shaving operation mechanism of promoting thermoelectric decoupling and its collaborative planning mechanism through various resources has been studied. On this basis, a min-max-min three-layer two-stage light robust planning model is established. The main problem aims to minimize the sum of the planned annual incremental investment cost, operation cost, and risk cost of insufficient reserve, optimizes all kinds of resource investment schemes and day-ahead deterministic optimal scheduling. Taking into account the uncertainty of wind power based on day-ahead scheduling results, the sub-problem minimizes the risk of insufficient reserve in the worst scenario, reschedule the equipment within days, searches for the worst scenario, and assesses the risk of insufficient reserve. The main problem and sub-problems are solved iteratively based on the column-and-constraint generation algorithm and the strong duality theory. Finally, the validity of the model is verified by a numerical case, and the robustness and risk of the model are analyzed.

Key words: wind power; flexibility resource; thermoelectric coupling system; collaborative planning; uncertainty; reserve optimization; robust optimization

