

# 基于热网互联的电热系统多时间尺度优化调度

李领齐,程志江,郭少康,肖世豪,陈星志

(新疆大学 可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心,新疆 乌鲁木齐 830047)

**摘要:**针对三北地区冬季供暖期间由于风热矛盾导致的弃风问题,提出了一种考虑风电消纳的电热联合系统调度策略。首先,在源侧通过热网互联的方式来解耦热电联产机组“以热定电”的约束,在负荷侧考虑需求响应资源的参与来协助风电消纳;其次,分别在日前日内阶段以系统运行总成本最低和实时阶段以系统的调节成本最小为目标,综合考虑各类约束,构建电热联合系统的多时间尺度调度模型;最后,通过某地算例实验结果表明,所提调度策略可以有效地提高电热联合系统的风电消纳水平和经济性。

**关键词:**热网互联;多时间尺度;需求响应;风电消纳

**中图分类号:**TM73 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd24443

## Multi-time Scales Sptimization Scheduling of Electric Heating Combined System Based on Heat Network Interconnection

LI Lingqi, CHENG Zhijiang, GUO Shaokang, XIAO Shihao, CHEN Xingzhi

(Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid Technology,

Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of wind abandonment caused by the contradiction between wind and heat during the winter heating in the Three-north areas of China, a scheduling strategy for electric heating combined system considering wind power consumption was proposed. Firstly, the "power determined by heat" constraints of combined heat and power units was decoupled through the heat network interconnection on the source side, and the participation of comprehensive demand response resources was considered on the load side to assist in wind power consumption. Secondly, the multi-time scales scheduling model of the electric heating combined system was established by considering various constraints, aiming at the lowest total system operation cost in the day before day and the lowest system regulation cost in the real-time stage. Finally, the experimental results of an example show that the proposed scheduling strategy can effectively improve the wind power consumption level and economy of the electric heating combined system.

**Key words:** heat network interconnection; multi-time scales; demand response(DR); wind power consumption

风能是一种清洁无公害的可再生能源,在我国电力生产结构中占了很大的比重,如何提高风电消纳水平是当前一个难题<sup>[1]</sup>。虽然近两年我国弃风量和弃风率双降,但是三北地区仍然形势严峻。一方面是因为风电的出力具有很大的不确定性,而另一方面热电联产(combined heat and power, CHP)机组“以热定电”的运行约束使得机组调度灵活性不足,导致了大量的弃风<sup>[2]</sup>。

现有的研究中,有一部分学者针对热电联产系统热电耦合的特性,通过在电热联合系统中加

装电锅炉<sup>[3]</sup>、热泵<sup>[4]</sup>、储热装置<sup>[5]</sup>或者热网互联<sup>[6]</sup>的方式进行解耦,提高机组运行的灵活性。文献[7]在热电联合系统中加装了储热装置,以此来解耦机组“以热定电”运行约束,并证明了储热装置对系统风电消纳能力的提升有积极的作用。但是配置热源的方式往往前期需要比较大的投入。对此,文献[8]基于热网互联综合考虑热电机组的热-电输出特性以及建筑物的蓄能特性建立模型。虽然上述几种方式在一定程度上解决了风热之间的矛盾,但是没有考虑风电预测出力的误

基金项目:新疆维吾尔自治区自然科学基金(2021D01C046);新疆维吾尔自治区重点实验室建设项目(2021D04011)

作者简介:李领齐(1998—),男,硕士,Email:llq19980219@163.com

通讯作者:程志江(1977—),男,博士,副教授,Email:67078267@qq.com

差和负荷侧资源的参与,调度能力有限。

探索更好的调度策略,也是提高风电消纳水平的重要方法。常用的方法有三种:1)考虑需求响应(demand response, DR)资源的参与,利用其调整负荷曲线,平抑风电出力波动性的影响<sup>[9]</sup>;2)改进现有的风电出力功率预测方法,使得风电出力功率的预测精度更高<sup>[10]</sup>;3)在多时间尺度下根据风电出力的误差制定更优的调度计划<sup>[11]</sup>。文献[12]构建了一个包含电力型和热力型的需求响应模型,证实了需求响应资源的参与可以有效提高电热系统的风电消纳水平。

本文结合文献[8]所提出的热网互联结构,综合考虑需求响应资源的参与,并在此基础上,将整个调度计划分为日前计划、滚动计划、实时计划。依据最新的风电预测数据滚动修正日前调度方案,并且通过实时计划对修正后的调度方案进行实时调节。最后,通过算例分析证明了所提调度模型的有效性和合理性。

## 1 需求响应模型

需求响应是指通过能源价格机制或者激励政策来引导用户改变用能方式。本文中柔性电负荷指的是可转移电负荷,柔性热负荷指的是可削减负荷。

### 1.1 基于电价的日前、日内电负荷响应

在日前,用户根据分时电价来调整用能策略。负荷的变化情况用价格弹性矩阵表示<sup>[13]</sup>,其弹性系数 $e_{st}$ 可表示为

$$e_{st} = \frac{\Delta P_{L,s} / P_{L,s}^{\text{pre}}}{\Delta j_t / j_t^{\text{pre}}} \quad (1)$$

式中: $\Delta P_{L,s}$ 为响应后时刻 $s$ 的负荷变化量; $P_{L,s}^{\text{pre}}$ 为时刻 $s$ 的原始负荷; $\Delta j_t$ 为响应后时刻 $t$ 的电价变化量; $j_t^{\text{pre}}$ 为时刻 $t$ 的原始电价。

将一天不同的时段划分为峰(下标p)、谷(下标v)、平(下标f)三种时段,弹性矩阵 $\mathbf{E}$ 可以表示为

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} e_{pp} & e_{pf} & e_{pv} \\ e_{fp} & e_{ff} & e_{fv} \\ e_{vp} & e_{vf} & e_{vv} \end{bmatrix} \quad (2)$$

实施分时电价后,各个时间段的用电量分别为

$$\begin{bmatrix} P_{L,p}^d \\ P_{L,f}^d \\ P_{L,v}^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{L,p}^{\text{pre}} \\ P_{L,f}^{\text{pre}} \\ P_{L,v}^{\text{pre}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{L,p}^{\text{pre}} & 0 & 0 \\ 0 & P_{L,f}^{\text{pre}} & 0 \\ 0 & 0 & P_{L,v}^{\text{pre}} \end{bmatrix} \mathbf{E} \begin{bmatrix} \Delta j_p / j_p^{\text{pre}} \\ \Delta j_f / j_f^{\text{pre}} \\ \Delta j_v / j_v^{\text{pre}} \end{bmatrix} \quad (3)$$

日前电价型需求响应(price demand response,

PDR)的调度成本函数为

$$C_{\text{DPDR}} = \sum_{t=1}^{24} (j_t^{\text{pre}} P_{L,t}^{\text{pre}} - j_t^{\text{low}} P_{L,t}^{\text{DR}}) \quad (4)$$

式中: $C_{\text{DPDR}}$ 为电负荷的日前调度成本; $P_{L,t}^{\text{pre}}, P_{L,t}^{\text{DR}}$ 分别为响应前、后时刻 $t$ 的负荷量; $j_t^{\text{pre}}, j_t^{\text{low}}$ 分别为实施分时电价前、后时刻 $t$ 的电价。

在日内,提前几个小时对风电功率再次预测,相比日前预测值会有一定的误差,会对电价造成影响<sup>[14]</sup>。参照供给弹性系数<sup>[15]</sup>,引入系数 $\varepsilon$ 描述风电误差引起的电价变化,即

$$\varepsilon = \frac{\Delta w_{i,t} / w_{i,t}}{\Delta j_t^w / j_t^{\text{low}}} \quad (5)$$

式中: $\Delta w_{i,t}$ 为风电预测出力变化量; $w_{i,t}$ 为日前的风电出力预测量; $\Delta j_t^w$ 为日内调度风电误差引起电价变化量。

由此可得到日内新形成的电价 $j_t^w$ :

$$j_t^w = j_t^{\text{low}} + \Delta j_t^w \quad (6)$$

新的电价形成之后,在日前响应结果上,根据式(3)得到新的需求侧负荷曲线 $P_{L,t}^{\text{WD}}$ 。日内PDR的调度成本函数如下所示:

$$C_{\text{WPDR}} = \sum_{t=1}^{24} (j_t^{\text{low}} P_{L,t}^{\text{DR}} - j_t^w P_{L,t}^{\text{WD}}) \quad (7)$$

### 1.2 基于激励的热负荷需求响应

实际生活中,用户对于供热舒适度的感知是存在模糊性的,即在一定的范围内改变温度对用户的影响不大。一般供能的一方会制定相关激励政策,对于主动削减负荷的用户进行一定的经济补偿。基于激励的热负荷需求响应模型如下:

$$P_{h,t} \leq 0 \quad (8)$$

$$y_t P_{h,t,\min} \leq |P_{h,t}| \leq y_t P_{h,t,\max} \quad (9)$$

式中: $P_{h,t}$ 为 $t$ 时段的热负荷削减量; $P_{h,t,\min}, P_{h,t,\max}$ 分别为 $t$ 时段热负荷可削减量的最小值和最大值,用以保证削减量不影响用户的舒适度; $y_t$ 为辅助变量,用来判断是否发生负荷削减,为1表示削减,为0表示未削减。

补偿费用 $C_{h,\text{cut}}$ 为

$$C_{h,\text{cut}} = \sum_{t=1}^{24} c_h \cdot |P_{h,t}| \quad (10)$$

式中: $c_h$ 为单位功率热负荷削减补偿价格。

## 2 多时间尺度调度策略

本文的多时间尺度调度流程如图1所示。首先在日前阶段采集用户根据分时电价制定的用电计划数据和激励响应后的热负荷数据,结合短

期预测数据来制定次日的机组运行计划;在日内,根据超短期预测数据计算出由于风电误差形成的新电价,用电计划根据新电价进行二次PDR调整后,对日前计划进行了修正;最后进行实时风电功率出力的预测,若此时风电出力功率误差值仍不为0,则系统对常规机组出力进行实时调整来修正误差。整个调度过程通过多时间尺度逐级协调、细化的方式保证了修正的准确性,从而制定了一套与负荷匹配度较高的调度计划。

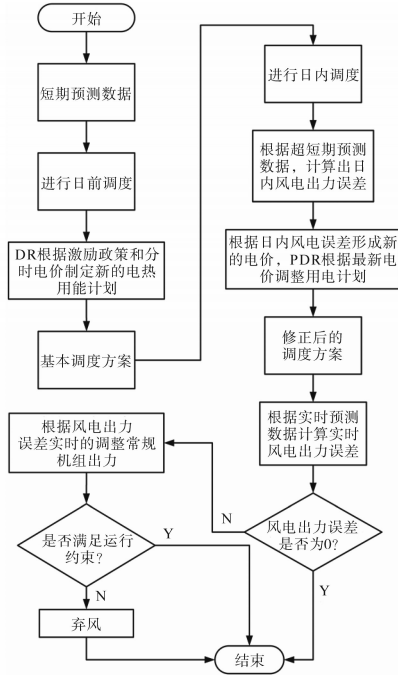


图1 多时间尺度调度流程

Fig.1 Multi-time scales scheduling process

各调度计划之间的时间关系如图2所示。日前调度计划24 h制定一次;滚动计划每小时制定一次,调整未来4个小时的机组出力和需求侧的负荷量;实时调度计划15 min制定一次,调整下一时刻的机组出力。

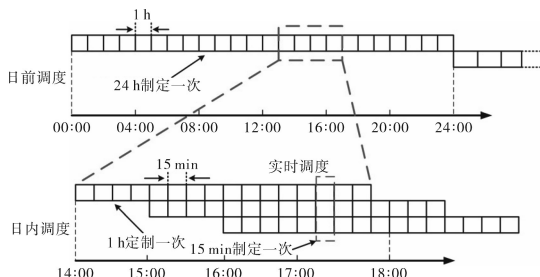


图2 各时间尺度的关系

Fig.2 The relationship between time scales

### 3 综合模型

基于图1的调度流程,对各阶段调度策略进行建模。日前阶段结合基于电价的日前需求响

应和基于激励的热负荷需求响应建立调度模型。在日内和实时调度中,预测精度逐步提高,会产生相应的风电出力功率误差,所以需要结合基于电价的日内需求响应以建立滚动调度模型来修正产生的误差。而为了保证调度计划更加精确,在滚动计划基础上将时间尺度进一步细化,建立对应的实时调度模型。

#### 3.1 日前调度模型

##### 3.1.1 目标函数

日前计划以系统的运行费用最低为优化目标,综合考虑需求响应成本和弃风惩罚费用,得到的目标函数如下:

$$\min \sum_{t=1}^T (\sum_{g=1}^{N_G} C_{g,t} + \sum_{c=1}^{N_C} C_{c,t} + \sum_{i=1}^{N_W} c^W w_{i,t}^{W1} + C_t^{\text{IDR}}) \quad (11)$$

式中: $N_G$ 为火电机组数; $N_C$ 为热电联产机组数; $N_W$ 为风电场的个数; $C_{g,t}$ 为单位时段火电机组的能耗成本; $C_{c,t}$ 为单位时段CHP机组的能耗成本; $c^W$ 为单位弃风量惩罚费用; $w_{i,t}^{W1}$ 为日前调度计划弃风量; $C_t^{\text{IDR}}$ 为单位时段日前PDR成本与热负荷削减补偿成本之和。

火电机组的单位运行成本如下:

$$C_{g,t} = c^M [\alpha_g (P_{g,t}^G)^2 + \beta_g P_{g,t}^G + \gamma_g] \quad (12)$$

式中: $c^M$ 为燃料的价格; $\alpha_g, \beta_g, \gamma_g$ 分别为火电机组的燃料成本系数; $P_{g,t}^G$ 为机组 $g$ 在 $t$ 时刻的发电功率。

CHP机组纯凝工下的电出力 $P_{c,t}^{\text{CN}}$ 与供热工况下的热出力 $H_{c,t}^C$ 及电出力 $P_{c,t}^C$ 之间的关系如下:

$$P_{c,t}^{\text{CN}} = P_{c,t}^C + c_V H_{c,t}^C \quad (13)$$

式中: $c_V$ 为CHP机组的热电比。

此时的CHP机组的运行成本为

$$C_{c,t} = c^M [\alpha_c (P_{c,t}^{\text{CN}})^2 + \beta_c P_{c,t}^{\text{CN}} + \gamma_c] \quad (14)$$

式中: $\alpha_c, \beta_c, \gamma_c$ 分别为CHP机组成本系数。

##### 3.1.2 约束条件

1) 电力平衡约束如下:

$$\sum_{i=1}^{N_W} w_{i,t} + \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^G + \sum_{c=1}^{N_C} P_{c,t}^C = P_{L,t}^{\text{DR}} \quad (15)$$

2) 供热平衡约束。多区域非热网互联供热功率约束如下:

$$\sum_{c=1}^{N_{o,c}} H_{o,c,t} = H_{L,o,t}^{\text{DR}} \quad (16)$$

式中: $H_{L,o,t}^{\text{DR}}$ 为区域 $o$ 在 $t$ 时刻的响应后热负荷; $H_{o,c,t}$ 为区域 $o$ 在 $t$ 时刻第 $c$ 台机组的供热量; $N_{o,c}$ 为区域 $o$ 热电联产机组数量。

多区域热网互联供热功率约束如下:

$$\sum_{o=1}^{N_o} \sum_{c=1}^{N_{o,c}} H_{o,c,t} = \sum_{o=1}^{N_o} H_{L,o,t}^{DR} \quad (17)$$

式中: $N_o$ 为需要供热的区域数量。

3)火电机组约束如下:

$$\begin{cases} P_{G,g}^{\min} \leq P_{G,g}^C \leq P_{G,g}^{\max} \\ -\Delta P_{G,\text{down}}^{\max} \leq P_{G,g,t+1}^C - P_{G,g,t}^C \leq \Delta P_{G,\text{up}}^{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{G,g}^{\min}$ ,  $P_{G,g}^{\max}$ 分别为火电机组出力的最大值和最小值; $\Delta P_{G,\text{down}}^{\max}$ ,  $\Delta P_{G,\text{up}}^{\max}$ 分别为火电机组向下爬坡限定值和向上爬坡限定值。

4)CHP机组约束。根据抽气式热电联产机组的特性,可以推出以下约束条件:

$$\begin{cases} P_{C,c}^{\min} \leq P_{C,t}^C \leq P_{C,c}^{\max} \\ 0 \leq H_{C,t}^C \leq H^{\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{C,c}^{\min}$ ,  $P_{C,c}^{\max}$ ,  $H^{\max}$ 分别为CHP机组的最小电出力、最大电出力和最大热出力。

机组的爬坡约束为

$$\begin{cases} -\Delta P_{C,\text{down}}^{\max} \leq P_{C,t+1}^C - P_{C,t}^C \leq \Delta P_{C,\text{up}}^{\max} \\ -\Delta H_{\text{down}}^{\max} \leq H_{C,t+1}^C - H_{C,t}^C \leq \Delta H_{\text{up}}^{\max} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\Delta P_{C,\text{down}}^{\max}$ ,  $\Delta P_{C,\text{up}}^{\max}$ 分别为CHP机组电出力下爬坡限值、上爬坡限值; $\Delta H_{\text{down}}^{\max}$ ,  $\Delta H_{\text{up}}^{\max}$ 分别为CHP机组热出力下爬坡限值、上爬坡限值。

5)风电约束如下:

$$w_{i,t} \leq w_{i,t}^{\text{forecast}} \quad (21)$$

式中: $w_{i,t}^{\text{forecast}}$ 为风电的预测出力。

6)需求响应约束。日前PDR响应量约束为

$$|P_{L,t}^{DR} - P_{L,t}^{\text{pre}}| \leq K_{zy} P_{L,t}^{\text{pre}} \quad (22)$$

式中: $K_{zy}$ 为可转移负荷在总负荷中的占比。

需求响应前后用户用电量不变约束为

$$\sum_{t=1}^T (P_{L,t}^{\text{pre}} - P_{L,t}^{DR}) = 0 \quad (23)$$

热负荷需求响应约束与式(8)和式(9)一致。

## 3.2 滚动调度模型

### 3.2.1 目标函数

滚动计划在日前计划基础上制定,考虑日内弃风成本和日内PDR成本,以系统运行费用最低为目标,得到的目标函数为

$$\min \sum_{t=\text{start}}^{t+4} \left( \sum_{g=1}^{N_G} C_{g,t} + \sum_{c=1}^{N_C} C_{c,t} + \sum_{i=1}^{N_W} c^W w_{i,t}^2 + C_t^{\text{WPDR}} \right) \quad (24)$$

式中: $\text{start}$ 为滚动调度的时刻; $w_{i,t}^2$ 为日内单位时段的弃风量; $C_t^{\text{WPDR}}$ 为单位时段日内PDR的响应成本。

### 3.2.2 约束条件

约束条件为机组出力变化约束。为了更好地衔接日前计划,此阶段机组出力与日前计划中的机组出力偏差不能太大。因此对于日内

滚动调度应当有如下约束:

$$\begin{cases} |H_t^{C,\text{roll}} - H_t^{C,\text{ahead}}| \leq \mu H^{\max} \\ |P_t^{\text{roll}} - P_t^{\text{ahead}}| \leq \lambda P^{\max} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $\mu$ ,  $\lambda$ 为约束因子; $H_t^{C,\text{ahead}}$ 为 $t$ 时段各CHP机组在日前调度计划中热出力值; $H_t^{C,\text{roll}}$ 为 $t$ 时段各CHP机组在滚动调度计划中热出力值; $H^{\max}$ 为各CHP机组热出力的最大值; $P_t^{\text{ahead}}$ 为时刻 $t$ 各机组在日前调度计划中电出力值; $P_t^{\text{roll}}$ 为时刻 $t$ 在滚动调度阶段机组电出力值; $P^{\max}$ 为机组的最大电出力值。

该调度阶段其他约束条件,如机组爬坡、出力约束和电热守恒约束等与日前约束一致。

## 3.3 实时调度模型

### 3.3.1 目标函数

实时计划每15 min制定一次,无法做到瞻前顾后,所以不宜制定全新的发电计划。因此实时计划只是在滚动计划的基础上对机组的出力进行调整。实时计划以机组调节成本最小为目标,综合考虑弃风惩罚费用,得到的目标函数为

$$\min \left( \sum_{g=1}^{N_G} \Delta C_g + \sum_{c=1}^{N_C} \Delta C_c + \sum_{i=1}^{N_W} c^W w_i^3 \right) \quad (26)$$

其中

$$\begin{cases} \Delta C_g = |C_g^{\text{real}} - C_g^{\text{roll}}| \\ \Delta C_c = |C_c^{\text{real}} - C_c^{\text{roll}}| \end{cases} \quad (27)$$

式中: $\Delta C_g$ 为火电机组出力变化调节成本; $\Delta C_c$ 为CHP机组出力变化调节成本; $w_i^3$ 为实时计划弃风量; $C_c^{\text{real}}$ ,  $C_c^{\text{roll}}$ 分别为CHP机组的实时计划供热发电成本和滚动计划供热发电成本; $C_g^{\text{real}}$ ,  $C_g^{\text{roll}}$ 分别为火电机组的实时计划发电成本和滚动计划发电成本。

### 3.3.2 约束条件

实时调度计划只是在滚动计划的基础上调整了机组的出力,除了机组出力偏差约束之外,其余约束条件都与日内滚动计划一致。实时调度计划的机组出力偏差约束如下式所示:

$$\begin{cases} |H_t^{C,\text{real}} - H_t^{C,\text{roll}}| \leq \phi H^{\max} \\ |P_t^{\text{real}} - P_t^{\text{roll}}| \leq \varphi P^{\max} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $H_t^{C,\text{real}}$ ,  $P_t^{\text{real}}$ 分别为时刻 $t$ 实时调度计划各CHP机组的热出力和各机组的电出力; $\phi$ ,  $\varphi$ 为约束因子。

## 4 算例分析

### 4.1 仿真数据

为了验证所提模型可以兼顾消纳风电同时

提升系统经济性,本文选取某地区实际负荷数据为例,比较不同场景下的经济性和风电消纳水平的变化,采用CPLEX求解并验证模型有效性。系统中包含一个容量为600 MW的风电场以及8台

机组,其中6台是CHP机组,2台是火电机组。1~3号、4~6号CHP机组分别隶属于区域A和区域B,7~8号机组是火电机组,机组参数如表1所示。系统的弃风惩罚费用为87.5美元/(MW·h)。

表1 机组参数

Tab.1 The unit parameters

机组	最大发电功率/MW	最小发电功率/MW	最大供热功率/MW	最小供热功率/MW	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	向上爬坡速率/MW	向下爬坡速率/MW
1	400	150	450	185	0.047 5	187.4	12 168.1	70	70
2	400	150	450	185	0.047 5	187.4	12 168.1	70	70
3	400	150	450	185	0.047 5	187.4	12 168.1	70	70
4	235	75	250	80	0.043 2	163.1	10 217.6	50	50
5	235	75	250	80	0.043 2	163.1	10 217.6	50	50
6	235	75	250	80	0.043 2	163.1	10 217.6	50	50
7	600	0	0	0	0.264 3	187.4	26 347.5	50	50
8	800	0	0	0	0.119 7	185.3	8 275.9	130	130

图3为某典型日的电热负荷功率。图4展示了不同时间尺度下的风电出力预测数据,为了更好地体现风电出力的不确定性,风电预测曲线都是基于真实的数据添加扰动而得到。

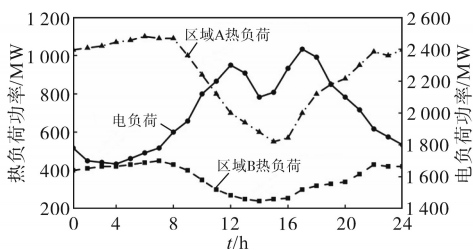


图3 原始负荷数据曲线

Fig.3 Original load data curves

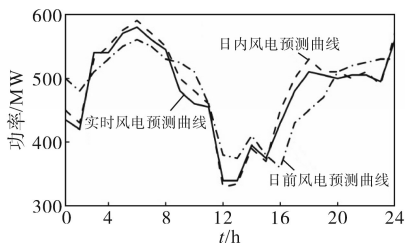


图4 不同时间尺度风电预测曲线

Fig.4 Wind power prediction curves at different time scales

4.2 结果分析

本小节在日前调度阶段分析热网互联模式下考虑需求响应及对系统经济性和风电消纳水平的影响。进行如下三种场景的对比:

- 场景1:热网互联和DR资源的参与均不考虑;
- 场景2:考虑热网互联,不考虑DR资源的参与;
- 场景3:DR资源参与和热网互联均考虑。

图5为三种场景下的弃风情况,图6为三种情况下CHP机组的电出力曲线。

由图5可以看出,在场景1下弃风高发段主要

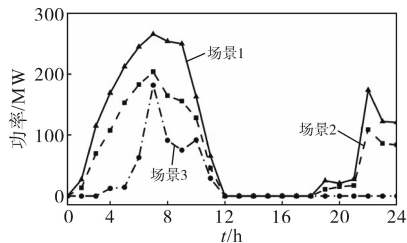


图5 各场景弃风量

Fig.5 Wind curtailment power in different scenarios

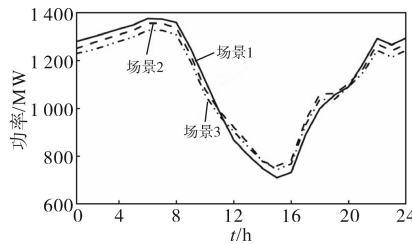


图6 各场景CHP机组电出力

Fig.6 Power output of CHP units in each scenario

集中在02:00—10:00和22:00—24:00时间段之间。白天从10:00开始,居民和工业用电增加,弃风显著地下降。到了夜间电负荷需求降低,风电多发且夜间的热负荷比较高。而CHP机组“以热定电”的运行特点压缩了风电上网空间,导致弃风问题严重。

跟场景1相比,场景2采取了热网互联的结构,减少了一部分弃风量。因为通过热网互联结构,提升了CHP机组的调度灵活性。由图6可以看出,在弃风时间段热负荷灵活地分配在不同的CHP机组上,满足了热负荷平衡的同时电出力减少,因此风电的上网空间有所增加,减少了弃风量;在非弃风时段,CHP机组满足热负荷平衡同时电出力增加,因此火电机组出力减少,系统煤

耗量降低,提高了整体经济性。

由场景2和场景1的对比可以看出来,虽然热网互联的工作模式可以提升风电的消纳水平,但是机组调节能力有限。为了进一步解决弃风严重的问题。场景3在热网互联基础上考虑需求响应资源的参与。

由图6的CHP机组出力曲线可以看出,在场景3的情况下,由于考虑需求响应资源的参与,在主要弃风段适当地削减了部分热负荷,CHP机组出力进一步减少,因此增加了风电的上网空间。图7展示了分时电价与负荷响应量的关系。由图7可知,考虑电负荷需求响应资源参与后,用户在分时电价引导下调整用能计划,在01:00—06:00和22:00—24:00这两个时段,电价处于谷期。所以在这两个时段电负荷需求量上升,降低了场景1和2下因需求侧负荷量不足的限制造成的弃风量。

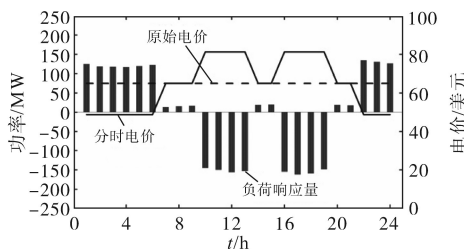


图7 分时电价与负荷响应量

Fig.7 TOU price and load response

表2为三种场景下的风电消纳情况和经济成本对比。由表中数据可知,场景2、场景3相比于场景1运行成本分别减少了103 674美元和255 562美元。风电消纳率分别提升了6.5%和15.5%。

表2 各场景优化调度结果

Tab.2 Optimized scheduling results for each scenario

场景	运行成本/美元	风电消纳量/(MW·h)	风电消纳率/%
1	2 598 243	9 205	79.6
2	2 494 569	9 963	86.1
3	2 342 681	11 016	95.1

### 4.3 多时间尺度调度模型效果分析

本节对日前、日内以及实时三种时间尺度调度计划模型效果进行分析。图8为三种不同时间尺度调度模型下的弃风量对比。由图8可以看出,即使在热网互联的基础上综合考虑需求资源的参与,当风电预测出力存在较大误差的时候,仅仅依靠日前调度计划还是会有较多的弃风量,并且不能满足大规模风电并网的要求。通过日内滚动计划和实时计划的修正之后,风电上网量

得到进一步增加,达到了较好的消纳弃风效果。

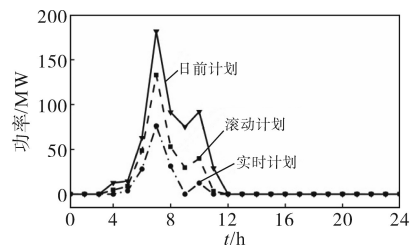


图8 各调度计划弃风量

Fig.8 Wind curtailment power in each scheduling plan

图9为超短期风电预测误差值和负荷响应量的关系。由图9可以看出,滚动调度根据风电预测出力的误差进行二次PDR,可以尽量保证在日前计划不发生改变的情况下平衡风电预测出力的误差。图10为实时计划电功率跟踪实际电负荷的曲线。由图10可以看出,引入实时调度之后,通过不断地调整机组出力来平抑实时风电预测出力误差,使得实时发电功率可以有效地跟踪实际电负荷曲线。因此在日前调度基础上同时引入滚动调度和实时调度可以使得系统适应大规模风电并网的情况。

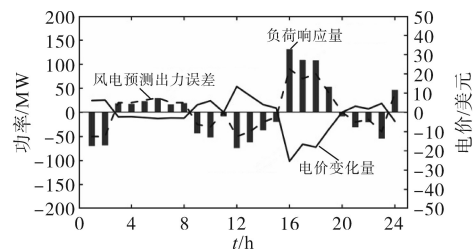


图9 负荷响应量与风电预测误差值

Fig.9 Load response and wind power prediction error

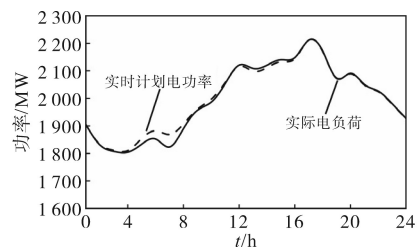


图10 实时计划电功率跟踪曲线

Fig.10 Real time plan electric power tracking curves

## 5 结论

本文在热网互联的基础上提出一种包含需求响应资源参与的电热联合系统多时间尺度优化调度策略。算例结果分析表明,采用热网互联的结构可以解耦热电联产机组“以热定电”的约束,提升机组的灵活性;而需求响应资源的参与可以改善系统的负荷曲线,平滑风电出力波动;由于风电预测出力跟时间尺度相关,单一的日前

调度不能适应大规模风电并网的情况,针对这个问题,本文建立了多时间尺度调度模型,通过最新预测数据对调度计划进行修正。本文所建立的多时间尺度优化调度模型可以有效提升系统风电消纳水平和经济性,同时平抑风电误差对系统功率波动的影响。

#### 参考文献

- [1] 崔杨,张汇泉,仲悟之,等. 计及价格型需求响应及CSP电站参与的风电消纳日前调度[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 183-191.  
CUI Yang, ZHANG Huiquan, ZHONG Wuzhi, et al. Day-ahead scheduling considering participation of price-based demand response and CSP plant in wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 183-191.
- [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] 孙鹏,滕云,冷欧阳,等. 考虑供热系统多重热惯性的电热联合系统协调优化[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6059-6070.  
SUN Peng, TENG Yun, LENG Ouyang, et al. Coordinated optimization of combined heat and power systems considering multiple thermal inertia of heating system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6059-6070.
- [4] MGN A, JMM A, MZ A, et al. Economic valuation of heat pumps and electric boilers in the Danish energy system[J]. Applied Energy, 2016, 167: 189-200.
- [5] 戴远航,陈磊,闵勇,等. 风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3470-3489.  
DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3470-3489.
- [6] 韩旗. 计及需求响应消纳风电的电-热综合能源系统经济调度[D]. 秦皇岛:燕山大学, 2021.  
HAN Qi. Economic dispatching of electric thermal integrated energy system considering demand response and wind power consumption[D]. Qinhuangdao: Yanshan University, 2021.
- [7] 于婧,孙宏斌,沈欣炜. 考虑储热装置的风电-热电机组联合优化运行策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 139-145.  
YU Jing, SUN Hongbin, SHEN Xinwei. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 139-145.
- [8] 魏伟,倪颖婷,罗凤章,等. 基于热网互联的电力系统灵活性调度模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 164-170.  
WEI Wei, NI Yingting, LUO Fengzhang, et al. Power system flexibility dispatch model based on thermal network interconnection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 164-170.
- [9] 唐程辉,张凡,张宁,等. 考虑可再生能源随机性和需求响应的电力系统日前经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 18-25.  
TANG Chenghui, ZHANG Fan, ZHANG Ning, et al. Day-ahead economic dispatch of power system considering renewable power uncertainty and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 18-25.
- [10] 杨子民,彭小圣,郎建勋,等. 基于集群动态划分与BLSTM深度学习的风电集群短期功率预测[J]. 高电压技术, 2021, 47(4): 1195-1203.  
YANG Zimin, PENG Xiaosheng, LANG Jianxun, et al. Short-term wind power prediction based on dynamic cluster division and BLSTM deep learning method[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(4): 1195-1203.
- [11] 邓佳乐,胡林献,邵世圻,等. 电热联合系统多时间尺度滚动调度策略[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3796-3803.  
DENG Jiale, HU Linxian, SHAO Shiqi, et al. Multi-time scale rolling scheduling method for combined heat and power system[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3796-3803.
- [12] 李政洁,撤奥洋,周生奇,等. 计及综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 36-42.  
LI Zhengjie, HAN Aoyang, ZHOU Shengqi, et al. Optimization of an integrated energy system considering integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(21): 36-42.
- [13] QU X Y, HUI H X, YANG S C, et al. Price elasticity matrix of demand in power system considering demand response programs[C]//Top Conference Series Earth and Environment Science, 2018, 121(5): 052081.
- [14] 戴文威. 风电并网对电力市场需求侧价格响应的影响[D]. 长沙:湖南大学, 2013.  
DAI Wenwei. Impact of the wind power integration into the power grid on demand-side price response in electricity market[D]. Changsha: Hunan University, 2013.
- [15] 胡田田. 经济学基础与应用[M]. 第二版. 上海:复旦大学出版社, 2014.  
HU Tiantian. Fundamentals and applications of economics[M]. 2nd Ed. Shanghai: Fudan University Press, 2014.

收稿日期:2022-06-26

修改稿日期:2022-07-31