

DOI: 10.7500/AEPS20130724002

## 配置储热后热电机组调峰能力分析

吕 泉<sup>1</sup>, 陈天佑<sup>1</sup>, 王海霞<sup>1</sup>, 于 汀<sup>2</sup>, 李 群<sup>3</sup>, 汤 伟<sup>3</sup>

(1. 大连理工大学电气工程学院, 辽宁省大连市 116024;

2. 中国电力科学研究院, 北京市 100192; 3. 东北电网有限公司, 辽宁省沈阳市 110180)

**摘要:** 热电联产机组“以热定电”运行所导致的调峰能力不足是目前造成中国“三北”电网大量弃风的一个重要原因,为此,提出了在中国大型抽汽式热电厂中通过配置储热来提高机组调峰能力的消纳方案。首先介绍了该方案的基本原理;进而对配置储热前、后热电机组的电热运行外特性进行了分析与建模,讨论了配置储热后热电机组的运行策略;在此基础上,建立了计算配置储热后热电机组调峰能力的数学模型,并分析了其影响因素。算例中对中国北方地区 2 台典型的 300 MW 和 200 MW 供暖机组配置储热提高调峰能力的效果进行了分析,结果表明:在给定的供热中期的热负荷水平下,配置储热可使得 2 台机组的调峰容量分别提高额定容量的 21% 和 13%,从而为弃风电力提供大量的上网空间;但储热的效果取决于机组所承担的热负荷水平,若热负荷接近于机组的最大供热能力,则效果并不明显。

**关键词:** 储热; 热电联产; 调峰; 风电消纳

### 0 引言

当前,因冬季供暖期“风热冲突”所导致的大量弃风问题已经成为全社会关注的问题,冲突的原因在于热电机组在供暖时因“以热定电”约束而导致其调峰能力大幅降低甚至散失<sup>[1]</sup>。在满足供热的条件下,提高热电机组的调峰能力,即可提高风电的消纳水平<sup>[2]</sup>。

事实上,热电机组可以通过配置储热解耦其“以热定电”约束实现灵活运行,从而大幅提高调峰能力消纳风电<sup>[3-5]</sup>。在丹麦,该方案已经成为实现其未来 100% 可再生能源系统的一个重要手段<sup>[6-7]</sup>,而且也已经受到了欧洲各国的关注<sup>[8-18]</sup>。

目前,国外关于热电通过配置储热消纳风电的研究主要集中在小型分布式背压燃气机组方面,包括:①在峰谷电价或实时电价下,如何以自身利益最大化制定机组的运行策略,包括如何参与调峰和调频<sup>[9]</sup>;②如何根据热负荷情况和市场电价、热价水平,优化确定机组容量和储热容量配置<sup>[4,10-12]</sup>;③在区域供热中发展小型热电联产对促进电力系统接纳可再生能源方面有何影响<sup>[6-8]</sup>,等等。

然而,与国外不同,中国“三北”地区主要为大型抽汽式燃煤供热机组。这类机组配置储热是否可以有效提高其调峰能力,是否具有经济性,在中国集中

调度环境中如何进行优化调度等诸多问题均有待于深入研究。

为此,本文在介绍热电厂配置储热方案基本原理的基础上,对大型抽汽式机组配置储热前后的电热运行特性进行了分析与建模,讨论了配置储热后热电机组的灵活运行方式,建立了计算调峰容量增量的数学模型,并对中国电力系统中典型的热电机组通过配置储热提高调峰能力的效果进行了分析。

### 1 热电厂配置储热方案

根据国外经验,储热装置通常是大型蓄热水罐,利用冷热水分层原理进行储热,如图 1 所示。蓄热罐通常建设在供热系统的热源侧,连接在热电厂与供热网络之间,如图 2 所示。

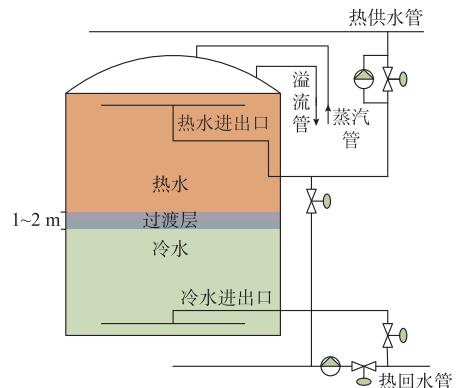


图 1 储热装置工作原理

Fig.1 Operation principle of heat accumulator

收稿日期: 2013-07-24; 修回日期: 2014-01-26。

国家自然科学基金资助项目(51107007)。

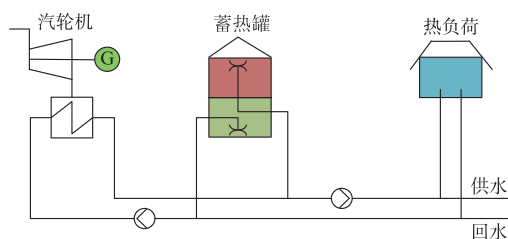


图2 蓄热罐在热电厂中的配置  
Fig.2 Connection of heat accumulator in thermal power plant

根据热电厂中供水温度的不同,蓄热罐可分为常压和承压两类<sup>[3]</sup>。对于供水温度不超过 100 °C 的系统,可采用常压式蓄热罐存储低于 100 °C 的热水,如前述丹麦的 Fyn 电厂和中国左家庄电厂的蓄热罐<sup>[3,19]</sup>;对于供水温度超过 100 °C 的系统,需采用承压式蓄热罐以存储温度高于 100 °C 的热水,不过其投资要高于常压式蓄热罐,如丹麦 Avedøre 电厂就有 2 座容量为  $2 \times 22\,000\text{ m}^3$  的承压式蓄热罐<sup>[3]</sup>,其蓄热温度约为 120 °C。

对于中国当前主流的抽汽式供热机组,其一次网供水温度往往大于 100 °C,因此可采用承压式蓄热罐。

## 2 配置储热后抽汽机组的电热特性及运行机制

### 2.1 配置储热前抽汽机组的电热特性

热电机组发电功率  $P$  和对外供热功率  $h$  间的关联耦合关系一般称为“电热特性”,可很好地体现热电机组的运行外特性,因此是分析热电机组灵活运行能力的一种有效方式。图 3 给出了抽汽式机组的电热特性<sup>[20]</sup>。

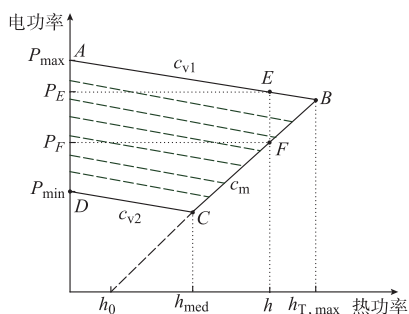


图3 抽汽式供热机组电热特性图  
Fig.3 Diagram of heat-electricity relationship for extraction units

图中: $c_{v1}$ 为最大电出力下对应的  $c_v$  值, $c_{v2}$ 为最小电出力对应的  $c_v$  值,其中  $c_v$  为进汽量不变时多抽取单位供热热量下发电功率的减小量; $c_m = \Delta P / \Delta h$  为背压运行时的电功率和热功率的弹性系数

(即背压曲线的斜率,可近似认为常数); $h_0$  为常数; $h_{T,max}$  为抽汽式机组的最大供热功率; $h_{med}$  为机组发电功率最小时的汽轮机供热功率; $P_{max}$  和  $P_{min}$  分别为抽汽式机组在纯凝工况下的最大、最小发电功率。

抽汽式供热机组是从汽轮机中间(供暖机组通常在中压缸到低压缸之间)抽取了一部分蒸汽作为热源对外供热。因此,进入汽轮机的新汽可分为两股,一股在汽轮机前半部分做工后,从汽轮机中间抽出用于供热,可称为供热蒸汽;另一股则流过汽轮机后半部分继续做功,最后排入凝汽器冷却,可称为凝汽蒸汽。由于该类机组会有凝汽蒸汽最终进入凝汽器直接凝结为水(即没有用于供热),因此效率低于背压式机组。

对该类机组而言,对于某个给定进汽量,当抽汽量从零逐渐增大时,由于供热蒸汽不经过汽轮机后半部分发电,因此随着抽汽量的增大(逐步增大供热功率),汽轮机输出的电功率会逐步降低,如图 3 中斜虚线所示。同时,对于某个给定进汽量,存在一个最大抽汽工况(也称最小凝汽工况),此时,大部分蒸汽被抽出供热,只有少部分蒸汽进行汽轮机低压段以满足冷却的需要(约为低压段设计流量的 5%~10%<sup>[21]</sup>),因此,该工况接近于背压工况,图 3 中 BC 段即为最小凝汽工况线。

由图 3 所示的运行区间可以看出,在给定的热负荷下,发电功率具有一定的可调性,如在供热功率  $h$  下,发电功率可以在  $P_E \sim P_F$  之间调节,但供热功率越大,电功率可调的范围越小。这是因为,在给定的抽汽量下,该类机组可以通过调整凝汽发电蒸汽量来调整整个汽轮机输出的电功率,但抽汽量越大,可用于调节的凝汽发电蒸汽比例就越少,因此调节范围就越小。

上述抽汽式机组的电-热特性可描述为:

$$\begin{cases} \max\{P_{min} - c_{v2}h, c_m(h - h_0)\} \leq P \leq P_{max} - c_{v1}h \\ 0 \leq h \leq h_{T,max} \end{cases} \quad (1)$$

### 2.2 配置储热后抽汽机组的电热特性

抽汽式机组在配置蓄热罐后,其电热特性也将发生变化。设蓄热罐的设计最大蓄、放热功率分别为  $h_{cmax}$  和  $h_{fmax}$ ,对于某个发电功率,通过蓄热罐放热,其整体(汽轮机和蓄热罐)最大供热功率  $h$  会在原来的基础上提高  $h_{fmax}$ ,这相当于图 3 中的 AB 段和 BC 段整体向右偏移了  $h_{fmax}$ ,如图 4 所示。图中: $h_j = h_{med} + h_{fmax}$ , $h_K = h_{med} - h_{cmax}$ , $h_{H1} = h - h_{fmax}$ 。另外,当汽轮机发电功率在  $P_{min} \sim P_C$  之间时存在最小供热功率(图 3 中 CD 段),则在配置储热后,其最小供热功率会向左平移  $h_{cmax}$ 。故而,配置储热后



在该时段最小发电功率为  $\max\{P_{\min} - c_{v2} h_L, c_m(h_L - h_0)\}$ 。此时,机组在日内的调峰容量为:

$$C_0 = (P_{\max} - c_{v1} h_P) - \max\{P_{\min} - c_{v2} h_L, c_m(h_L - h_0)\} \quad (4)$$

### 3.2 配置储热后热电机组的日调峰容量增量

图 4 和式(2)仅给出了配置蓄热罐后机组在单时间断面上的调峰能力变化情况,但从整个日运行周期来看,所增加的调峰容量还受到时段间热量耦合约束的影响,包括蓄热罐容量、峰平时段可存储的热量、低谷时段持续时间长度等因素。

根据 2.3 节所述,为获得最大的调峰容量增量,需要比较蓄热罐在腰荷时段的最大蓄热量和在低谷时段的最大放热需求进而确定蓄热罐运行策略。

考虑储热容量、最大充热功率、机组热负荷约束时,蓄热罐在腰荷时段最大可蓄热量为:

$$Q_{S,F} = \min\left\{S_{\max}, \sum_{t \in T_P} h_{c,FP}^t\right\} \quad (5)$$

式中:  $h_{c,FP}^t = \min\{h_{T,\max} - h_d^t, h_{c,\max}\}$  为腰荷和峰荷时段  $t$  时刻最大的蓄热功率,其中  $h_d^t$  为  $t$  时刻的热负荷水平;  $S_{\max}$  为蓄热罐置最大蓄热量。

在峰荷时段最大可蓄热量为:

$$Q_{S,P} = \min\left\{S_{\max} - Q_{S,F}, \sum_{t \in T_P} h_{c,FP}^t\right\} \quad (6)$$

在考虑最大放热功率约束的条件下,可使得汽轮机在低谷时段最小出力降到最低时蓄热罐的放热需求量为:

$$Q_{D,L} = \min\left\{S_{\max}, \sum_{t \in T_L} h_{f,L}^t\right\} \quad (7)$$

式中:  $h_{f,L}^t = \min\{h_d^t - h_{med}, h_{f,\max}\}$  为低谷时段  $t$  时刻汽轮机最小电出力降低到最低时蓄热罐所需补偿的热功率。

在计算得  $Q_{S,F}$  和  $Q_{D,L}$  之后,即可根据二者大小,确定蓄热罐所采用运行策略及其增加的调峰容量增量。

1)  $Q_{S,F} < Q_{D,L}$

该情况下,为获得最大的调峰容量增量,蓄热罐运行时需在腰荷和峰荷时段蓄热,在低谷时段放热。

此时,蓄热罐在低谷时段补偿供热的最大平均热功率为:

$$\bar{h}_{f,L}^t = \frac{1}{T_L} \min\{Q_{S,F} + Q_{S,P}, Q_{D,L}\} \quad (8)$$

相应增加的低谷下调峰容量为:

$$\Delta C_L = c_m \bar{h}_{f,L}^t \quad (9)$$

为满足低谷放热需求,在尖峰时段所需的平均蓄热功率为:

$$\bar{h}_{c,P}^t = \frac{1}{T_P} \min\{(Q_{D,L} - Q_{S,F}), Q_{S,P}\} \quad (10)$$

相应所增加的尖峰上调峰容量为:

$$\Delta C_P = -c_{v1} \bar{h}_{c,P}^t \quad (11)$$

日内合计提高的调峰容量为:

$$\Delta C = \Delta C_L + \Delta C_P = \frac{1}{T_L} c_m \min\{Q_{S,F} + Q_{S,P}, Q_{D,L}\} - \frac{1}{T_P} c_{v1} \min\{(Q_{D,L} - Q_{S,F}), Q_{S,P}\} \quad (12)$$

2)  $Q_{S,F} \geq Q_{D,L}$

该情况下,为获得最大的调峰容量增量,蓄热罐运行时需在腰荷时段尽可能多蓄热,然后优先满足低谷时段用热需求,剩余的热量再用于满足尖峰时段用热需求。

由于蓄热量充足,蓄热罐可满足低谷时段的最大放热需求,故而在低谷时段补偿的最大平均热功率为:

$$\bar{h}_{f,L}^t = \frac{Q_{D,L}}{T_L} = \min\left\{\frac{S_{\max}}{T_L}, h_d^t - h_{med}, h_{f,\max}\right\} \quad (13)$$

相应所增加的调峰容量为:

$$\Delta C_L = c_m \bar{h}_{f,L}^t \quad (14)$$

由以上两式可以看出,只要蓄热罐容量和放热功率不受限制,则通过蓄热补偿,此时汽轮机可将其最小出力降低到图 4 中的最低水平。

蓄热罐剩余的热量用于尖峰时段放热,故在尖峰时段平均可补偿的最大热功率为:

$$\bar{h}_{f,P}^t = \min\left\{\frac{Q_{S,F} - Q_{D,L}}{T_P}, h_{f,\max}\right\} \quad (15)$$

相应所增加的调峰容量为:

$$\Delta C_P = c_{v1} \bar{h}_{f,P}^t \quad (16)$$

日内合计提高的调峰容量为:

$$\Delta C = \Delta C_L + \Delta C_P = \frac{c_m Q_{D,L}}{T_L} + c_{v1} \min\left\{\frac{Q_{S,F} - Q_{D,L}}{T_P}, h_{f,\max}\right\} \quad (17)$$

显然,配置储热后的热电机组日调峰容量由配置储热前  $C_0$  增加为:

$$C = C_0 + \Delta C \quad (18)$$

相应地,根据 2.3 节所述,机组通过配置储热可为风电提供的额外接纳空间为:

$$\Delta C_{\text{forwind}} = \Delta C_L + k \Delta C_P \quad (19)$$

### 3.3 影响调峰容量增量的因素分析

由图 3 和图 4 所示的配置储热后机组的运行区间以及上述分析可以看出,机组的运行点、蓄热容量、热负荷等因素不同,其最终的调峰容量增量也会不同。机组的调峰容量增量与以下因素有关。

1) 蓄热罐最大蓄、放热功率  $h_{c,\max}$  和  $h_{f,\max}$ : 二者越大,机组电功率的可调节范围也就越大,调峰能力就越强。当放热能力超过机组最大热负荷,且蓄热容量超过最小停机时间内所需要满足的热负荷时,

机组即可实现停机调峰。

2)蓄热罐的蓄热容量  $S_{max}$ :由于储热调峰通常的运行策略是在低谷时段通过蓄热罐放热来降低其电出力。因此,要释放机组全部的低谷调节能力,蓄热罐就需要有足够的容量存储补偿给低谷时段的热量,否则,就会限制低谷时段的调峰增量。

3)周期内供热需求量  $Q_{Dh}$ :当  $Q_{Dh}$  越接近于机组周期内的最大供热能力  $Q_{Sh}$  时,说明可存储在蓄热罐中进行重新分配的热量越小,机组在低谷时段用于补偿供热的热量也就越小,从而使得低谷时段的电负荷调峰增幅也就越小。极端情况下,若  $Q_{Dh}=Q_{Sh}$ ,则实际上机组只能满负荷运行以保证周期内的供热量,储热装置无热可存储,因而也无法提高系统调峰能力。

4)机组参数  $P_{max}, P_{min}, c_m, c_v$ : $P_{max}$  和  $P_{min}$  对配置储热前后调峰能力增量影响不大,仅约束了机组的调峰范围;一般  $c_m$  越大,在相同的  $h_{fmax}$  下,  $c_m h_{fmax}$  越大,电功率的调峰容量增量就增大;对于抽汽式机组,可以在尖峰时段减少抽汽增加电功率进行调峰,故而,一般  $c_v$  越大,在相同的  $h_{fmax}$  下,  $c_v h_{fmax}$  越大。

## 4 算例分析

根据本文模型,对目前中国北方地区 2 台典型的 300 MW 和 200 MW 级两类供热机组配置储热提高调峰能力的效果进行分析。选取的机组型号分别为 C240/N300-16.7/538/538/0.4 和 CC240/N200-12.75/1.08/0.245<sup>[22]</sup>,配置储热前 2 台机组的电热运行区间(TMCR 工况)分别如图 5 和附录 A 图 A1 所示。假设 2 台机组均只承担采暖负荷,由于采暖负荷日内变化较小,故假设各时段热负荷功率日内保持恒定不变。

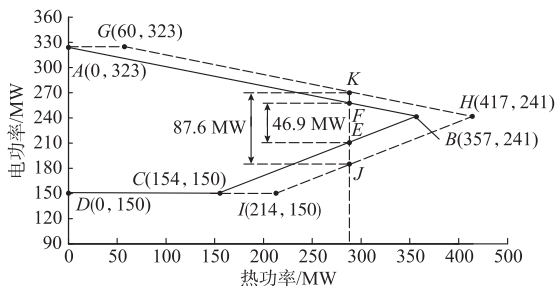


图 5 300 MW 热电机组配置储热前后的电热特性  
Fig.5 Electricity-heat relationship for 300 MW cogeneration units without and with heat accumulator

根据文献[23]中核定的供热机组供暖中期最小电出力的情况,取 2 台机组在保证供热条件下的最小电出力为其额定容量的 70%,即分别为 210 MW 和 140 MW。据此,再根据如图 5 和附录 A 图 A1

所示的电热特性,可反推估算出 2 台机组承担的热负荷功率分别为 287.8 MW 和 215.8 MW。

这样,对 300 MW 机组而言,在 287.8 MW 的热负荷功率下,根据图 5,可得其最小电出力为 210 MW,最大电出力为 256.9 MW,故其日内调峰容量为 46.9 MW,约为额定容量的 15.5%;对 200 MW 机组而言,在 215.8 MW 的热负荷下,其最小电出力为 140 MW,最大电出力为 165.4 MW,调峰容量为 25.4 MW,约为额定容量的 12.7%。取日内峰谷平时段<sup>[24]</sup>如附录 A 表 A1 所示。

### 4.1 配置储热后的机组电热运行区间

图 5 中同时给出了 300 MW 机组所配置的蓄热罐的最大蓄、放热能力为 60 MW 时的电热运行区间(如图中虚线所示,200 MW 机组的运行区间见附录 A 图 A1)。可以看出,配置储热扩大了 2 台机组的电热运行区间,对应给定的热负荷水平,2 台机组单时段断面的电出力调节幅度得到了增加,由  $P_F - P_E$  增大为  $P_K - P_J$  (200 MW 机组由  $P_G - P_F$  增大为  $P_M - P_L$ ,见附录 A 图 A1)。

### 4.2 配置储热后机组的调峰容量增量

假设 2 台机组均采用如 2.3 节所述的日调峰运行策略。图 6 和附录 A 图 A2 分别给出了 300 MW 和 200 MW 机组所配置蓄热罐的蓄热容量、蓄放热能力变化时日调峰容量增量的变化曲线。下文中,列出 300 MW 机组的计算结果。为区别,把 200 MW 机组的蓄热罐参数及调峰容量计算结果置于括号中。

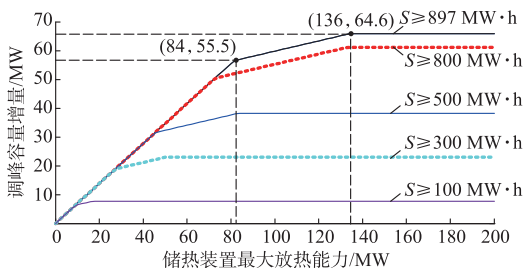


图 6 蓄热罐参数对热电机组调峰容量增量影响  
Fig.6 Peak-load regulation capacity increment of cogeneration units under different parameters of heat accumulator

由图 6 可以看出,随着蓄热罐的蓄热容量、蓄放热能力的不断增大,当所配置的蓄热容量达到 897 MW·h(450 MW·h)、放热能力达到 134 MW (75 MW)时,调峰容量增量达到一个恒定的最大值,为 64.6 MW(27.3 MW),为额定容量的 21.5% (13.7%)。此时,机组的总调峰容量为 111.5 MW (52.6 MW),约占额定容量的 37% (26.4%),较储热前的 46.9 MW (25.4 MW) 提高了约 2.4 倍

(2.1 倍)。之后,再增大其中任何一个参数值,都无法再提高机组的调峰容量。这说明热电机组通过配置储热所能提高的调峰容量存在一个上限,本文称之为最大调峰容量增量。

由于储热设施的投资会随着容量参数和蓄热能力参数值的增大而增大,因此,存在一个能充分发挥储热提高调峰能力效果的最佳配置参数,并非越大越好。

#### 4.3 热负荷对调峰容量增量的影响

图 7 和附录 A 图 A3 分别给出了 300 MW 机组和 200 MW 机组配置储热后的最大调峰容量增量随热负荷变化曲线。

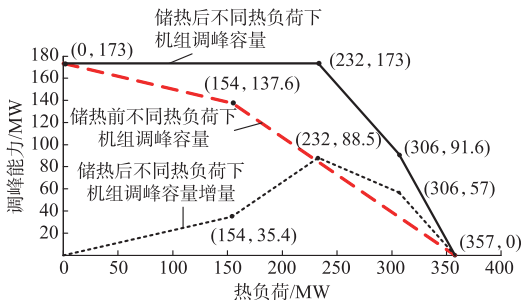


图 7 配置储热后热负荷对热电机组调峰容量增量影响  
Fig.7 Peak load regulation capacity increment of cogeneration units with heat accumulator under different heat loads

由图 7 可以看出,随着热负荷的变化,机组配置储热所能产生的最大调峰容量增量也随之变化,这说明热电机组所承担的热负荷是影响配置储热效果的重要因素。当机组所承担的热负荷过大或过小时,配置储热增大调峰能力的效果并不明显。特别是,当热负荷大于 306 MW(212 MW)以后,最大调峰容量增量下降非常明显,若机组所承担的热负荷接近于其最大供热能力,则配置储热所能产生的最大调峰容量值很小。

#### 4.4 热电厂热负荷分配策略对储热效果的影响

通常,一个电厂中有多台机组可进行供热。热负荷的分配进而会有多种组合方案。例如,若热电厂中有 2 台 300 MW 机组,设电厂承担的热负荷为 400 MW,此时热电厂可采用一机供热 357 MW(满负荷供热)一机供热 43 MW 的方式,也可采用双机均供热 200 MW 的方式。前一种方式配置储热前后的最大调峰容量为 163.1 MW 和 173 MW,配置储热只提高 9.9 MW 的调峰容量;而后一种配置储热前后的最大调峰容量为 212.6 MW 和 346 MW,配置储热提高 133.4 MW 调峰容量。显然,后一种热负荷分配方式更利于储热发挥其提高调峰能力的作用。因此,当热电厂含储热设施时,需对热电厂内

分配热负荷的策略进行优化确定。

#### 4.5 配置储热的消纳风电效益

以某省级电网为例,2011 年该省网中 300 MW 级的供热机组 24 台,总装机容量 7 800 MW; 200 MW 级的供热机组 12 台,总装机容量 2 400 MW<sup>[23]</sup>。两类机组所核定的平均最小电出力在供热中期约为额定容量的 66.8%和 68.6%,对应的热负荷为 266 MW 和 208.5 MW,约为其最大供热能力的 74.5%和 86.5%。

附录 A 图 A3 和图 A4 给出了两类机组配置储热后的蓄热罐运行曲线和汽轮机在配置蓄热前、后日内峰谷平时段的调峰范围示意图。由图 7 和附录 A 图 A3 至图 A5 可得,配置储热后两类机组单台可提高的最大调峰容量约为 73.9 MW(33.7 MW),其中下调峰容量为 50.4 MW(37.2 MW),上调峰容量为 23.5 MW(-3.5 MW)。根据式(19),相应可为风电提供的额外低谷上网空间为 62.2 MW(35.5 MW),全网合计约 2 041 MW。

而同期,省内风电装机容量为 4 020 MW,弃风电量约为  $6.56 \times 10^8$  kW·h,占风电总发电量的 9.03%。可以看出,通过为热电厂配置储热方式可提供的低谷风电接纳空间可达到风电总装机容量的 50.8%。鉴于实际运行时风电的聚合效应,系统内风电总出力超过额定容量 70%的情况很少,则储热方式所提供的低谷风电接纳空间达到了 70%风电装机容量的 2/3 以上。考虑系统中原有的一部分风电接纳空间,则若采用热电厂配置储热方式消纳风电,基本上可解决目前该省网由于调峰能力不足所导致的弃风问题。

#### 4.6 蓄热方案实施所需的制度条件

上述分析表明,通过配置蓄热罐,可提高热电机组的调峰能力,从而为弃风电力的上网提供空间。然而,在当前弃风严重的中国“三北”地区各电网中,该方案却尚无应用案例,相关研究也鲜有报道,仅文献[25]对热电厂应用储热技术进行了简单介绍。究其原因,在于热电厂配置蓄热不仅需要一定的投资费用(包括热电厂内相关配套和改造费用)和维护运行成本<sup>[26]</sup>,而且在中国当前调度模式和标杆电价制度下,还会因为风电调峰而损失一部分发电量和发电利润。因此,热电企业实际上没有动机采用蓄热方案<sup>[27]</sup>。

故而,要激励热电企业采用蓄热方案参与风电调峰,就需要合理的机制设计,使得热电企业能够分享弃风上网带来的收益以补偿成本并获取合理的利润。例如,蒙东电网就出台了“风火替代交易”制

度<sup>[28]</sup>,鼓励火电厂向风电场出售电网核定最小出力以下的调峰容量,从而获取一定的调峰利润,分享弃风上网的收益。

## 5 结论

1)配置储热可明显提高目前中国“三北”地区供热机组的调峰能力。在现有供热中期的热负荷水平下,配置储热可使得算例中的300 MW机组和200 MW机组的调峰容量分别由额定容量的16%提高到37%、13%提高到26%,从而为弃风电量提供巨大的上网空间。故而,在目前因风热冲突而导致大量弃风的“三北”地区,该方案有着巨大的潜在应用效益。

2)对于特定的机组及其热负荷,当所配置储热设施的储热容量和放热能力参数值超过某个边界值时,继续提高参数值无法再提高机组调峰容量,即热电机组通过配置储热所提高的调峰容量存在一个上限。另一方面,提高储热参数会增加投资,因此,也存在一个最佳的储热设施配置规模。

3)机组所承担的热负荷水平是影响其配置储热效果的一个重要因素。若机组所承担的热负荷接近于其最大供热能力,则通过配置储热提高调峰能力的效果很小。对于这类机组,需采用其他方式提高其调峰能力,如配置电锅炉。

4)对于多台机组供热的热电厂,其分配热负荷的策略会影响到配置储热的效果,因此配置储热后需优化其供热策略。

附录见本刊网络版(<http://aeps.sgepri.sgcc.com.cn/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参 考 文 献

- [1] 孙奉仲,杨祥良,高明,等.热电联产技术与管理[M].北京:中国电力出版社,2008.
- [2] 吕泉,王伟,韩水,等.基于调峰能力分析的电网弃风情况评估方法[J].电网技术,2013,37(7):1887-1894.  
LÜ Quan, WANG Wei, HAN Shui, et al. A new evaluation method for wind power curtailment based on analysis of system regulation capability[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1887-1894.
- [3] PETERSEN M K, AAGAARD J. Heat accumulators[EB/OL]. <http://www.kareliainvest.ru/file.php/id/f5291/name/acro.pdf>, 2004.
- [4] LUND H, ANDERSEN A N. Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices[J]. Energy Conversion and Management, 2005, 46(6): 893-904.
- [5] LUND H, CLARK W W. Management of fluctuations in wind power and CHP comparing two possible Danish strategies[J]. Energy, 2002, 27(5): 471-483.
- [6] LUND H.可再生能源系统:100%可再生能源解决方案的选择

与模型[M].李月,译.北京:机械工业出版社,2011.

- [7] LUND H, MATHIESEN B V. Energy system analysis of 100% renewable energy systems-the case of Denmark in years 2030 and 2050[J]. Energy, 2009, 34(5): 524-531.
- [8] DESIRE. Dissemination strategy on electricity balancing for large scale integration of renewable energy[EB/OL]. <http://www.project-desire.org/>.
- [9] ANDERSEN A N, LUND H. CHP-plants with big thermal stores balancing fluctuating productions from wind turbines[EB/OL]. [http://desire.iwes.fraunhofer.de/files/deliverables/del\\_4.1-4.4.pdf](http://desire.iwes.fraunhofer.de/files/deliverables/del_4.1-4.4.pdf).
- [10] STRECKIENE G, MARTINAITIS V, ANDERSEN A N, et al. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market[J]. Applied Energy, 2009, 86(11): 2308-2316.
- [11] CHRISTIDIS A, KOCH C, POTTEL L, et al. The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets[J]. Energy, 2012, 41(1): 75-82.
- [12] FRAGAKI A, ANDERSEN A N, TOKE D. Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK[J]. Energy, 2008, 33(11): 1659-1670.
- [13] TOKE D, FRAGAKI A. Do liberalised electricity markets help or hinder CHP and district heating? The case of the UK[J]. Energy Policy, 2008, 36(4): 1448-1456.
- [14] HAESLONCKX D, PEETERS L, HELSEN L, et al. The impact of thermal storage on the operational behavior of residential CHP facilities and the overall CO<sub>2</sub> emissions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2007, 11(6): 1227-1243.
- [15] VERDA V, COLELLA F. Primary energy savings through thermal storage in district heating networks[J]. Energy, 2011, 36(7): 4278-4286.
- [16] PAGLIARINI I, RAINIERI S. Modeling of a thermal energy storage system coupled with combined heat and power generation for the heating requirements of a university campus[J]. Applied Thermal Engineering, 2010, 30(10): 1255-1261.
- [17] ROLFSMAN B. Combined heat-and-power plants and district heating in a deregulated electricity market[J]. Applied Energy, 2004, 78(1): 37-52.
- [18] BOGDAN Ž, KOPJAR D. Improvement of the cogeneration plant economy by using heat accumulator[J]. Energy, 2006, 31(13): 2285-2292.
- [19] 张殿军,闻作祥.热水蓄热器在区域供热系统中的应用[J].区域供热,2005,6:13-16.
- [20] ANDERSEN T V. Integration of 50% wind power in a CHP-based power system: a model-based analysis of the impacts of increasing wind power and the potentials of flexible power generation[D]. Denmark: Technical University of Denmark, 2009.
- [21] 刘志真.热电联产[M].北京:中国电力出版社,2006.
- [22] 王漪,薛永锋,邓楠.供热机组以热定电调峰范围的研究[J].中国电力,2013,46(3):59-62.  
WANG Yi, XUE Yongfeng, DENG Nan. Study on heat load based peak regulation for cogeneration units[J]. Electric

- Power, 2013, 46(3): 59-62.
- [23] 东北监管局.东北电网火电厂最小运行方式(2010)[S].2010.
- [24] 东北电网有限公司.东北电网“十二五”发展规划[R].沈阳:东北电网有限公司,2010.
- [25] 王凯,田昊明,贾静.采用蓄热技术扩大供热机组调峰裕度的研究[J].节能技术,2012,30(4):339-341.  
WANG Kai, TIAN Haoming, JIA Jing. Expanding the peak regulation margin of heating units by using heat storage technology [J]. Energy Conservation Technology, 2012, 30(4): 339-341.
- [26] Danish Energy Agency. Technology data for energy plants[M]. Denmark: Energinet. dk, 2010.
- [27] 静铁岩,吕泉,王海霞,李卫东,孙亮.风电参与的非常规调峰服务市场交易理论[J].中国电力,2011,44(10):29-32.  
JING Tiejian, LÜ Quan, WANG Haixia, et al. Trading theory of unconventional peak load regulation service market with wind power farm participation [J]. Electric Power, 2011, 44(10): 29-32.
- [28] 东北监管局.蒙东地区风火替代交易暂行办法[S].2012.
- 吕泉(1980—),男,通信作者,博士,讲师,主要研究方向:大规模风电并网后的消纳问题。E-mail: lvquan@dlut.edu.cn
- 陈天佑(1988—),男,硕士研究生,主要研究方向:大规模风电并网后的消纳问题。
- 王海霞(1981—),女,博士,讲师,主要研究方向:风电预测。

(编辑 孔丽蓓)

### Analysis on Peak-load Regulation Ability of Cogeneration Unit With Heat Accumulator

LYU Quan<sup>1</sup>, CHEN Tianyou<sup>1</sup>, WANG Haixia<sup>1</sup>, LI Qun<sup>2</sup>, TANG Wei<sup>2</sup>, YU Ting<sup>3</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

2. Northeast China Grid Company, Shenyang 110180, China;

3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

**Abstract:** Lack of the peak-load regulating capacity resulting from cogeneration units operating on the principle of “power determined by heat” is one of the most important causes of tremendous curtailments of wind power in the North power grid of China. For this reason, an accommodation scheme is proposed for wind power plants with large-scale extraction units to improve their peak-load regulating ability by configuration of stored heat. The principle of this scheme is described first, then the thermoelectric generating unit external characteristics with and without heat accumulators are analyzed and modeled, and the operation mechanism of cogeneration units with heat accumulators is discussed. On this basis, the corresponding mathematical model for calculating the peak-load regulation capacity of cogeneration units with heat accumulator is developed, and the influencing factors are analyzed. Finally, the effects on improving the peak-load regulating ability of 300 MW and 200 MW typical cogeneration units in North China by adding heat accumulators are analyzed, the example results showing that, at the heat load level in the given mid-heating period, the peak-load regulating capacity of 300 MW and 200 MW units could increase by 21% and 13% of their nominal capacity by adding heat accumulators respectively, providing massive room for curtailed wind power. But the effect depends on the heat load, which if close to the maximum heating ability of the units, does not exhibit appreciable effects.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51107007).

**Key words:** heat accumulator; combined heat and power; peak-load regulation; accommodation of wind power