

含蓄热的太阳能辅助供热机组供暖期调峰性能分析

侯宏娟, 郑天帅

(华北电力大学国家火力发电工程技术研究中心, 北京 102206)

摘 要: 基于热力学第一定律和质量守恒定律, 提出含蓄热的槽式太阳能辅助供热机组集成方案, 制定蓄热系统的运行策略, 分析机组调峰能力, 并且在此基础上, 以某 330 MW 供热机组为例进行算例分析。结果表明: 配置太阳能蓄热可显著增强中国北方地区供热机组的调峰能力, 根据算例分析, 夜间低谷时段调峰容量得到极大增加, 特别是下调峰能力提高较大, 从而有效降低机组的最小电出力; 通过引入蓄热系统, 不但可增强机组下调峰能力, 而且能降低太阳能的间歇性对系统造成的扰动, 是一种有效的太阳能利用方式。

关键词: 太阳能; 蓄热; 供热机组; 调峰

中图分类号: TK512 **文献标识码:** A

0 引 言

供热机组由于可同时提供热、电 2 种不同性质的负荷而被广泛用于解决大面积集中供热问题。在中国北方地区, 供热机组在总装机容量中占有相当大的比重。在长达 4~6 个月的采暖期中, 为保证供热质量, 供热机组采取“以热定电”的方式运行, 发电功率可调范围与热负荷密切相关, 严重制约了机组本身的调峰能力, 特别是低谷调峰压力巨大。数据表明, 东北电网冬季实际调峰需求为 13.40 GW, 而在占电力总装机 78% 的火电机组中, 50% 为热电联产机组, 冬季调峰深度仅为 10%~20%, 可提供的最大调峰能力为 7.70 GW, 仅能满足东北电网冬季调峰需求的 57%, 调峰能力明显不足^[1]。

供暖期内调峰能力不足使电网基荷提高, 是北方地区出现大量弃光、弃风现象的重要原因之一^[2]。针对供热机组调峰能力不足的问题, 国内外学者进行了大量研究。供热机组可通过配置蓄热实现热电解耦, 实现机组的灵活运行, 从而大幅增强调峰能力^[3-5], 通过调整运行方式, 蓄热系统的引入还可减少尖峰锅炉的启动, 延长供热机组的运行时间, 同时显著改善机组的 CO₂ 排放问题, 从而提高热电厂的经济效益^[6-8]。此外, 通过应用蓄热系统可降低电网基荷, 从而为风能和太阳能等可再生能源

提供更多的上网空间^[5,9]。然而, 现有研究大多是通过调整运行策略, 在部分时段提高热出力, 储存后在需要的时段释放, 这导致机组在蓄热时段的调峰能力进一步下降, 同时随着机组承担热负荷的增加, 蓄热系统的效果也越来越弱。相比而言, 供热机组集成太阳能蓄热系统, 在整体增强机组调峰能力的同时, 并未以牺牲部分时段调峰能力为代价, 此外太阳能的引入还降低了机组的燃煤消耗, 运行经济性更佳。本文采用槽式集热器, 辅以蓄热系统, 提出太阳能辅助供热机组的集成方案及蓄热系统的运行策略, 分析机组调峰能力, 并在此基础上, 以某 330 MW 供热机组为例进行算例分析。

1 太阳能辅助供热机组的集成方案

含蓄热的太阳能辅助供热机组系统如图 1 所示。非供暖期机组以纯凝方式运行, 集热场得热用以取代高压加热器抽汽加热给水, 被替代的抽汽继续留在汽轮机内做功; 供暖期机组以抽凝方式运行, 集热场得热经蓄热后, 按运行策略取代部分采暖抽汽, 从而实现一定程度的热电解耦, 提升机组的调峰能力。蓄热系统的蓄放热能力参考现有常规蓄热案例进行选取, 蓄热容量满足夜间 8 h 低谷时段以最大放热功率放热。集热场面积以供暖期内 20% 时间内完全蓄满为设计依据。蓄热罐选取

收稿日期: 2016-10-13

基金项目: 国家重点基础研究发展(973)计划(2015CB251505); 中央高校基本科研业务费专项资金(2016XS26)

通信作者: 侯宏娟(1972—), 女, 博士、教授, 主要从事太阳能热利用方面的研究。hongjuanhou@ncepu.edu.cn

承压蓄热罐,可储存温度高于 100 ℃ 的水。蓄热装置的运行成本主要为其热损失,且其值很小,日损失不足 1%^[10],故本文不作考虑。

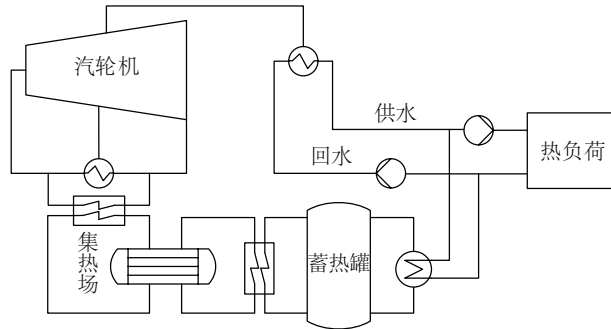


图 1 含蓄热的太阳能辅助供热机组示意图

Fig. 1 Schematic diagram of solar aided CHP unit with thermal storage

1.1 配置太阳能蓄热前机组的运行特性

图 2 为抽汽式机组的运行特性^[1,11],其中 C_v 为 TMCR 工况(汽轮机最大出力工况)下进汽量不变,多抽取单位供热热量所导致的发电功率减少量; C_m 为机组在最小排汽流量下,增加单位供热量时机组最小电出力的增加量; P_{\max} 为 TMCR 工况进汽量下无采暖抽汽工况的机组最大出力; P_{\min} 为根据供热投入条件确定的机组带热负荷时所允许的最小出力; h_{\max} 为机组最大供热功率; h_c 为机组降至最小出力时的最大供热功率。

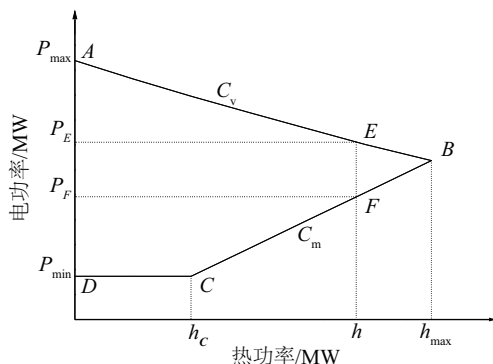


图 2 供热机组运行特性

Fig. 2 Diagram of operation characteristic of CHP unit

调节抽汽式供热机组是从汽轮机中抽取一部分蒸汽作为热源对外供热,故而进入汽轮机的新蒸汽可分为两部分:一部分在汽轮机前半部膨胀做功后,被抽出对外供热,称为供热汽流;另一部分经过低压配汽系统后继续在汽轮机低压部分做功,直至

排入凝汽器,称为凝汽汽流^[12]。在给定主汽流量下,随着抽汽量的增加,低压级的流量减小,汽轮机输出的电功率减小(如图 2 中 AB 段所示)。当机组为 TMCR 工况进汽量时,机组的发电功率为当前抽汽流量下的最大出力。机组供热运行时需保证低压缸叶片有足够的冷却流量,当汽轮机排汽量降低至机组的最小排汽流量时,机组达到该主汽流量下的最大抽汽工况,此时只有少部分蒸汽进入汽轮机低压缸满足冷却和安全的需要,主蒸汽流量不能再继续减少,发电功率也不能继续减小,机组的发电功率为当前抽汽流量下的最小出力(如图 2 中 BC 段所示)。

对于某供热功率 h ,根据 TMCR 工况进汽量和最小排汽量可分别得到该供热负荷下机组的最大出力 P_E 和最小出力 P_F ,从而该热负荷下,机组的调峰范围即为 $P_E \sim P_F$ 。可看到,供热功率越大,机组的调峰范围越小,达到最大供热功率时,机组不具备调峰能力。机组的调峰范围可描述为:

$$\max\{P_{\min}, P_{\min} + C_m(h - h_c)\} \leq P \leq P_{\max} - C_v h \quad (1)$$

1.2 配置太阳能蓄热后机组运行特性

机组配置蓄热后,设蓄热系统最大放热功率为 P_{fr} ,则对于某供热功率 h ,将增加至 $h + P_{fr}$,从而整个运行特性向右平移,而与之对应的该工况下最大、最小出力也将随之改变,这样机组的运行区间就由图 2 中的 ABCDA 变为 AGHIDA,如图 3 所示。可看到,对于某供热功率 h ,该工况下的最大、最小出力分别由 P_E 变为 P_J , P_F 变为 P_K ,相当于机组的调峰范围由未配置蓄热的 $P_E \sim P_F$ 扩大到配置蓄热后的 $P_J \sim P_K$,机组的调峰能力增强,由此所致的供热功率不足的部分则通过蓄热系统得到补足。从理论上说,在特殊情况下,当机组的蓄热容量和放热功率均足够大时,亦可实现启停调峰,此时供热所承担的供热负荷全部由蓄热系统提供。机组的调峰范围可描述为:

$$\begin{aligned} \max\{P_{\min}, P_{\min} + C_m(h - h_c - P_{fr})\} \leq \\ P \leq \min\{P_{\max} - C_v(h - P_{fr}), P_{\max}\} \end{aligned} \quad (2)$$

此外,由于 C_m 通常大于 C_v (前者约为后者的 2 倍),而高峰时段和低谷时段的持续时间相近,故而将蓄热系统的蓄热量 Q 用于夜晚低谷时段的向下调峰获得的调峰容量更高。另一方面,将蓄热量用

于夜晚增加下调峰容量能有效降低机组的最小出力,从而降低供电基荷,有利于电网的调度。当考虑上网峰谷分时电价时,将蓄热量用于夜晚增加下调峰容量减少夜间发电,降低夜间燃料消耗,并转而在白天高峰发电,也符合电厂的运营收益。

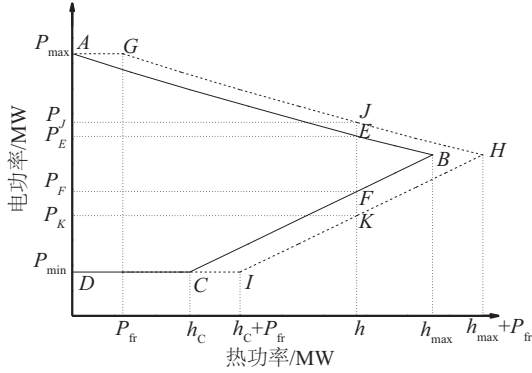


图3 含蓄热的太阳能辅助供热机组运行特性

Fig. 3 Diagram of operation characteristic of solar-aided CHP unit with thermal storage

2 蓄热系统的运行策略及调峰能力分析

2.1 运行策略

在供热期内,假设天气情况理想,机组只承担采暖负荷,由于采暖负荷日内变化较小,故假设各时段采暖负荷日内保持恒定不变^[9]。太阳能蓄热系统在日间进行蓄热,并优先考虑满足夜间放热需求,根据气象条件和蓄热系统蓄热量判定是否在负荷高峰时段适当供热以提高系统最大出力。假设蓄热系统最大蓄、放热功率分别为 P_{xr} 、 P_{fr} ,太阳能集热场输出功率 P_{solar} ,系统当前的蓄热量为 Q ,蓄热系统设计蓄热容量为 Q_{design} ,夜间低谷持续时间为 T 。根据上述变量的相互关系,蓄热系统可采用不同运行策略。

2.1.1 日间蓄热

根据集热场输出功率 P_{solar} 、最大蓄热功率 P_{xr} 、系统当前蓄热量 Q 的关系,可分为以下各种工况。

$$1) P_{solar} \leq P_{xr}$$

该时段内蓄热量为:

$$Q_{xr1} = \min \left\{ \int P_{solar} dt, Q_{design} - Q \right\} \quad (3)$$

若 $Q_{xr1} = \int P_{solar} dt$, 则蓄热系统剩余容量充足,

集热场得热全部用于蓄热,对系统的直接放热量 $Q_{fr1} = 0$,由此带来的调峰容量增量为零。若 $Q_{xr1} = Q_{design} - Q$,则蓄热系统剩余容量不足,蓄热系统蓄满后,集热场得热直接用于取代部分采暖抽汽,其值为 $Q_{fr1} = \int P_{solar} dt - (Q_{design} - Q)$,上调峰容量增量为 $P_u = C_v P_{solar}$ 。

$$2) P_{solar} > P_{xr}$$

该时段内蓄热量为:

$$Q_{xr2} = \min \left\{ \int P_{solar} dt, Q_{design} - Q \right\} \quad (4)$$

若 $Q_{xr2} = \int P_{solar} dt$,则蓄热系统剩余容量充足,蓄热系统以最大蓄热功率 P_{xr} 进行蓄热,对系统的直接放热量 $Q_{fr2} = \int (P_{solar} - P_{xr}) dt$,由此带来的上调峰容量增量为 $P_u = C_v (P_{solar} - P_{xr})$ 。若 $Q_{xr2} = Q_{design} - Q$,则蓄热系统剩余容量不足,蓄热系统蓄满前,对系统的直接放热量 $Q_{fr2} = \int (P_{solar} - P_{xr}) dt$ 由此带来的上调峰容量增量为 $P_u = C_v (P_{solar} - P_{xr})$;蓄热系统蓄满后,对系统的直接放热量 $Q_{fr2} = \int P_{solar} dt$,由此带来的上调峰容量增量为 $P_u = C_v P_{solar}$ 。

2.1.2 夜间放热

当前蓄热量为 Q ,最大放热功率为 P_{fr} ,夜间低谷持续时间为 T ,若 $Q < P_{fr} T$,蓄热系统夜间均匀放热,放热功率为 Q/T ;若 $Q \geq P_{fr} T$,蓄热系统夜间放热功率为 P_{fr} 。当热负荷降至 h_c 时,机组降至带热负荷所允许的最小出力,从而可取代的热功率上限为 $h - h_c$ 。综上所述,可供蓄热系统取代的热功率为 $\min \{h - h_c, Q/T, P_{fr}\}$ 。由此带来的下调峰增量为 $P_d = C_m \min \{h - h_c, Q/T, P_{fr}\}$ 。当 $Q = P_{fr} T$,且 $P_{fr} \leq h - h_c$ 时,蓄热量恰好可使蓄热系统在低谷时段内维持最大放热功率,下调峰容量增量为 $P_d = C_m P_{fr}$ 。

2.2 影响因素分析

根据前述分析,机组的调峰容量增量与下述因素有关:

1) 太阳能集热场输出功率 P_{solar} : P_{solar} 越大,蓄热系统能量供给越充足,超过蓄热能力的部分所能提高的上调峰容量越大,蓄热量达到设计值 Q_{design} 后集热场输出功率全部用于提高上调峰容量。

2) 蓄热系统最大蓄、放热功率 P_{xr} 和 P_{fr} : P_{xr} 越

大,单位时间内蓄热量越大,能在更短时间内使蓄热系统达到设计蓄热量 Q_{design} ;蓄热量充足的情况下 $Q \geq P_{\text{fr}}T$,在 $[0, h-h_c]$ 范围内, P_{fr} 越大,夜间低谷时段获得的下调峰容量越大。

3)机组参数 P_{max} 、 P_{min} 、 C_v 、 C_m 、 h_c : P_{max} 和 P_{min} 对机组的调峰范围上下限作出约束,与调峰容量增量关系不大。当 P_{solar} 、 P_{xr} 和 P_{fr} 一定, C_v 与 C_m 越大,相应获得的上、下调峰增量越大。机组热负荷 h 与机组降至最小出力时的供热功率 h_c 之差,决定了可供取代的最大热功率,对 P_{fr} 的最大值作出约束。

4)蓄热系统设计容量 Q_{design} ,要保证机组在整个夜间低谷时段内都获得持续稳定的下调峰容量增量,蓄热系统不但要有足够的放热功率,还要有充足容量。

3 算例分析

3.1 机组调峰范围计算

选取中国北方地区某典型 330 MW 供热机组进行计算,机组型号为 C330-16.7/0.4/538/538/。通过建立数学模型,对机组基准工况和变工况进行计算。首先,选取基准工况,进行设计计算,确定各级组通流量、抽汽系数、汽轮机的进汽量等;然后,引入扰动参数,进行初步计算;最后,根据机组达到当前工况下最大、最小发电功率的条件,计算机组调峰的上下限,从而得到机组的调峰范围。

为验证计算的准确性,分别选用铭牌进汽量额定抽汽工况和铭牌进汽量最大抽汽工况之一作为基准工况,计算另一工况,比较计算值与已知值的误差,结果如表 1 所示。

表 1 调峰范围计算误差
Table 1 The calculation error of peak regulation margin

抽汽流量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$		调峰上下限	计算值/MW	设计值/MW	误差
基准工况	计算工况				
370	550	上限	267.9365	266.730	0.004523
		下限	241.3865	244.100	-0.011120
550	370	上限	295.9614	296.084	-0.000410
		下限	190.9594	188.424	0.013456

由表 1 可知,二者吻合较好。基于上述模型,根据工况图划分,选取抽汽流量 0、100、200、300、400、500、600、613 t/h 为计算工况,计算机组在不同工况下的调峰上下限。计算计算结果列于表 2,调峰范围如图 4 所示。

表 2 供热机组调峰范围
Table 2 Peak regulation margin of CHP unit

抽汽流量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	供热功率/ MW	最大出力/ MW	最小出力/ MW
613	430.20	259.33	259.33
600	420.68	261.86	255.18
500	350.56	275.43	227.30
400	280.45	291.40	199.48
300	210.34	307.48	171.27
200	140.23	323.83	143.34
100	70.11	341.20	143.34
0	0	359.57	143.34

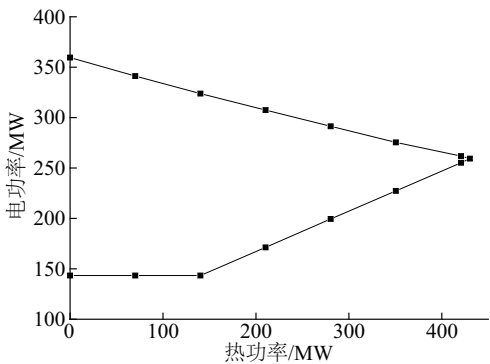


图 4 供热机组调峰范围
Fig. 4 Peak regulation margin of CHP unit

3.2 配置蓄热后机组运行特性

对上述 330 MW 供热机组配置太阳能蓄热装置后的调峰能力进行分析。配置蓄热前该机组的运行特性如图 5 所示。若机组只承担采暖负荷,由于采暖负荷日内变化较小,故假设各时段采暖负荷日内保持恒定不变。根据文献[13]中规定的供热机

组供暖中期最小运行方式规定,在保证供热的条件下,机组最小出力为设计容量的 70%(即 231 MW),根据图 5 可得,机组承担的热负荷功率约为 359.76 MW,与之对应的最大电出力为 273.57 MW,从而可知该机组日内调峰容量为 42.57 MW,约为额定容量的 12.9%。

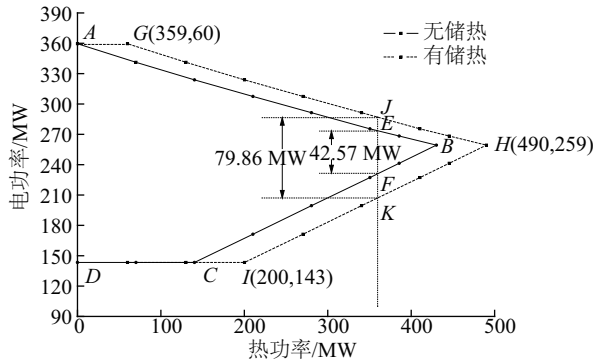


图5 含蓄热的太阳能辅助供热机组运行特性

Fig. 5 Diagram of operation characteristic of solar-aided CHP unit with thermal storage

取蓄热系统的最大蓄、放热功率为 60 MW,为满足夜间低谷 8 h 的放热需求,蓄热系统总容量 480 MWh^[14]。以新疆某地区年 DNI 数据为计算依据,根据第 1 节所述设计原则,集热场面积为 141300 m²,供暖期内 20% 时间可保证蓄热系统蓄满容量。理想情况下,机组运行特性如图 5 虚线所示。配置蓄热后,机组的运行区间扩大,在给定热负荷下,机组的调峰能力增强,最小电出力为 207.15 MW,最大电出力为 287.01 MW,机组日内调峰容量为 79.86 MW,约为额定容量的 24.2%,较配置蓄热前,机组调峰能力增加了 87.6%。

3.3 考虑太阳能不确定性后的机组运行特性

3.3.1 日间蓄热特性

实际运行中,天气情况较为多变。选取前述新疆地区供暖中期某天气情况理想的典型日内,北京时间 09:00~20:00 的 DNI 数据及太阳能集热场的输出功率 P_{solar} 。 P_{solar} 分别列于表 3(假设 1 h 内的 DNI 数据不变,该 DNI 数据代表随后 1 h 内的辐照情况)。当地的用电高峰时段为北京时间 09:00~12:00,18:00~23:00,低谷时段为北京时间 23:00~07:00,其余时段非低谷。

表3 DNI数据及集热场输出功率

Table 3 DNI and the regarding solar field output

北京时间	DNI/W·m ⁻²	集热场输出功率/MW
09:00	0	0
10:00	709	36.491
11:00	861	75.704
12:00	928	75.763
13:00	964	73.078
14:00	1039	74.924
15:00	1042	74.613
16:00	1033	77.015
17:00	954	76.288
18:00	900	77.776
19:00	796	54.115
20:00	0	0

根据前述运行策略,10:00~11:00, $P_{\text{solar}} \leq P_{\text{sr}}$,不放热,该时段蓄热 36.491 MWh。11:00~18:00, $P_{\text{solar}} > P_{\text{sr}}$,在蓄热的同时,超出最大蓄热功率的输出部分直接用于放热,以取代部分采暖抽汽。该时段内蓄热 420 MWh,直接放热 107.385 MWh,此时蓄热系统累计蓄热达到 456.491 MWh。根据所选 330 MW 机组的抽汽参数,该时段内通过太阳能集热场放热累计减少的采暖抽汽量为 153.16 t。18:00~19:00, $P_{\text{solar}} > P_{\text{sr}}$,但蓄热系统剩余容量不足,仅为 23.509 MWh,超过剩余容量的热量直接取代采暖抽汽。该时段内蓄热 23.509 MWh,直接放热 54.267 MWh,蓄热系统达到设计蓄热量 480 MWh,累计放热 161.652 MWh。该时段内通过太阳能集热场放热减少的采暖抽汽量为 77.40 t,累计减少的采暖抽汽量达到 230.56 t。19:00~20:00, $P_{\text{solar}} \leq P_{\text{sr}}$,此时蓄热系统已到设计蓄热量 Q_{design} ,不再进行蓄热,集热场输出的热量全部用于取代采暖抽汽,放热功率为 P_{solar} 。该时段内未新增蓄热,直接放热 54.115 MWh,蓄热系统维持设计蓄热量 480 MWh,累计放热 215.767 MWh。该时段内通过太阳能集热场直接放热减少的采暖抽汽量为 77.18 t,累计减少的采暖抽汽量达到 307.74 t。上述蓄热过程如图 6 所示。该时段内,10:00~12:00、18:00~20:00 为高峰时段,超过蓄热系统蓄热能力的部分用以增加机组调峰容量,提高最大出力。12:00~18:00 为非低谷时段,应维持机组出力,超过

蓄热系统蓄热能力的部分用以降低主汽流量减少燃料消耗。

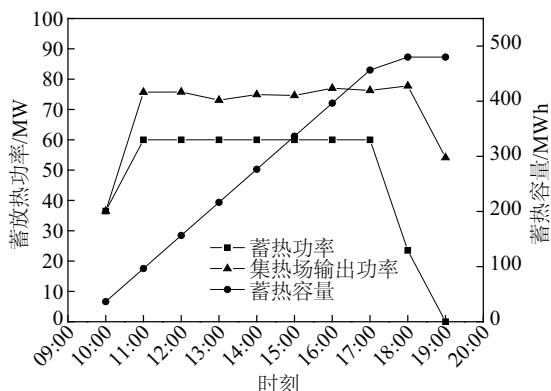


图6 蓄热过程

Fig. 6 Process of thermal storage

3.3.2 夜间放热特性

根据 3.3.1 节所述的蓄热系统日间运行情况,蓄热系统日间蓄热量等于设计蓄热量,即 $Q = Q_{\text{design}}$, 其值为 480 MWh, 恰好满足夜间 23:00~07:00 之间以最大放热功率 P_{fr} (60 MW) 持续放热。此时, 供热机组运行特性右移, 变为图 5 虚线所示的 AGHIDA。通过蓄热系统放热, 机组获得了 $C_m P_{\text{fr}}$ 的下调峰空间, 当供电负荷允许的情况下, 机组可将最小出力下调 $C_m P_{\text{fr}}$, 以实现一定程度的热电解耦, 减少为满足供暖需求而额外增加的电出力, 提高机组经济性, 同时也能降低地区电网的基荷, 改善调峰机组的运行状态, 并且增加了风电等新能源发电的上网空间。该时段内未新增蓄热, 太阳能集热场亦未放热, 蓄热系统以最大放热能力 60 MW 释放全部蓄热量 480 MWh, 通过蓄热系统减少的采暖抽汽量为 684.61 t, 昼夜累计减少的采暖抽汽量达到 992.35 t。

3.3.3 运行周期内调峰能力分析

依据前述供暖中期火电厂最小运行方式所得出的最小电出力和供暖热负荷功率, 设其为低谷时段下的机组运行状态, 即电功率 231 MW, 热功率 359.76 MW。根据前文采暖负荷日内不变的假设, 与之对应的日内最大电出力为 273.57 MW, 以此为高峰时段机组输出的电功率。由此可得供热机组未引入太阳能蓄热系统的调峰范围, 如图 7 虚线所示。当考虑太阳能日内变化时, 根据 3.3.1 节和 3.3.2 节所述运行特性, 机组的调峰范围如图 7 实线

所示。可见, 机组的夜间低谷时段调峰容量得到大幅增加, 特别是下调峰能力提高较大, 从而允许机组在夜间降低为保证供暖而提高的强迫出力, 降低了电网基荷。另一方面, 根据 2.1 节所述运行策略, 日间超出蓄热能力的集热场得热可直接取代采暖抽汽, 增加机组调峰能力, 特别是某些高峰时段的上调峰能力, 以更好应对高峰时段的调峰压力。

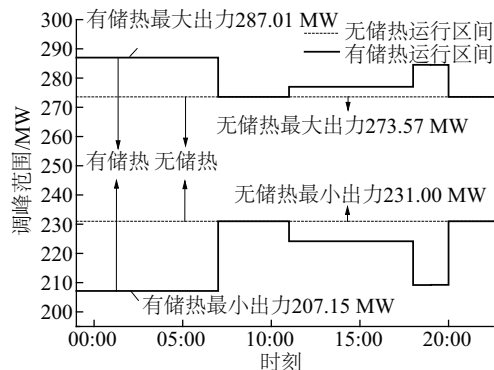


图7 配置太阳能蓄热后的调峰范围

Fig. 7 Peak regulation margin of CHP unit with solar thermal storage

同一机组若采用常规蓄热方案达到相近夜间调峰效果, 由于机组在日间非峰谷时段内增加热功率进行蓄热, 该时段的调峰能力会进一步减弱, 调峰范围如图 8 所示。

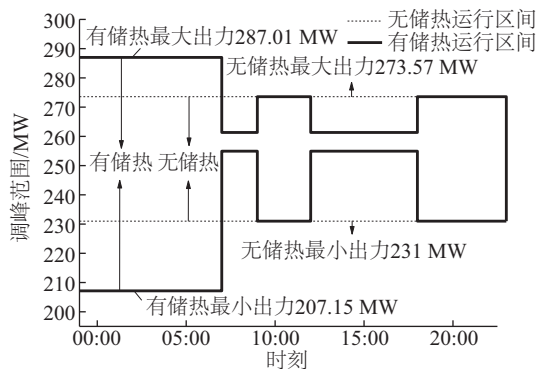


图8 配置常规蓄热的调峰范围

Fig. 8 Peak regulation margin of CHP unit with ordinary thermal storage

不同于常规蓄热方案牺牲日内蓄热时段调峰能力以提高夜间调峰容量的运行方式, 供热机组配置太阳能蓄热方案在全时段内调峰能力未下降, 保证了日间机组对负荷变化的应对能力, 同时夜间调峰容量大幅增加, 特别是下调峰容量显著增加, 为夜间的风电等可再生能源提供了相应的上网空间,

能有效避免“弃风”等能源浪费现象。

4 结 论

本文提出太阳能辅助供热机组集成方案,制定系统运行策略,并分析机组的调峰能力,在此基础上以某 330 MW 供热机组为例进行算例分析,得出以下结论:

1)配置蓄热可明显提高中国北方地区供热机组的调峰能力,以供热中期热负荷为例,配置蓄热可使算例中的 330 MW 机组调峰容量由额定容量的 12.9%提高到 24.2%,增幅达 87.6%,效果显著。

2)在考虑日内太阳能不确定性的条件下,根据本文提出的运行策略,配置太阳能蓄热的供热机组一昼夜累计减少的采暖抽汽量可达 992.35 t。

3)不同于常规蓄热方案,配置太阳能蓄热方案在全时段内调峰能力没有下降,保证了日间机组对负荷变化的应对能力,同时夜间调峰容量大幅增加,特别是下调峰容量显著增加,从而降低地区电网的基荷,改善调峰机组的运行状态,为风电等可再生能源提供上网空间,有效避免“弃风”等能源浪费现象。

4)通过引入蓄热系统,在稳定太阳能输出的同时,将太阳能于夜间释放,不但增加了机组下调峰能力,而且降低了太阳能的间歇性对系统造成的扰动,使系统运行更为稳定,是一种有效的太阳能利用方式。非供暖期内,机组为纯凝发电,根据已有案例,太阳能集热场的投资可在此期间回收^[15],由于供热机组本身的变工况计算较为复杂,受篇幅所限,对于太阳能辅助供热机组的经济性核算将在今后的工作中进一步展开。

[参考文献]

- [1] 徐 彤,周 云,王新雷. 300 MW 级热电联产机组调峰能力研究[J]. 中国电力, 2014, 47(9): 35—41.
- [1] Xu Tong, Zhou Yun, Wang Xinlei. Research on peak regulation capability of 300 MW combined heat and power plant[J]. Electric Power, 2014, 47(9): 35—41.
- [2] 张 冲,胡林献,胡 佳. 热电机组比重及热负荷对风电消纳率影响的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, (23): 120—125.
- [2] Zhang Chong, Hu Linxian, Hu Jia. Research on the impact of the proportion of thermal power generating units and heat load on the wind power accommodation rate[J]. Power System Protection and Control, 2013, (23): 120—125.
- [3] Nuytten T, Claessens B, Paredis K, et al. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating[J]. Applied Energy, 2013, 104(4): 583—591.
- [4] Streckienė 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.
- [5] Wang H, Yin W, Abdollahi E, et al. Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage[J]. Applied Energy, 2015, 159(1): 401—421.
- [6] Verda V, Colella F. Primary energy savings through thermal storage in district heating networks[J]. Energy, 2011, 36(7): 4278—4286.
- [7] Haeseldonckx D, Peeters L, Helsen L, et al. The impact of thermal storage on the operational behaviour of residential CHP facilities and the overall CO emissions[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2007, 11(6): 1227—1243.
- [8] 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.
- [8] Zhang Dianjun, Wen Zuoxiang. Application of hot water heater in district heating system[J]. District Heating, 2005, (6): 13—16.
- [9] 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, (11): 34—41.
- [9] 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, (11): 34—41.
- [10] Zeljko B, Damir K. Improvement of the cogeneration plant economy by using heat accumulator[J]. Energy, 2006, 31(13): 2285—2292.
- [11] 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]. Copenhagen: Technical University of Denmark, 2009.
- [12] 黄树红. 汽轮机原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [12] Huang Shuhong. Principles of steam turbine[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008.

- [13] 国家电力监管委员会东北监管局. 东北电网火电厂最小运行方式(2010)[R]. 沈阳: 国家电力监管委员会东北监管局, 2010.
- [13] Northeast China Regulatory Bureau of National Electricity Administration. Minimum operation mode of northeast power grid thermal power plant [R]. Shenyang: Northeast China Regulatory Bureau of National Electricity Administration, 2010.
- [14] 李 玲. 热电厂蓄热消纳风电的经济性与调峰定价研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2015.
- [14] Li Ling. Research on economics of accommodating wind power by CHP based on heat accumulator and peak regulation pricing [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2015.
- [15] 毛 剑. 太阳能辅助燃煤机组发电系统性能研究及技术经济评价[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
- [15] Mao Jian. Research on economic analysis and thermal character of the solar supported coal-fired electric generation system [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015.

PEAK REGULATION PERFORMANCE ANALYSIS OF A SOLAR AIDED CHP UNIT WITH THERMAL STORAGE DURING HEATING PERIOD

Hou Hongjuan, Zheng Tianshuai

(National Thermal Power Engineering & Technology Research Center, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: A parabolic trough solar aided CHP unit with thermal storage system was modeled based on the first law of thermodynamics and the law of conservation of mass. The operation mechanism was discussed and the peak regulation performance has been analyzed. Then a 330 MW CHP unit is analyzed. The results showed that solar aided CHP unit with thermal storage could increase the peak regulation capacity during off-peak period substantially, especially the lower boundary, which allows the minimum power output of the unit reduce effectively.

Keywords: solar energy; heat storage; cogeneration plants; peak regulation