

降低 660MW 超超临界机组购网电量

张 凯

(淮北申皖发电有限公司, 安徽 淮北 235000)

摘 要 购网电量是发电厂为发电生产需要向电网购入的电量。一般指机组解列停运期间, 机组剩余运行系统从电网购入的电量。由于购网电价与上网电价差距很大, 将直接导致电力企业生产费用额外增加一部分。面对当前火电厂机组年度可利用小时数逐年偏低的生存形势, 如何有效降低停运机组购网电量, 将成为电力企业节能降耗的又一举措。

关键词 降低购网电量 节能降耗 机组停运

中图分类号: TM62

文献标识码: A

文章编号: 1007-0745(2021)02-0014-02

淮北申皖发电有限公司(下文简称平山一期)为两台 660MW 超超临界机组, 发变组单元接线, 发电机出口配置 GCB 开关, 经主变升压后接入厂内 500kV 升压站, 2016 年转入商业运行。淮北申能发电有限公司(下文简称平山二期)新建一台 1350MW 机组, 预计 2021 年转入商业运行。平山二期在原一期 500kV 升压站扩建一个不完整串, 其主变升压后接入; 平山电厂 500kV 升压站扩建后, 主接线仍为 3/2 接线, 分别为一期两个完整串和二期一个不完整串; 平山一、二期三台发电机共用两条出线, 将电送至 7 公里外的濉溪。

1 购网电量组成及影响

由于平山一期上网电量由华东电网结算, 平山二期上网电量由安徽省网结算, 为确保平山一、二期上网电量结算准确便捷, 自 2020 年 5 月 1 日起华东电网要求平山一期上网电量由两条出线侧结算改为两台主变高压侧结算。平山一期未配置启备变, 机组停运后需通过自身主变将电倒送至机组侧, 上网电量结算方式变更后, 机组停役时会产生购网电量。结合 2018 年、2019 年两台机组停运期间机组耗电量分别为 700.79 万度和 721.59 万度, 按购网电价约 0.9 元/度, 照此推算则后续每年机组停运期间将会产生约 630 万元购网电量费用。如果能有效降低机组停运期间购网电量, 则可为公司经营目标减缓一定压力。^[1]

根据系统运行方式可知, 购网电量主要由三部分组成:

1. 变压器自身损耗电量;
2. 停运机组自身剩余系统耗电量;
3. 停运机组所带外委负荷耗电量。

变压器自身损耗, 主要为空载损耗, 该值固定不变无优化空间。因此如降低购网电量, 只有通过改善停运机组厂用电运行方式, 转移停运机组剩余负荷才可实现。

2 停运机组厂用电运行方式优化

平山一期每台机组各配置两条 10kV 厂用母线, 命名为: 10kV 厂用 1A 段、10kV 厂用 1B 段、10kV 厂用 2A 段、10kV 厂用 2B 段, 用于主机设备供电。正常运行时 1 号高厂变带 10kV 厂用 1A 段、10kV 厂用 1B 段, 2 号高厂变带 10kV 厂用 2A 段、10kV 厂用 2B 段, 两台机组 10kV 厂用 A/B 段间设置联络电缆(未设计启备变)。某台主变/高厂

变检修时, 其对应的 10kV 厂用段通过邻机的 10kV 联络电缆供电。另外设置两条 10kV 公用段, 命名为: 10kV 公用 1 段、10kV 公用 2 段, 对外委公用设备供电。10kV 公用 1 段由 10kV 厂用 1A 段供电, 10kV 公用 2 段由 10kV 厂用 2A 段供电。

根据平山一期电气接线方式, 如果机组停运直接将 10kV 厂用 A、B 两段切至临机供电, 此时购网电量最低(仅剩停运机组主变空载损耗)。但此种运行方式会造成运行机组快切闭锁, 10kV 厂用段备用电源失去, 一旦运行机组主变或高厂变故障, 将直接造成厂用电全失, 因此只能放弃此种运行方式。为此, 平山一期考虑是否可以采用“切换一段、保留一段”的运行方式。平山一期吸风机、送风机、一次风机为单台布置, 均布置在 10kV 厂用 B 分支, 外围公用负荷布置在 10kV 厂用 A 分支, 结合上述情况, 我们机组停运后切换 10kV 厂用 A 段或 B 段对运行机组的影响进行了分析。以 1 号机组运行, 2 号机组解列为例:

(1) 10kV 厂用 2A 段切至 1 号高厂变, 10kV 厂用 2B 段保留 2 号高厂变供电:

若 1 号高厂变故障, 则 10kV 厂用 1A、2A 段失电; 但 10kV 厂用 1B 段可通过快切切至 10kV 厂用 2B 段供电, 风烟系统可保持继续运行, 1 号机组存在继续运行的可能性。另外, 2 号机组所带公用负荷已随 10kV 厂用 2A 段切至 1 号高厂变供电, 购网电量骤降。^[2]

(2) 10kV 厂用 2B 段切至 1 号高厂变, 10kV 厂用 2A 段保留 2 号高厂变供电:

若 1 号高厂变故障, 则 1 号机组直接 MFT, 无挽救可能。另外, 2 号机组所带公用负荷仍由 2 号高厂变供电, 仍将产生大量购网电量。

根据上述分析, 决定机组停运后将其 10kV 厂用 A 段通过联络线切至临机高厂变供电, 10kV 厂用 B 段保留原运行方式。

3 停运机组剩余负荷转移

停运机组剩余负荷主要为两部分: 机组自身剩余负荷和机组所带外委公用系统负荷。

3.1 机组自身剩余负荷转移

机组解列后, 10kV 厂用 A 段通过联络线切至临机高厂变供电后, 停运其 10kV 厂用 B 段供电运行辅机, 启动 10kV 厂用 A 段供电辅机。另外, 逐步停运部分空载或轻载干式变, 如拉停一台锅炉变、除尘变、照明变、检修变、厂前区变, 将其母线改为联络开关供电, 以节省上述干式变的空载损耗。

3.2 外委公用系统负荷转移

按照上述方式, 停运机组大部分负荷已通过 10kV 厂用 A 分支联络线切至临机高厂变供电。但为减小 10kV 厂用 A 分支联络线供电电压, 平山一期将输煤、化学、除灰、脱硫区域双电源 MCC 系统的电源运行方式, 更改为以运行机组供电电源为主用, 停运机组供电电源为备用。同时要求上述外围系统设备启动, 优先使用运行机组供电设备, 只有当该设备因缺陷或检修无法继续运行时再切换。

4 运行方式改变后的注意事项

厂用电运行方式变更后, 临机高厂变负荷将上升, 为保障运行机组安全稳定, 以及突发事故情况时运行人员能够可靠处理, 对相关注意事项总结如下。

1. 监视运行机组高厂变的运行参数不超限:

(1) 顶层油温最高不允许超过 90℃, 温升最高不允许超过 50℃。

(2) 绕组温度最高不允许超过 100℃, 温升最高不允许超过 60℃。

(3) 高厂变的高压侧电流不应超过额定值 1817.7A, 最高不允许超过 1900A。

(4) 高厂变的低压侧分支电流不应超过额定值 2089.5A, 最高不允许超过 2180A。

(5) 10kV 备用电源回路电流不应超过 1000A, 最高不允许超过 1250A。

2. 禁止 10kV 厂用 1A、2A 段母线内两台及以上高压大功率电机同时启动, 大功率电机启动前应提前汇报值长, 启动 10kV 大功率电机间隔不小于 5 分钟。大功率电机启动前, 若发现 10kV 厂用 1A、2A 段母线电压偏低, 当班值长可向调度申请短时退出运行机组 AVC。在 500kV 电压不越上限的前提下, 通过对运行发电机增磁来提高发电机机端电压。^[3]

3. 避免运行机组高厂变高压侧过负荷、低压侧 A 分支过流情况的出现。当班值长应控制辅机运行方式, 尤其公用系统辅机, 避免出现高厂变低压侧 A 分支过流。当发现高厂变低压侧 A 分支有过流倾向时, 应设法调整运行方式。

4. 加强对运行机组主变及高厂变的运行中的检查, 运行机组高厂变负荷达到额定负荷 69% (高压侧电流约 1250A) 时, 检查其“自动”位冷却风扇自启。若遇到过热天气或机组过负荷工况, 当“自动”位冷却器已经自启后, 变压器温度仍然上涨, 可将处于备用的冷却风扇手动开启。^[4]

5. 加强对 500kV 系统、运行机组主变及高厂变保护装置的巡视, 当 500kV 系统、运行机组主变及高厂变保护装置出现任何异常报警及时汇报部门专业管理人员, 通知设备部电气专业人员立即赶往现场, 做相应处理。

6. 加强对 10kV 厂用 1A/2A 段厂联线电缆头的检查, 确保此特殊运行方式期间无任何放电现象。

7. 停运机组 10kV 厂用 A 段切至运行机组供电前, 试启两台机组柴油发电机一次, 确认柴发可以正常备用。加强对两台机组保安电源系统、直流系统、UPS 等重要设备的巡检监视, 确保运行机组保安电源系统、直流系统、UPS 系统运行正常。

8. 特殊运行方式期间, 运行机组主变及高厂变跳闸, 检查其 10kV 厂用 B 段自动切至临机供电, 检查跳闸机组 400V 保安 B 段运行正常。检查 10kV 厂用 1A、2A 段、10kV 公用 1 段、2 段母线失压, 400V 保安 1A、2A 段母线失压, #1、#2 柴发启动正常, 带载 400V 保安 1A、2A 段母线。10kV 厂用 1(2)A 段恢复供电后, 应优先恢复 10kV 公用 1(2) 段、电动消防泵、燃油泵负荷。^[5-6]

9. 特殊运行方式期间运行机组主变及高厂变跳闸, 若其 10kV 厂用 B 段未切换至临机供电, 按《防止全厂停电事故措施及事故处理预案》处理。

5 结论

优化前, 平山一期机组停运初期(前4天)购网电量最大, 随着停运时间推移一般会从日购网约 15 万度逐步递减至 5 到 6 万度, 并保持稳定; 优化后, 停运机组日购网约 1 万度(变压器日空载损耗 0.7 万度), 较优化前每日可降低约 5 万度购网电。依照平均购网电价 0.9 元/度计算, 则机组停运期间每天可节省约 4.5 万元的购网电费。

参考文献:

- [1] 赵文博. 基于动态规划法地级电力企业购网电量的分配[D]. 华北电力大学(北京), 2005.
- [2] 魏珍. 发购电峰谷平比例界值对购网电量合理性的探讨[J]. 华北电力技术, 1999(01):47-49.
- [3] 陈琳, 李伟. 淮北“十一五”购网电量年增 13.56%[N]. 中国电力报, 2011-01-14(003).
- [4] 杨大为, 谢少洲, 杨富强. 2×300MW 机组节省网购电量改造及效果[J]. 科技情报开发与经济, 2010, 20(19):204-206.
- [5] 凡利达. 庐江供电上半年完成购网电量 3.6 亿千瓦时[N]. 中国工业报, 2009-08-05(A03).
- [6] 王贤志, 陈绍梅. 芜湖购网电量连续四年两位数增长[N]. 国家电网报, 2007-01-09(002).