

区域电网水火电系统短期协调控制方法及应用实践

申建建¹, 陆建宇², 吴慧军¹, 程 雄³, 程春田¹

(1. 大连理工大学 水电与水信息研究所, 辽宁 大连 116024; 2. 国家电网华东电力调控分中心, 上海 200122;
3. 三峡大学 水利与环境学院, 湖北 宜昌 443000)

摘要: 以我国水电主要受端华东电网为背景, 提出了特高压直流水电和区内多电源混联的水火电系统短期协调控制方法, 以多电网调峰为优化目标, 耦合逐次关联搜索、改进切负荷以及直流水电网间协调分配方法和抽水蓄能电站状态交替搜索方法, 优化水电、火电、直流联络线和抽蓄电站等电源出力, 并以峰荷差异合理分配网间受电, 满足多个省网调峰要求。所提方法已集成到华东网调水火电协调优化系统, 并通过华东电网某年实际调度数据验证了方法的可行性和实用性。

关键词: 水火电; 协调调度; 短期; 区域电网; 网省两级

中图分类号: TM 734

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.10.021

0 引言

大规模特高压直流水电输送给我国受端区域电网省两级协调运行带来极大挑战, 在协调优化理论和应用系统实用性、易用性、智能化等方面提出了更高要求^[1-3]。华东电网作为中国最大区域电网以及特高压直流水电输送的主要受端, 其发电调度和管理尤为复杂^[4-6], 涉及区外特高压直流水电和区内电源在多个电网间的协调优化, 以及复杂的计划编制流程, 导致传统的经验调度方式和计划编制工具很难满足目前的工程实际要求^[7-8], 迫切需要实用的网省两级协调方法和系统实现技术以指导各类电源和大规模区外直流联络线科学、高效地运行。

华东电网网内包含了水电、火电、核电、风电等多种电源, 也包括我国最大规模的抽水蓄能电站(简称抽蓄电站)群, 以及 6 条跨区特高压直流联络线, 在实际运行中这些电源与区外大规模直流水电需要通过网省协调共同满足华东 5 个省(市)级电网的用电负荷需求。华东电网网省两级协调极大不同于单一的省级电网^[9-10], 也有别于其他区域电网, 具有其明显的特点, 表现在电源结构复杂、省(市)间负荷特性差异大、跨区受电规模大等方面, 给电网的调度和管理运行带来很大难题, 主要包括以下 2 个方面。

(1) 更加复杂的调峰问题: 华东全网目前最大峰谷差已经超过了 69 300 MW, 超过全网负荷的 30%, 但优质调峰电源比重不足 10%, 需要通过跨省互联电力平台协调优质电源在省际间的电力分配, 以同时响应多个省(市)级电网差异极大的峰值负荷

需求, 例如网调直接管理的 2 座水电站、6 座火电站、4 座抽蓄电站、2 座核电站, 以及 6 条区外直流联络线均承担多电网送电调峰任务。

(2) 大规模特高压直流水电的输送方式问题: 目前的“直线”或者“反调峰”输送计划大幅增加了低谷馈入电力, 未能有效发挥西南巨型水电站群对华东电网的负荷调节作用, 反而加剧了受端调峰压力, 随着华东电网消纳区外来电突破 126.5 TW·h(2015 年), 特高压直流水电已成为影响华东电网调度运行的重要外部电源。

在这样的背景下, 如何利用区域电网内多个省级电网间负荷特性差异、电源间互剂特点, 进行区外大规模直流水电与区内各种类型电站的有效协调, 确定科学合理的直流输送计划和发电运行计划, 及其在多个省级电网间的电力分配过程, 对于提升大规模区外水电的负荷调节作用, 缓解受端电网严峻调峰压力, 是非常关键和重要的。

笔者已针对华东电网网省两级协调面临的关键理论和技术问题深入研究, 并在区域电网直调电厂发电调度方面取得一些初步的理论和应用成果^[11-12]。本文在此基础上, 进一步考虑跨区直流联络线, 结合最新的电网实际运行需求和资料, 总结提出了适用于区域电网的特高压直流水电和区内多电源混联的水火电系统短期协调控制方法, 细述了最新发明的特高压直流水电多电网协调分配方法和抽蓄电站状态交替搜索方法, 简要介绍了笔者团队研发的区域电网水火电短期协调优化系统和应用情况, 并给出本文方法的应用结果, 验证其实用性和高效性。

1 区域电网水火电短期协调模型

1.1 目标函数

区域电网网省两级调度的主要任务之一是利用

收稿日期: 2016-01-16; 修回日期: 2016-08-12

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51579029, 51209031); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(DUT16QY30)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51579029, 51209031) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(DUT16QY30)

多个省级电网间的负荷互补特性,对区域电网直接调管的水电、抽蓄、火电等电力资源进行省际间的电力和电量优化分配,以同时满足多个省级电网调峰要求,减小各电网余荷峰谷差,使各电网余荷尽量平滑,最终实现减少调节性能较差的火电等电源频繁开停机,保证电网安全、节能、经济运行。为此,以系统中各电网余荷均方差之和最小作为优化目标:

$$\min \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \left(C'_{g,t} - \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T C'_{g,i} \right)^2 \quad (1)$$

$$C'_{g,t} = C_{g,t} - \sum_{i=1}^n N_{i,g,t}$$

其中, $C_{g,t}$ 、 $C'_{g,t}$ 分别为 g 号电网在时段 t 的原始负荷和余留负荷, MW; $N_{i,g,t}$ 为第 i 类电源向 g 号电网输送的电力之和, 若 $N_{i,g,t}$ 为负值, 则表示抽蓄电站在时段 t 抽水时从 g 号电网消耗的电力, MW; n 为电源类型总数; T 为调度周期时段总数; G 为电网总数。

1.2 约束条件

上述目标需要满足抽蓄、水电、火电、直流联络线等各类电源的运行约束, 以及电网间的电力电量控制约束, 下文将逐一给出各类约束条件。

1.2.1 系统和直流联络线约束条件

(1) 直流联络线送电量控制约束。

$$\sum_{t=1}^T P_{di,g,t} \Delta t = E_{di} R_{di,g} \quad (2)$$

其中, Δt 为单一时段小时数; $P_{di,g,t}$ 为 i 号联络线在时段 t 输送给 g 号电网的电力; E_{di} 为 i 号联络线的输送电量; $R_{di,g}$ 为 i 号联络线输送给 g 号电网的电量比例; $i=1, 2, \dots, I$, I 为直流联络线总数。

(2) 直流联络线单时段电力平衡约束。

$$\sum_{g=1}^G P_{di,g,t} = P_{di,t} \quad (3)$$

其中, $P_{di,t}$ 为 i 号联络线在时段 t 输送的电力值。

(3) 直流联络线出力波动控制约束。

$$(P_{di,g,t-\alpha+1} - P_{di,g,t-\alpha})(P_{di,g,t} - P_{di,g,t-1}) \geq 0 \quad (4)$$

其中, $\alpha=1, 2, \dots, t_{ei}$, t_{ei} 为 i 号联络线输送给 g 号电网的电力在一轮升降过程中最高或最低点需持续的最少时段数, $t_{ei} > 1$ 。

1.2.2 抽蓄电站约束条件

(1) 上下库水量平衡约束。

$$\begin{cases} V_{j,t+1}^{\text{up}} = V_{j,t}^{\text{up}} - q_{j,t}^{\text{p}} \Delta t \\ V_{j,t+1}^{\text{low}} = V_{j,t}^{\text{low}} + q_{j,t}^{\text{p}} \Delta t \end{cases} \quad (5)$$

其中, $V_{j,t}^{\text{up}}$ 、 $V_{j,t}^{\text{low}}$ 、 $q_{j,t}^{\text{p}}$ 分别为 j 号抽蓄电站上库时段 t 末的库容、下库时段 t 末的库容、时段 t 的发电流量或抽水流量。

(2) 上下库水位限制。

$$\begin{cases} Z_{j,t}^{\text{min,up}} \leq Z_{j,t}^{\text{up}} \leq Z_{j,t}^{\text{max,up}} \\ Z_{j,t}^{\text{min,low}} \leq Z_{j,t}^{\text{low}} \leq Z_{j,t}^{\text{max,low}} \end{cases} \quad (6)$$

其中, $Z_{j,t}^{\text{up}}$ 、 $Z_{j,t}^{\text{min,up}}$ 、 $Z_{j,t}^{\text{max,up}}$ 分别为 j 号抽蓄电站上库时段

t 末水位及其下限和上限; $Z_{j,t}^{\text{low}}$ 、 $Z_{j,t}^{\text{min,low}}$ 、 $Z_{j,t}^{\text{max,low}}$ 分别为 j 号抽蓄电站下库时段 t 末水位及其下限和上限。

(3) 发电量和抽水耗电量约束。

$$E_j^{\text{output}} = E_j'^{\text{output}} \quad (7)$$

$$E_j^{\text{p}} = E_j'^{\text{p}} \quad (8)$$

其中, E_j^{output} 、 $E_j'^{\text{output}}$ 分别为 j 号抽蓄电站的发电量及其控制目标; E_j^{p} 、 $E_j'^{\text{p}}$ 分别为 j 号抽蓄电站的抽水耗电量及其控制目标。

(4) 发电和抽水容量约束。

$$\begin{cases} P_{pj,t}^{\text{output}} \leq P_{pj,t} \leq \bar{P}_{pj,t}^{\text{output}} & P_{pj,t} \geq 0 \\ |P_{pj,t}| \in \Omega_{j,\text{head}} & P_{pj,t} < 0 \end{cases} \quad (9)$$

其中, $P_{pj,t}$ 为 j 号抽蓄电站的发电出力或抽水功率; $\bar{P}_{pj,t}^{\text{output}}$ 、 $\underline{P}_{pj,t}^{\text{output}}$ 分别为 j 号抽蓄电站的发电出力下限值和上限值; $\Omega_{j,\text{head}}$ 为 j 号抽蓄电站在抽水工况时特定水头的抽水功率取值集合。

(5) 发电和抽水流量约束。

$$\begin{cases} \bar{q}_{j,t}^{\text{output}} \leq q_{j,t}^{\text{p}} \leq \bar{q}_{j,t}^{\text{output}} & q_{j,t}^{\text{p}} \geq 0 \\ |q_{j,t}^{\text{p}}| \in \Psi_{j,\text{head}} & q_{j,t}^{\text{p}} < 0 \end{cases} \quad (10)$$

其中, $\bar{q}_{j,t}^{\text{output}}$ 、 $\underline{q}_{j,t}^{\text{output}}$ 分别为 j 号抽蓄电站在时段 t 发电流量下限值和上限值; $\Psi_{j,\text{head}}$ 为 j 号抽蓄电站在抽水工况时特定水头的抽水流量取值集合。

(6) 开停机最小持续时段数约束。

当 j 号抽蓄电站在时段 $t - t_{sj}^{\text{p}}$ 运行时, 有:

$$P_{pj,t} = 0 \quad \text{if} \quad P_{pj,t-1} = 0 \quad (11)$$

当 j 号抽蓄电站在时段 $t - t_{ej}^{\text{p}}$ 停机时, 有:

$$P_{pj,t} \neq 0 \quad \text{if} \quad P_{pj,t-1} \neq 0 \quad (12)$$

其中, t_{sj}^{p} 、 t_{ej}^{p} 分别为 j 号抽蓄电站开机与停机的最小持续时段数, $t_{sj}^{\text{p}} \geq 1$, $t_{ej}^{\text{p}} \geq 1$ 。

1.2.3 常规水电站约束条件

(1) 水量平衡约束。

$$W_{m,t+1} = W_{m,t} + 3600(Q_{m,t} - q_{m,t} - Q_{dm,t})\Delta t \quad (13)$$

其中, $W_{m,t}$ 为 m 号水电站在时段 t 的库容; $Q_{m,t}$ 为 m 号水电站在时段 t 的入库流量, $Q_{m,t} = Q_{nm,t} + \sum_{k=1}^K Q_{km,t}^k$; K 为 m 号水电站上游电站的总个数; $Q_{km,t}^k$ 为考虑滞时后上游电站 k 在时段 t 流入 m 号水电站的流量; $Q_{nm,t}$ 为 m 号水电站在时段 t 的区间流量; $q_{m,t}$ 、 $Q_{dm,t}$ 分别为 m 号水电站在时段 t 的发电和弃水流量。

(2) 库水位约束条件。

$$Z_{m,T} = Z'_{m,T} \quad (14)$$

其中, $Z_{m,T}$ 、 $Z'_{m,T}$ 分别为 m 号水电站在调度周期末的水位及其控制目标。

(3) 发电流量上下限。

$$\bar{q}_{m,t} \leq q_{m,t} \leq \bar{q}_{m,t} \quad (15)$$

其中, $\bar{q}_{m,t}$ 、 $\underline{q}_{m,t}$ 分别为 m 号水电站在时段 t 的发电流量上、下限。

(4) 出库流量上下限。

$$\underline{S}_{m,t} \leq S_{m,t} \leq \bar{S}_{m,t} \quad (16)$$

其中, $\underline{S}_{m,t}$ 、 $\bar{S}_{m,t}$ 、 $S_{m,t}$ 分别为 m 号水电站在时段 t 的出库流量及其上、下限。

(5) 出力上下限。

$$\underline{P}_{Hm,t} \leq P_{Hm,t} \leq \bar{P}_{Hm,t} \quad (17)$$

其中, $\underline{P}_{Hm,t}$ 、 $\bar{P}_{Hm,t}$ 、 $P_{Hm,t}$ 分别为 m 号水电站在时段 t 的平均出力及其下限、上限。

(6) 水位上下限。

$$\underline{Z}_{m,t} \leq Z_{m,t} \leq \bar{Z}_{m,t} \quad (18)$$

其中, $\underline{Z}_{m,t}$ 、 $\bar{Z}_{m,t}$ 、 $Z_{m,t}$ 分别为 m 号水电站在时段 t 的上游水位及其上、下限。

(7) 开停机最小持续时段数约束。

该约束与抽蓄电站第 6 条约束类似,可参考式(11)、(12)。

(8) 出力爬坡约束。

$$|P_{Hm,t} - P_{Hm,t-1}| \leq \Delta P_{Hm} \quad (19)$$

其中, ΔP_{Hm} 为 m 号水电站相邻 2 个时段的出力增减最大限制。

1.2.4 火电站约束条件

(1) 日发电量需求。

$$\sum_{t=1}^T P_{Tu,t} \Delta t = E_{Tu} \quad (20)$$

其中, u 为机组编号, $u=1, 2, \dots, U$, U 为参与计算的机组台数; $P_{Tu,t}$ 为 u 号机组在时段 t 的出力; E_{Tu} 为 u 号机组在调度周期内的电量需求。

(2) 最小技术出力约束。

$$P_{Tu,t} > P_{Tu} \quad (21)$$

其中, P_{Tu} 为 u 号机组的最小技术出力。

(3) 可用容量上限。

$$P_{Tu,t} \leq \bar{P}_{Tu,t} \quad (22)$$

其中, $\bar{P}_{Tu,t}$ 为 u 号机组在时段 t 的出力上限。

(4) 出力爬坡约束。

$$|P_{Tu,t} - P_{Tu,t-1}| \leq R_{Tu} \quad (23)$$

其中, R_{Tu} 为 u 号机组的单时段出力爬坡上限。

(5) 出力波动控制约束。

该约束与直联联络线第 3 条约束类似,可参考式(4)。

2 模型求解方法

2.1 总体求解思路

区域电网网省两级协调问题是涉及多种类型电源的复杂非线性优化问题,直接优化求解的难度很大,参考常用的复杂问题解决思路,可将原问题分解为多个子问题进行协调优化求解^[14-17]。结合电源类型,原问题可分解为直流水电、抽蓄、常规水电、火

电、核电等子问题,本文根据各子问题特点设计了适合的求解方法,其中直流水电子问题的求解方法同样适用于解决单一电站在多个电网间的负荷分配问题,最后耦合这些方法建立了特高压直流水电与受端多种电源混联协调求解框架,具体步骤如下:

a. 在一次迭代中,选择某子问题作为面临求解问题,并从原始负荷中扣除其余子问题对应电站出力得到各电网余留负荷过程,将其作为面临子问题的负荷条件;

b. 以式(1)为优化目标,根据面临子问题类型选择适合的求解算法优化确定相应电源的出力过程;

c. 采用网间电力分配方法确定该子问题各电站在电网间的电力分配过程;

d. 按上述步骤,逐一优化求解其余子问题,即完成一次迭代;

e. 重复上述过程,直到 2 次迭代的目标差值满足给定的精度要求,即优化结束。

在协调求解过程中,区外直流水电的日电力过程一般由电网间的多边合同确定,核电站也按给定出力过程运行,所以这 2 类电源直接采用网间电力分配方法确定分配过程即可;常规水电、火电子问题分别采用逐次关联搜索方法、改进切负荷调峰方法优化出力过程。文献[13,18]对前者做了详细介绍,文献[19]给出了后者的基本原理和求解过程。下文重点细述特高压直流水电子问题和抽蓄电站子问题的求解算法和相关约束处理策略。

2.2 直流水电子问题求解方法

对于直流水电子问题,主要考虑在已知联络线输电过程的条件下,如何确定输送给各电网的电力分配过程,实质就是解决网间电力分配问题。解决思路是利用省级电网间的负荷差异,优化其在各受端电网的分配过程,满足各电网调峰需求。本文在文献[12]所提方法的基础上,进一步考虑电网受电过程波动控制约束,提出改进的网间电力分配方法。为满足直流水电约束式(2)~(4),首先利用受电过程波动控制约束重构负荷曲线,进而采用逐次切负荷得到各电网的初始受电过程,将其作为初始解;以电网负荷高低作为启发信息,对初始解进行迭代修正,迭代调整多个时段联络线在受端电网间的电力分配大小,直至收敛到问题的可行解。

对于受电过程波动控制约束,采用 2 种策略进行耦合处理:第一种是负荷重构策略,即利用该约束中电力在一轮升降过程中最高或最低点需持续的最少时段数预先修正面临的负荷曲线,以削减相邻时段负荷毛刺,保证切负荷得到的电力过程是切实可行的,具体修正方法见式(24)和(25);第二种是多

时段关联搜索策略,在多个电网间协调受电过程中,为避免单时段调整破坏该约束,引入多时段关联搜索策略,实现多个时段受电电力同增或同减,以满足约束条件中的出力持续性要求。

对于直流联络线输送某电网的电量控制约束,在求解中采用逐次切负荷可以保证初始解满足该约束,并在每一次搜索中采用等步长反向调整不同时段出力,调整方式见下文式(28)和(29),以确保搜索过程中始终不违反该约束。

对于时段电力平衡约束,以时段电力偏差从大到小的顺序,逐次修正电网受电电力,直至所有时段都达到平衡,修正策略在前期成果^[12]中已有详细介绍,此处不再赘述。

对于任一 i 号直流联络线,详细求解步骤如下。

a. 将 i 号直流联络线面临的负荷曲线 $\{C_{g,1}^D, C_{g,2}^D, \dots, C_{g,T}^D\}$ 分为 S 段,其中 $S = \left\lceil \frac{T}{\alpha} \right\rceil$, α 为受电过程中电力极值点的最小持续时段要求。

b. 计算每一分段 s 的负荷均值。

$$\bar{C}_{g,s}^D = \frac{\sum_{t \in \Omega_s} C_{g,t}^D}{\alpha} \quad (24)$$

其中, Ω_s 为负荷分段 s 中包含的时段编号集合。

c. 采用式(25)确定修正后的负荷过程 $\{C_{g,1}^{D'}, C_{g,2}^{D'}, \dots, C_{g,T}^{D'}\}$ 。

$$C_{g,t}^{D'} = \bar{C}_{g,s}^D, \quad s = \left\lceil \frac{t}{\alpha} \right\rceil \quad (25)$$

d. 以步骤 **c** 得到的负荷过程为需求,以 i 号直流联络线的输送能力为出力上限,以电网受电量 E_{di} 为约束条件,采用切负荷方法确定每一个电网的初始受电过程。

e. 采用与文献[12]相同的策略确定需要减小出力的时段编号 t_1 和需要修正出力的电网编号 g' 。

f. 判断时段 t_1 出力是否为极值点,若是,需要找出相邻出力值在精度范围内的关联时段编号,并标记这些时段集合为 ψ_1 ;采用同样思路找出对应电网中需要增加出力的时段集合,标记为 γ_1 。

g. 采用式(26)和(27)分别确定减小出力和增加出力的步长大小,并分别采用式(28)和(29)对集合 ψ_1 和 γ_1 中的所有时段进行减出力和加出力。

$$p_d = \min \{ \max D_t, \max |D'_t|, p_D \} \quad (26)$$

$$p_d' = \frac{C(\psi_1)p_d}{C(\gamma_1)} \quad (27)$$

$$p_{di,g',t} = p_{di,g',t} - p_d \quad t \in \psi_1 \quad (28)$$

$$p_{di,g',t} = p_{di,g',t} + p_d' \quad t \in \gamma_1 \quad (29)$$

其中, $C(\cdot)$ 表示某集合中包含的元素个数; D_t 、 D'_t 分别为出力正、负偏差序列; p_D 为给定的出力增减幅度上限值。

h. 重新计算 g' 号电网的余留负荷,并重复上述步骤,直至电力分配过程满足约束式(2)~(4)。

2.3 抽蓄电站子问题求解方法

结合抽蓄电站调峰填谷运行特点,以负荷高低为启发因子,以发电量和抽水耗电量为约束条件,提出状态交替搜索算法,迭代逼近给定的双电量控制目标,确定电站日运行计划。对于任一 m 号抽蓄电站,考虑面临负荷曲线 $\{C_{m,1}, C_{m,2}, \dots, C_{m,T}\}$,按照下述方法交替对发电和抽水工况进行搜索。

a. 电站初始发电和抽水工况出力分别为 $N_{m,i}^0=0$ 、 $Q_{Nm,i}^0=0$,定义 $k \% 2 = 0$ 时搜索电站的抽水功率,否则搜索发电出力,初设迭代次数 $k=0$ 。

b. 当 $k \% 2 = 0 (k \geq 1)$ 时,此时为抽水状态,计算当前抽水耗电量与给定的目标需求 E_j^p 之间的差值是否满足精度要求,若满足,转至步骤 **c**;否则,分以下 2 种情况处理。

第一,当计算值小于目标值 E_j^p 时,找出负荷序列的最小值 $C_{m,t_2}^{\min}$ 及其对应时段 t_2 ,采用式(30)增加该时段电站抽水功率,并判断结果是否满足开停机最小持续时段数要求,若不满足,找出时段 t_2 左右相邻负荷较高的多个时段,并标记为 $[t_2', t_2'']$,采用式(31)修正其出力,以满足约束要求。

$$Q_{Pm,t_2}^k = Q_{Pm,t_2}^{k-1} + Q_{Em} \quad (30)$$

$$Q_{Pm,t}^k = Q_{Pm,t}^{k-1} + Q_{Em} \quad t_2' \leq t \leq t_2'' \quad (31)$$

其中, Q_{Em} 为 m 号电站最小抽水单位出力, MW; $Q_{Pm,t}^k$ 为 m 号电站第 k 次搜索在时段 t_2 的出力, MW。

第二,当计算值大于目标值 E_j^p 时,找出所有抽水时段中的负荷序列最大值 $C_{m,t_3}^{\max}$ 及其对应时段 t_3 ,采用式(32)减少该时段电站抽水功率,若时段 t_3 的抽水功率仍大于 0,则结果满足开停机最小持续时段数要求;若抽水功率降为 0,则需要判断左右开停机最小持续时段数约束并采用与前述类似方法进行修正。

$$Q_{Pm,t_3}^k = Q_{Pm,t_3}^{k-1} - Q_{Em} \quad (32)$$

c. 当 $k \% 2 \neq 0 (k \geq 1)$ 时,此时为发电状态,计算当前发电量与给定的目标需求 E_j^{output} 之间的差值是否满足精度要求,若满足,转至步骤 **d**;否则找出负荷序列的最大值或最小值及其对应时段 t_1 ,采用式(33)增加或减少该时段电站发电出力,并采用与上一步类似方法处理时间耦合约束。

$$P_{m,t_1}^k = P_{m,t_1}^{k-1} + aP_{Em} \quad (33)$$

其中, P_{Em} 为 m 号电站最小发电单位出力, MW; a 为系数, $a=1$ 表示增加出力, $a=-1$ 表示减小出力; P_{m,t_1}^k 为 m 号抽蓄电站第 k 次搜索在时段 t_1 的出力, MW。

d. 令 $k=k+1$,若满足所有给定控制要求,则计算结束;若满足发电量要求,不满足抽水耗电量要

求,则转至步骤 **b**;若满足抽水耗电量要求,不满足发电量要求,则转至步骤 **c**。

3 应用实践

3.1 区域电网水火电短期协调系统

上文提出的模型和方法已经集成到笔者研发的华东电网水火电协调优化系统,该系统涉及华东电网 14 座电站和 6 条跨区直流联络线,可以满足电网日常发电调度分析和计划编制需求。在未采用本文所提方法和应用系统前,电网更多地是依靠丰富的调度经验和网省之间的协议确定直流联络线和主要电厂的发电计划,并按照合同规定的电量比例在电网间进行各时段电力分配,并未细致考虑省级电网间负荷差异和互补规律,所以很多情况下难以给出与电网负荷需求一致的发电计划。采用该应用系统及本文提出的特高压直流水电与受端多电源协调方法,一般在 20 s 内可以生成合理的日前 96 点发电计划建议方案,并能充分响应多个辖属省级电网的调峰需求,切实提高了电网精细化调度水平和计算分析的效率。

本文重点聚焦区域电网水火电发电调度系统的理论部分,即特高压直流水电与受端多电源短期协调方法,关于应用系统的架构和技术实现细节,将在后续成果中进行总结和细述。

3.2 应用实例分析

本文提出的模型和方法已通过华东电网某年 365 d 实际数据的试调度运行得到验证,下面结合某日的调度结果和全年运行的总体情况 2 个方面,对比分析方法的合理性和高效性。

采用本文方法得到的某日各省级电网调峰结果和部分电站发电出力过程分别如图 1、2 所示。表 1 为系统负荷平衡过程的调峰统计指标。可以看出,各电站出力结果在满足给定的控制目标和爬坡等约束条件下,都尽可能地响应电网的峰值负荷需求,尤其抽蓄电站发挥了明显的调峰填谷作用,其抽水主要集中在 03:00—06:00 负荷低谷时段,发电则集中在 09:00—12:00、18:00—19:00 等主要负荷高峰时段,与华东电网总负荷需求保持一致,反映了结果的合理性。对各电网余荷峰谷差进行分析,经过直调抽蓄、水电和火电站的调节,上海、江苏、浙江、安徽的余留负荷峰谷差较原始负荷大幅度下降,平均降幅高达 61.3%,浙江和上海 2 个受电量较大的电网,调峰幅度分别达到了 77.6% 和 64.6%,调峰效果更为明显;另一方面,从余荷均方差可知,各电网全天余荷变化过程均比较平滑,与原负荷过程相比,4 个电网余荷均方差的平均减小率达到 52.1%,负荷平滑效果也非常显著。通过上述分析,可以说

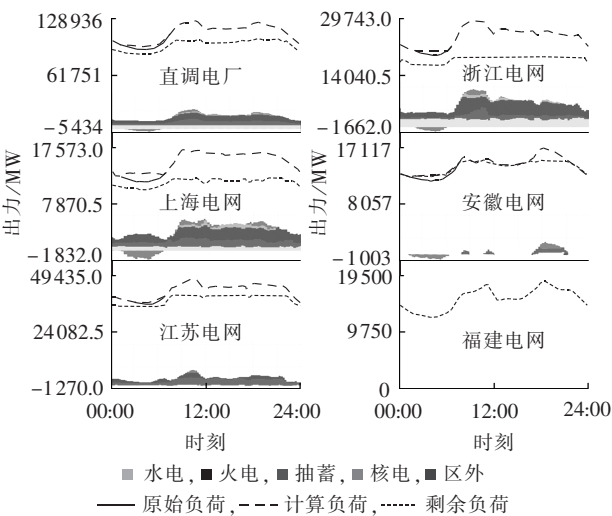


图 1 华东电网直调电源调峰结果
Fig.1 Results of peak-load regulation for straight adjustable power sources of ECPG

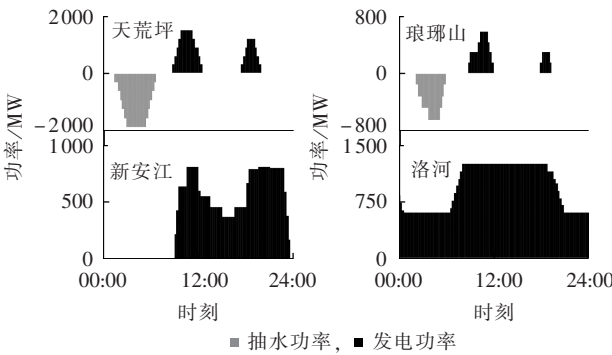


图 2 部分电站计算结果
Fig.2 Outputs of some power stations

表 1 调峰统计指标
Table 1 Statistic index of peak-load regulation

电网	发电/ (MW·h)	送电/ (MW·h)	均方差			峰谷差		
			原始 负荷/ MW	剩余 负荷/ MW	减小 率/ %	原始 负荷/ MW	剩余 负荷/ MW	减小 率/ %
直调	230910	-14460	11184	272	43.92	34095	17778	47.86
上海	63250	-5790	1975	650	67.11	5735	2029	64.62
江苏	34710	-1950	3416	2244	34.30	11095	5242	52.75
浙江	129500	-3810	2884	778	73.02	9685	2171	77.59
安徽	3450	-2900	1482	979	33.96	5210	2590	50.29

明本文提出的水火电协调调峰理论方法能够充分利用多个省级电网间的负荷差异,有效协调电网间的电力电量分配,较好地实现多省(市)共同调峰,进而有利于保障火电低煤耗平稳运行并减少机组启停损失,达到水火互济。

为进一步验证本文提出的理论方法,以华东电网某年 1—12 月实际 96 点负荷和运行控制要求为计算条件,采用该方法进行试调度运行,并与实际采用的经验调度结果进行比较分析,统计结果见表 2。结果表明,系统得到的发电计划可以提高华东全网调峰率约 20%,降低煤耗 0.9 g/(kW·h),按照总

表 2 本文方法与经验调度结果对比
Table 2 Comparison of dispatch results between
proposed method and experiential method

月份	本文方法					经验调度				
	平均调峰率/%					平均调峰率/%				
	总平均 调峰 率/%	上海	江苏	浙江	安徽	总平均 调峰 率/%	上海	江苏	浙江	安徽
1	41.3	62.8	29.5	37.5	35.5	23.3	39.9	13.1	21.0	19.3
2	41.5	53.8	32.3	47.1	32.7	17.5	33.9	4.8	17.5	13.9
3	34.1	49.2	38.1	27.2	22.0	19.0	36.6	10.0	19.2	10.1
4	35.0	44.0	43.4	27.9	24.6	17.2	33.3	4.5	17.1	13.9
5	37.0	46.1	38.2	30.3	33.6	17.5	31.6	4.6	16.4	17.4
6	40.6	45.0	45.2	35.8	36.4	19.6	33.3	9.9	16.9	18.5
7	40.4	49.2	32.8	41.1	38.5	18.3	29.1	7.2	21.5	15.2
8	35.9	38.8	33.8	43.4	27.8	18.2	26.9	11.1	19.2	15.7
9	41.5	43.9	39.3	43.7	39.2	20.8	36.5	7.5	20.8	18.3
10	42.9	51.0	36.1	37.3	47.3	18.1	33.6	4.4	16.8	17.7
11	41.9	53.3	40.9	31.5	41.9	14.9	29.4	-0.4	16.4	14.3
12	35.7	45.1	33.6	30.8	33.1	17.2	30.6	7.8	17.5	12.8

注:调峰率计算公式为 $[(C_{\text{initial}}^{\text{max-min}} - C_{\text{remain}}^{\text{max-min}}) / C_{\text{initial}}^{\text{max-min}}] \times 100\%$,其中 $C_{\text{initial}}^{\text{max-min}}$ 、 $C_{\text{remain}}^{\text{max-min}}$ 分别为电网原始负荷和剩余负荷最大峰谷差。

火电发电量计算,相当于全年可节约标煤 $9.15 \times 10^5 \text{ t}$ 左右,减少 CO_2 排放 $2.405 \times 10^5 \text{ t}$,节能减排效益非常显著,充分验证了本文短期协调控制方法可以得到比以往经验调度方式更合理的发电运行计划。

4 结论

随着我国水电跨区跨省输送规模急剧扩大,特高压直流水电在受端电网所占比重也在不断增加,如何进行大规模区外直流水电与受端区域内多种常规电源协调运行,以在多个省网间合理高效配置优质电力资源,是我国水电大规模输送消纳面临的全新问题和挑战,亟需研发与之适应的理论方法和决策支持工具。本文结合我国水电最主要受端华东电网实际工程,以华东网调 14 座电站和 6 条跨区直流联络线为对象,建立了特高压直流水电和多种常规电源协调求解框架,并细述了最新提出的直流水电多电网配置方法和抽蓄电站状态交替搜索方法。这些理论成果已经集成到华东电网水火电短期协调控制系统,能够有效满足网调电站和区外直流联络线日运行计划的分析和编制要求,增强应用系统的实用性和结果的可用性,为电网日常调度和管理运行提供了非常便利的工具。

本文提出的协调优化模型和求解方法可以极大缓解受电端负荷中心地区省级电网调峰压力,减少火电开机并保障火电机组低煤耗平稳运行,为我国跨省区水电站以及多电源系统协调调度提供了理论方法和技术手段。

参考文献:

[1] 吴萍,徐式蕴,赵兵,等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程弱送端强直弱交耦合特性研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):

60-66.
WU Ping,XU Shiyun,ZHAO Bing,et al. Research of weak sending-end coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):60-66.
[2] 王莹,刘兵,刘天斌,等. 特高压直流闭锁后省间紧急功率支援的协调优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2015,35(11):2695-2702.
WANG Ying,LIU Bing,LIU Tianbin,et al. Coordinated optimal dispatching of emergency power support among provinces after UHVDC transmission system block fault[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(11):2695-2702.
[3] 张育英. 探讨全国电力系统安全、可靠运行的基础——评“特高压电网安全对策研究”[J]. 电力自动化设备,2007,27(6):122-124.
ZHANG Yuying. On foundation of safe and reliable operation of national power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2007,27(6):122-124.
[4] 帅军庆. 华东电网技术创新和发展展望[J]. 电网技术,2005,29(19):18-22.
SHUAI Junqing. The technique innovation and development prospect in East China Grid[J]. Power System Technology,2005,29(19):18-22.
[5] 黄琳. 智能电网发展对华东地区能源供需格局的影响[J]. 华东电力,2011,39(4):543-546.
HUANG Lin. Effects of smart grid development on patterns of energy supply and demand[J]. East China Electric Power,2011,39(4):543-546.
[6] 潘敬东,韩福坤,李运平,等. 华北电网多区域自动发电控制与在线经济调度的研究[J]. 电力自动化设备,2004,24(11):87-89.
PAN Jingdong,HAN Fukun,LI Yunping,et al. Study of multi-area automatic generation control and on-line economic dispatch in North China Power Grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2004,24(11):87-89.
[7] 刘拥军,王亮,王强,等. 华东电网抽水蓄能电站电能计划安排方式优化算法[J]. 电力系统自动化,2009,33(3):104-107.
LIU Yongjun,WANG Liang,WANG Qiang,et al. An optimization algorithm for determining pumped storage power stations energy schedule in the East China Grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(3):104-107.
[8] 陆建宇,王安明,吴剑锋,等. 华东电网水电调节能减排措施[J]. 水电能源科学,2008,26(1):168-170.
LU Jianyu,WANG Anming,WU Jianfeng,et al. Energy saving and pollution reduction measures for hydro-power dispatching in East China Power Grid[J]. Water Resources and Power,2008,26(1):168-170.
[9] 张东晓,王静,范炜,等. 基于并行遗传算法的水电站群中期优化调度[J]. 电力自动化设备,2012,32(12):87-91.
ZHANG Dongxiao,WANG Jing,FAN Wei,et al. Midterm optimal operation based on parallel genetic algorithm for hydropower stations[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(12):87-91.
[10] 艾琳,华栋. 基于模糊优化和内点法的水火电系统短期经济调度[J]. 电力自动化设备,2008,28(8):46-50.
AI Lin,HUA Dong. Short term economic dispatch of hydro-thermal coordinated system based on fuzzy optimization and interior point method[J]. Electric Power Automation Equipment,2008,28(8):46-50.

- [11] 陆建宇,王强,申建建,等. 华东电网直调多电源短期联合优化调度方法[J]. 华东电力,2013,41(5):931-937.
LU Jianyu,WANG Qiang,SHEN Jianjian,et al. Optimized direct dispatching method for East China Grid with multi-power short-term joint[J]. East China Electric Power,2013,41(5):931-937.
- [12] 申建建,程春田,李卫东,等. 多电网调峰的水火核电力系统间出力分配方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(7):1041-1051.
SHEN Jianjian,CHENG Chuntian,LI Weidong,et al. Solution method for power generation allocation among multiple power grids in the peak load operation of hydro,thermal,and nuclear plants[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(7):1041-1051.
- [13] 申建建,程春田,李卫东,等. 复杂时段耦合约束水电站群短期变尺度优化方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):87-95.
SHEN Jianjian,CHENG Chuntian,LI Weidong,et al. A mutative-scale optimization method for short-term operation of hydro-power plants with complex temporal coupling constraints [J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(1):87-95.
- [14] SALAM M S,NOR K M,HAMDAM A R,et al. Hydrothermal scheduling based Lagrangian relaxation approach to hydro-thermal coordination[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998,13(1):226-235.
- [15] ZAMBON R C,BARROS M T L,LOPES J E G,et al. Optimization of large-scale hydrothermal system operation [J]. Journal of Water Resources Planning and Management,2012, 138(2):135-143.
- [16] 袁晓辉,袁艳斌,张勇传. 用改进遗传算法求解水火电力系统的有功负荷分配[J]. 电力系统自动化,2002,26(23):33-36.
YUAN Xiaohui,YUAN Yanbin,ZHANG Yongchuan. Active power dispatch of hydrothermal power system using refined genetic algorithms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002,26(23):33-36.
- [17] TAKIGAWA F Y K,DA SILVA E L,FINARDI E C,et al. Solving the hydrothermal scheduling problem considering network constraints[J]. Electric Power Systems Research,2012,88(1):89-97.
- [18] 程春田,武新宇,申建建,等. 大规模水电站群短期优化调度方法 I: 总体概述[J]. 水利学报,2011,42(9):1017-1024.
CHENG Chuntian,WU Xinyu,SHEN Jianjian,et al. Short-term optimal operation methods of large-scale hydropower plants I: general overview[J]. Journal of Hydraulic Engineering,2011,42(9):1017-1024.
- [19] 王嘉阳,申建建,程春田,等. 基于负荷重构策略的火电切负荷调峰方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2684-2691.
WANG Jiayang,SHEN Jianjian,CHENG Chuntian,et al. A load shedding method for thermal power plants with peak regulation based on load reconstruction strategy [J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2684-2691.

作者简介:



申建建(1984—),男,山西洪洞人,讲师,博士,研究方向为水电系统与电网调度 (E-mail:shenj@dlut.edu.cn)。

Short-term coordinated control of regional hydro-thermal system and its application

SHEN Jianjian¹,LU Jianyu²,WU Huijun³,CHENG Xiong³,CHENG Chuntian¹

(1. Institute of Hydropower System & Hydroinformatics,Dalian University of Technology,Dalian 116024,China;

2. State Grid East China Electric Power Control Center,Shanghai 200122,China;

3. College of Hydraulic & Environmental Engineering,China Three Gorges University,Yichang 443000,China)

Abstract: With ECPG(East China Power Grid) as the main receiving grid of hydropower transmission, a method of short-term coordinated control is proposed for the hybrid hydro-thermal system with hydropower stations and conventional power plants,which takes the multi-grid peak-load regulation as its optimization objective,integrates the successive correlative search,the improved load shedding,the multi-grid coordinated DC hydropower dispatch and the alternate status search of pumped-storage stations into a framework to optimize the power outputs of hydropower stations,thermal power plants,DC lines and pumped-storage stations,and distributes the received power among multiple grids according to the peak-load differences to meet the requirements of multiple provincial grids for peak-load regulation. The proposed method is embedded into the coordinated hydro-thermal optimization system of ECPG and its feasibility and practicability are verified by the actual annual dispatch data of ECPG.

Key words: hydro-thermal system; coordinated dispatch; short-term; regional power system; regional and provincial levels