

# 计及弃水电量价值的水火电短期联合调度模型

张政<sup>1</sup>,武新宇<sup>1</sup>,程春田<sup>1</sup>,黄 旻<sup>2</sup>,刘 欢<sup>1</sup>,吴剑锋<sup>2</sup>

(1. 大连理工大学 水电与水信息研究所,辽宁 大连 116024;2. 广西电网电力调度控制中心,广西 南宁 530023)

**摘要:**针对水电装机容量较高、调节能力较弱的电网汛期水火电发电计划制作困难的问题,充分考虑汛期水电出力受阻、火电多段成本深度调峰及电网备用容量需求,以计及弃水电量价值的汛期水火电总运行成本最小为目标,构建水火电短期联合调度模型。通过耦合弃水电量计算的一体化水火电计划制作方式,简化汛期水火电发电计划制作的过程,提高发电计划的精确性。所建模型通过混合整数线性规划实现,并利用Gurobi求解器对其进行快速求解。广西电网的算例仿真结果表明,所提调峰弃水电量计算方式更为精确,弃水电量价值的引入可协调汛期水火电运行,同时,相较于现行水火电分层调度方式,汛期水火电联合调度方式在保证电网安全运行的前提下,可实现清洁能源高效利用,降低火电运行费用,有利于电网的节能调度。

**关键词:**汛期水火电发电计划;水电出力受阻;弃水电量;火电深度调峰;节能调度

**中图分类号:**TM 73

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202204009

## 0 引言

在我国水电占主导地位的西南地区,夏季汛期洪水多发,各流域来水剧增,受回水顶托<sup>[1]</sup>等影响,水电面临严重的出力受阻问题,尤其是日调节式电站,这导致调峰弃水问题突出。为了促进清洁能源的高效利用,对弃水电量进行了严苛的考核。同时,现行的汛期水火电分层级调度模式虽然实现了清洁能源的高效利用,但火电机组深度调峰的高能耗、高污染物排放直接增加了火电运行费用<sup>[2]</sup>,有悖于节能调度的节能减排目标。此外,汛期适当的弃水电量可以提高水电调峰能力,极大地缓解火电的调峰压力,从而节约电网的运行成本<sup>[3]</sup>,因此,适当的弃水电量对电网经济运行是有必要的<sup>[4]</sup>。综上所述,弃水电量一方面是一种能源损失,另一方面有益于电网经济运行,这种矛盾情况极大地增加了电网的汛期发电计划制作难度,为了衡量弃水电量在汛期电网运行中的价值贡献,应赋予弃水电量成本,并且将其归算到系统运行成本中。因此,研究电网汛期水火发电计划的制作,协调汛期水火经济运行具有重要意义。

众多学者对水电与火电等其他能源联合调度进行了研究<sup>[5-10]</sup>,这些研究主要集中在水电调峰能力较强的非汛期,目标是最大限度地节约火电成本,使系统的运行费用最低。目前关于汛期水火电调度的研究较少。文献[11]对弃水电量进行定义及分类,为后续相关研究奠定了基础。文献[4]进行汛期水火

电协调的电力电量平衡分析,在计算中虽然考虑了弃水电量,但未考虑水电出力受阻情况,导致模型仅适用于调节能力较强的高坝、高水头电站,若将模型应用于低水头、调节能力较弱的电站,则将导致弃水电量的计算结果不精确,难以反映水电日发电运行的实际情况,同时计划制作中分步式的计算方式将导致发电计划的误差较大。文献[12]忽略火电机组多段成本深度调峰,在汛期调峰容量不足时,火电深度调峰是保障电网旋转备用容量、电网安全运行的基础<sup>[13]</sup>。因此,在编制汛期水火发电计划时应兼顾电站自身运行特性,准确计算水电出力受阻下的弃水电量及火电多层次深度调峰,提高汛期水火电发电计划的可行性及实用性。

本文立足于汛期水火电发电计划制作,构建考虑弃水电量价值的总运行成本最低的水火电联合调度模型。模型中耦合弃水电量计算的一体化水火电发电计划制作方式,简化了计划制作的过程并提高了弃水电量计算的精确性。同时,分析不同弃水电量价值及不同调度运行方式对电网运行成本及旋转备用容量的影响。广西电网某区域电网的仿真结果表明,相较于现行水电优先的分层调度方式,本文所提汛期水火电联合调度方式具有清洁能源消纳和节能调度的双重优势。

## 1 汛期水火电运行

### 1.1 汛期水电运行

#### 1.1.1 汛期水电出力受阻

汛期流域区间来水较大,不同于澜沧江、金沙江梯级众多高坝、高水头电站,红水河、郁江等流域分布着众多调节能力较差的低水头日调节水电站。电站受发电水头降低的影响,实际出力难以达到装机容量,即出现出力受阻现象,该现象广泛存在于西南

收稿日期:2021-09-07;修回日期:2022-02-17

在线出版日期:2022-04-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52179005,91647113)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52179005,91647113)

地区梯级水电站。以广西电网下辖的百龙滩水电站为例,该电站的限制出力曲线,即汛期电站最大出力与发电水头关系曲线,如附录 A 图 A1 所示。

以 2020 年 7 月汛期某日为例进行分析,该电站平均发电水头为 8.2 m,实际最大出力为 92 MW,该出力不到装机容量 192 MW 的 50%,水电出力受阻问题十分严重。若此时仍按照各电站装机容量为最大出力安排电站发电运行计划,则将严重危害电网的安全运行,因此,在汛期水电发电计划制作中,必须考虑水电出力受阻的影响。

### 1.1.2 考虑水电出力受阻的弃水电量

《水能利用率计算导则》<sup>[14]</sup>规定,弃水电量为电站可发电量与实际发电量的差值,若电站无机组检修、线路受阻,则弃水电量即为调峰弃水电量。如 1.1.1 节所述,日调节电站汛期发电受阻严重,此时电站的最大出力远小于电站的理论可发容量(汛期通常无检修安排,因此为装机容量)。在汛期水电弃水运行时,电站出力过程及对应电量如附录 A 图 A2 所示,此时受阻电量对应的出力远大于电站的最大出力(即图中受阻容量),因此不属于可发电量<sup>[15]</sup>,此时弃水电量仅为受阻容量与计划出力间差值随时间的积分。因此,在日计划制作中应准确计算电站的弃水电量,保证电网水电计划的合理性及可执行性,进而保证电网运行安全。

## 1.2 火电机组多级深度调峰

汛期火电机组参与电网调峰的过程大致分为 3 个阶段,即常规正常出力区间、不投油深度调峰阶段以及投油深度调峰阶段<sup>[13]</sup>。火电煤耗成本与机组出力的关系如附录 A 图 A3 所示。图中: $P_1$ 为投油调峰最小出力; $P_2$ 为不投油调峰最小出力; $P_3$ 为常规调峰最小出力; $P_4$ 为机组常规最大出力。火电机组深度调峰运行成本包括煤耗成本、机械损失成本、深度调峰投油成本以及环境附加成本<sup>[13]</sup>,分别如式(1)~(4)所示。

$$f(P) = (aP^2 + bP + c) S_{\text{coal}} \quad (1)$$

$$W_{\text{cost}}(P) = \frac{\tau S_{\text{unit}}}{2N_1(P)} \quad (2)$$

$$W_{\text{oil}}(P) = C_{\text{con}} S_{\text{oil}} \quad (3)$$

$$W_{\text{ev}}(P) = O_{\text{coat}} W_{\text{pollute}} + S_{\text{punish}}(P, O_{\text{coat}}) \quad (4)$$

式中: $f(P)$ 为火电煤耗成本, $P$ 为火电出力; $a$ 、 $b$ 、 $c$ 为火电机组的煤耗系数; $S_{\text{coal}}$ 为燃煤成本; $W_{\text{cost}}(P)$ 为火电机械损失成本; $\tau$ 为火电机组实际运行损耗系数; $S_{\text{unit}}$ 为购机成本; $N_1(P)$ 为根据 Manson-Coffin 公式确定的转子致裂循环周次; $W_{\text{oil}}(P)$ 为深度调峰投油成本; $C_{\text{con}}$ 为投油耗油量; $S_{\text{oil}}$ 为油价; $W_{\text{ev}}(P)$ 为环境附加成本; $O_{\text{coat}}$ 为机组投油稳燃时的油耗量; $W_{\text{pollute}}$ 为单位燃油产生的废气排污费; $S_{\text{punish}}(P, O_{\text{coat}})$ 为污染

物排放量超标时的罚款函数,与污染物排放量超标程度相关。式(1)~(3)的详细计算公式见文献[2],式(4)的详细计算公式见文献[13]。

## 2 数学模型

### 2.1 目标函数

目标函数选取汛期火电运行成本与水电弃水电量成本之和最小,如式(5)所示。

$$\min F_1 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T U_{j,t} \left( C(P_{j,t}^{\text{thermal}}) + x_{j,t} C_{j,\text{up}} + y_{j,t} C_{j,\text{down}} \right) \Delta t + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T C_a E_{i,t}^{\text{aban}} \Delta t \quad (5)$$

$$U_{j,t}, x_{j,t}, y_{j,t} \in \{0, 1\} \quad (6)$$

式中: $F_1$ 为电网总的发电成本; $J$ 为火电机组数; $T$ 为计算总时段数; $I$ 为水电站数目; $U_{j,t}$ 为火电机组  $j$  在  $t$  时段的运行状态,其值为 1 表示机组处于运行状态,其值为 0 表示机组处于停机状态; $C(P_{j,t}^{\text{thermal}})$ 为火电成本函数,由 1.2 节中各项成本构成, $P_{j,t}^{\text{thermal}}$ 为火电机组  $j$  在  $t$  时段的出力; $x_{j,t}$ 为开机操作变量,其值为 1 表示火电机组  $j$  在从  $t-1$  时段到  $t$  时段进行了开机操作,其值为 0 表示火电机组  $j$  在从  $t-1$  时段到  $t$  时段没有进行开机操作; $y_{j,t}$ 为停机操作变量,其值为 1 表示火电机组  $j$  在从  $t-1$  时段到  $t$  时段进行了停机操作,其值为 0 表示火电机组  $j$  在从  $t-1$  时段到  $t$  时段没有进行停机操作; $C_{j,\text{up}}$ 、 $C_{j,\text{down}}$ 分别为火电机组  $j$  的开机、停机成本; $\Delta t$ 为调度计算时段的步长,本文取为 1 h,优化计算总时长为 1 d; $C_a$ 为弃水电量价格; $E_{i,t}^{\text{aban}}$ 为水电站  $i$  在  $t$  时段的弃水电量。

### 2.2 约束条件

#### 2.2.1 水电约束

1) 水量平衡方程,即:

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + 3600 (I_{i,t} + Q_{i-1,t-\zeta} - Q_{i,t}) \Delta t \quad (7)$$

$$Q_{i,t} = q_{i,t} + S_{i,t} \quad (8)$$

式中: $V_{i,t}$ 为水电站  $i$  在  $t$  时段末的水库库容; $I_{i,t}$ 为水库  $i$  在  $t$  时段的区间流量; $Q_{i-1,t-\zeta}$ 为水电站  $i-1$  在  $t-\zeta$  时段的出库流量, $\zeta$ 为上级电站出库流量流至本站的水流滞时,出库流量由调度计算周期中水电站的发电流量和弃水流量共同组成; $Q_{i,t}$ 为水电站  $i$  在  $t$  时段的出库流量; $q_{i,t}$ 为水电站  $i$  在  $t$  时段的发电流量; $S_{i,t}$ 为水电站  $i$  在  $t$  时段的弃水流量。

2) 水电站始、末库容约束,即:

$$V_{i,1} = V_i^{\text{beg}} \quad (9)$$

$$V_{i,T} = V_i^{\text{end}} \quad (10)$$

式中: $V_i^{\text{beg}}$ 、 $V_i^{\text{end}}$ 分别为水电站  $i$  在给定调度周期的初始库容控制值和调度周期末的库容控制值。

3) 水库运行约束,即:

$$\underline{V}_i \leq V_{i,t} \leq \bar{V}_i \quad (11)$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_{i,t} \leq \bar{Q}_i \quad (12)$$

$$0 \leq S_{i,t} \leq \bar{S}_i \quad (13)$$

$$\underline{q}_i \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_i \quad (14)$$

$$\underline{P}_{i,t}^{\text{hydro}} \leq P_{i,t}^{\text{hydro}} \leq \bar{P}_{i,t}^{\text{hydro}} \quad (15)$$

式中： $\bar{V}_i$ 、 $\underline{V}_i$ 分别为水电站*i*在*t*时段末的水库库容上、下限； $\bar{Q}_i$ 、 $\underline{Q}_i$ 分别为水电站*i*的出库流量上、下限； $\bar{S}_i$ 为水电站*i*的弃水流量上限； $\bar{q}_i$ 、 $\underline{q}_i$ 分别为水电站*i*的发电流量上、下限； $\bar{P}_{i,t}^{\text{hydro}}$ 、 $\underline{P}_{i,t}^{\text{hydro}}$ 分别为水电站*i*在*t*时段的出力及其上、下限。

4) 电站爬坡约束,即:

$$R_{i,\text{down}}^{\text{hydro}} \leq P_{i,t}^{\text{hydro}} - P_{i,t-1}^{\text{hydro}} \leq R_{i,\text{up}}^{\text{hydro}} \quad (16)$$

式中： $R_{i,\text{down}}^{\text{hydro}}$ 、 $R_{i,\text{up}}^{\text{hydro}}$ 分别为水电站*i*的出力降、爬坡限制。

5) 电站发电水头约束,即:

$$h_{i,t} = \frac{Z_{i,t-1} + Z_{i,t}}{2} - Z_{i,t}^d - h_{i,t}^{\text{loss}} \quad (17)$$

式中： $h_{i,t}$ 为水电站*i*在*t*时段的发电净水头； $Z_{i,t}$ 为水电站*i*在*t*时段末的坝上水位； $Z_{i,t}^d$ 为水电站*i*在*t*时段末的尾水位； $h_{i,t}^{\text{loss}}$ 为水电站*i*在*t*时段的水头损失值。

6) 水位库容约束,即:

$$Z_{i,t} = f_{i,\text{zv}}(V_{i,t}) \quad (18)$$

式中： $f_{i,\text{zv}}(V_{i,t})$ 为水电站*i*的水位库容曲线函数。

7) 尾水位泄量曲线约束,即:

$$Z_{i,t}^d = f_{i,\text{zqz}}(Q_{i,t}) \quad (19)$$

式中： $f_{i,\text{zqz}}(Q_{i,t})$ 为水电站*i*的尾水位泄量曲线函数。

8) 电站出力约束,即:

$$P_{i,t}^{\text{hydro}} = f_{i,\text{nhq}}(q_{i,t}, h_{i,t}) \quad (20)$$

式中： $f_{i,\text{nhq}}(q_{i,t}, h_{i,t})$ 为水电站*i*的出力与发电流量、发电水头之间的关系函数。

9) 限制出力曲线约束,即:

$$\bar{P}_{i,t}^{\text{hydro}} = f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) \quad (21)$$

式中： $f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t})$ 为水电站*i*的最大限制出力与发电水头之间的关系函数。

## 2.2.2 火电约束

1) 火电机组出力约束,即:

$$U_{j,t} P_{j,\text{min}}^{\text{thermal}} \leq P_{j,t}^{\text{thermal}} \leq U_{j,t} P_{j,\text{max}}^{\text{thermal}} \quad (22)$$

式中： $P_{j,\text{max}}^{\text{thermal}}$ 、 $P_{j,\text{min}}^{\text{thermal}}$ 分别为火电机组*j*的最大、最小出力。

2) 机组开、停机状态约束,即:

$$\begin{cases} x_{j,t} - y_{j,t} = \delta_{j,t} - \delta_{j,t-1} \\ x_{j,t} + y_{j,t} \leq 1 \\ x_{j,t}, y_{j,t} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (23)$$

式中： $\delta_{j,t}$ 为火电机组*j*在*t*时段的运行状态变量,其值为1表示火电机组处于开机运行状态,其值为0表示火电机组不处于开机运行状态。

3) 机组开、停机持续时间及最大次数约束,即:

$$\begin{cases} x_{j,t} + \sum_{\alpha=t+1}^{t+T_j^{\text{on}}-1} y_{j,\alpha} \leq 1 \\ y_{j,t} + \sum_{\alpha=t+1}^{t+T_j^{\text{off}}-1} x_{j,\alpha} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T x_{j,t} \leq X_j^{\text{max}} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $T_j^{\text{on}}$ 、 $T_j^{\text{off}}$ 分别为火电机组*j*的最小开、停机持续时间； $X_j^{\text{max}}$ 为火电机组*j*在调度期内的开机次数上限。

4) 最小出力持续时段约束<sup>[16]</sup>,即:

$$\begin{aligned} (P_{j,t-\Delta+1}^{\text{thermal}} - P_{j,t-\Delta}^{\text{thermal}})(P_{j,t}^{\text{thermal}} - P_{j,t-1}^{\text{thermal}}) &\geq 0 \\ \Delta &= 1, 2, \dots, t_{\text{vm}} \end{aligned} \quad (25)$$

式中： $t_{\text{vm}}$ 为火电机组*j*在一轮出力升降过程最高和最低处需持续的最少时段数。

5) 机组爬坡约束,即:

$$R_{j,\text{down}}^{\text{thermal}} \leq P_{j,t}^{\text{thermal}} - P_{j,t-1}^{\text{thermal}} \leq R_{j,\text{up}}^{\text{thermal}} \quad (26)$$

式中： $R_{j,\text{down}}^{\text{thermal}}$ 、 $R_{j,\text{up}}^{\text{thermal}}$ 分别为火电机组*j*的出力降、爬坡限制。

## 2.2.3 全网约束

1) 全网功率平衡约束,即:

$$D_t = P_t^{\text{hydro}} + P_t^{\text{thermal}} \quad (27)$$

式中： $D_t$ 为*t*时段电网负荷； $P_t^{\text{hydro}}$ 为水电在*t*时段的总出力； $P_t^{\text{thermal}}$ 为火电在*t*时段的总出力。

2) 旋转备用约束,即:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^I (P_{i,t}^{\text{hydro}} - \underline{P}_i^{\text{hydro}}) + \sum_{j=1}^J U_{j,t} \min(P_{j,t}^{\text{thermal}} - \underline{P}_j^{\text{thermal}}, R_{j,\text{down}}^{\text{thermal}}) \geq \underline{R}_t D_t \\ \sum_{i=1}^I (\bar{P}_i^{\text{hydro}} - P_{i,t}^{\text{hydro}}) + \sum_{j=1}^J U_{j,t} \min(\bar{P}_j^{\text{thermal}} - P_{j,t}^{\text{thermal}}, R_{j,\text{up}}^{\text{thermal}}) \geq \bar{R}_t D_t \end{cases} \quad (28)$$

式中： $\bar{R}_t$ 、 $\underline{R}_t$ 分别为电网正、负旋转备用率。

## 3 模型求解

### 3.1 耦合弃水电量计算的一体化水电计划制作

如1.1节所述,水电站仅在发生弃水且达到最大出力时产生弃水电量,附录A图A4给出了弃水电量计算示意图<sup>[11]</sup>。通常汛期为了保证水电站高效运行,没有联络线送电限制,且不安排机组检修,因此,此时弃水电量即为调峰弃水电量。关于汛期水电计

划及弃水电量的计算问题,文献[4,12]先以发电量最大模型计算水电站理论最大出力,将该出力作为水电的出力上限,再进行水火电计划制作及弃水电量计算,但两优化模型的计算目标不同,优化计算得到的出力过程及弃水方式可能存在较大差异,同时,弃水电量以日总量的计算方式不够精细,最终导致计算结果不够准确,计划难以执行。

为了解决上述问题,本文构建耦合弃水电量计算的汛期一体化水火电发电计划制作方式,即在水火电协调模型的求解中,通过考虑水电受阻出力以及判断弃水状态进行弃水电量的逐时段计算,以提高计划的可行性及精确性。其中,目标函数中的弃水电量可以由式(29)~(31)进行计算。本文所提一体化计算方式与文献[4,12]所提计算方式的对比如图1所示。

$$E_{i,t}^{\text{aban}} = \begin{cases} E_{i,t}^{\text{kf}} - E_{i,t}^{\text{sf}} & S_{i,t} > 0 \\ 0 & S_{i,t} = 0 \end{cases} \quad (29)$$

$$E_{i,t}^{\text{kf}} = f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) \Delta t \quad (30)$$

$$E_{i,t}^{\text{sf}} = P_{i,t}^{\text{hydro}} \Delta t \quad (31)$$

式中: $E_{i,t}^{\text{aban}}$ 、 $E_{i,t}^{\text{kf}}$ 、 $E_{i,t}^{\text{sf}}$ 分别为水电站*i*在*t*时段的弃水电量、可发电量及实发电量。

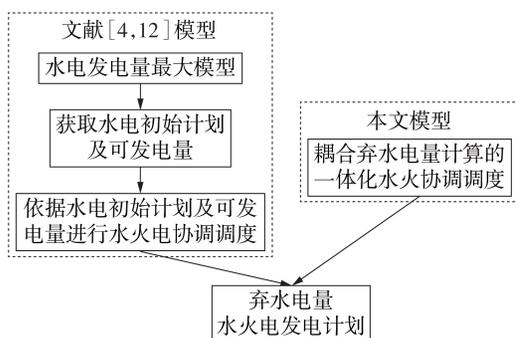


图1 弃水电量计算方式比较

Fig.1 Comparison of calculation methods for abandoned hydropower

至此,式(1)~(31)共同构成了本文所提水火电联合调度模型。

### 3.2 系统运行相关约束线性化

第2节所建模型为混合整数非线性模型,该模型难以直接进行求解,因此,本文对模型的非线性约束进行线性化处理,将原模型转换为易于求解的混合整数线性规划 MILP (Mixed-Integer Linear Programming) 模型。

#### 3.2.1 弃水电量线性化

目标函数中的弃水电量为非线性形式,本文通过引入整数变量  $A_{i,t}$ 、 $B_{i,t}$  来确定水电站 *i* 在 *t* 时段是否处于弃水状态,然后计算线性化的水电站弃水电量,如式(32)所示。

$$\begin{cases} E_{i,t}^{\text{aban}} \leq f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) \Delta t - P_{i,t}^{\text{hydro}} \Delta t + M_1 B_{i,t} \\ E_{i,t}^{\text{aban}} \geq f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) \Delta t - P_{i,t}^{\text{hydro}} \Delta t - M_1 B_{i,t} \\ E_{i,t}^{\text{aban}} \leq M_1 A_{i,t} \\ E_{i,t}^{\text{aban}} \geq -M_1 A_{i,t} \\ S_{i,t} \leq S_i^{\text{max}} + M_1 B_{i,t} \\ S_{i,t} \geq M_2 - M_1 B_{i,t} \\ S_{i,t} \leq M_1 A_{i,t} \\ S_{i,t} \geq -M_1 A_{i,t} \\ A_{i,t} + B_{i,t} = 1 \end{cases} \quad (32)$$

式中: $M_1$ 为较大的整数; $M_2$ 为较小的正数。若 $A_{i,t}=1$ ,则表示水电站处于弃水状态,此时 $E_{i,t}^{\text{aban}}=f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) \Delta t - P_{i,t}^{\text{hydro}} \Delta t$ ,否则 $E_{i,t}^{\text{aban}}=0$ 。

#### 3.2.2 水电、火电基础曲线线性化

本文采用 SOS2 (Special Ordered Set of type Two) 约束对水电的基本特性曲线、限制出力曲线及火电深度调峰多段成本曲线进行线性化处理,各约束的线性分段数如附录 A 表 A1 所示, SOS2 约束线性化的详细步骤见文献[17],此处不再赘述。

#### 3.2.3 旋转备用约束线性化

对旋转备用约束进行线性化,如式(33)所示。求解器会自动处理式中的 max 与 min 约束。

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^J \max \left( \min \left( \bar{P}_j^{\text{thermal}} - P_{j,t}^{\text{thermal}}, R_{j,\text{up}}^{\text{thermal}} \right), P_{j,t}^{\text{thermal}} M_3 \right) + \\ \sum_{i=1}^I \max \left( \min \left( f_{i,\text{nsz}}(h_{i,t}) - P_{i,t}^{\text{hydro}}, R_{i,\text{up}}^{\text{hydro}} \right), P_{i,t}^{\text{hydro}} M_3 \right) \geq \bar{R}_t D_t \\ \sum_{j=1}^J \min \left( \min \left( P_{j,t}^{\text{thermal}} - \underline{P}_j^{\text{thermal}}, R_{j,\text{down}}^{\text{thermal}} \right), 0 \right) + \\ \sum_{i=1}^I \min \left( \min \left( P_{i,t}^{\text{hydro}} - \underline{P}_i^{\text{hydro}}, R_{i,\text{down}}^{\text{hydro}} \right), 0 \right) \geq \underline{R}_t D_t \end{cases} \quad (33)$$

式中: $M_3$ 为较大的整数。

#### 3.2.4 火电机组最小出力持续时段约束线性化

为限制火电机组频繁调整出力,避免影响机组的安全运行,设置最小持续时段约束,如式(25)所示。该约束表示机组在一轮出力升降过程中,须在出力的最高和最低点持续运行一定时间。该约束的线性化过程如附录 A 式(A1)所示。

### 3.3 求解流程

采用 Python 语言编写 3.1 节与 3.2 节对应的 MILP 模型,并且调用 Gurobi 商业求解器对模型进行求解。计算条件为 Dell 笔记本电脑,4 核 2.7 GHz,16 GB 内存。模型求解流程图如图 2 所示。

## 4 算例仿真

### 4.1 仿真背景

中国南方电网下辖广西电网装机容量以水电、火电为主,水电装机占比较高,但总体调节性能较

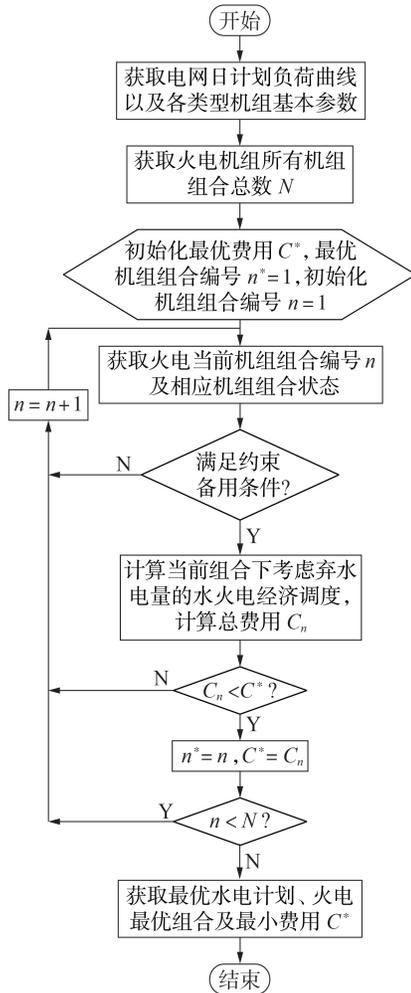


图2 模型求解流程图

Fig.2 Flowchart of model solving

差,汛期水电出力受阻严重,调峰资源严重不足。以广西电网下辖某区域电网为例,利用本文模型进行仿真分析,电源分布如附录A图A5所示,该区域电网共包含5台火电机组和5座梯级水电站,基本参数分别如附录A表A2和表A3所示。火电机组煤耗成本及各项参数见文献[13]。火电机组提供深度调峰服务的基本调峰、不投油调峰、投油极限调峰深度界限分别设为相应机组额定装机容量的50%、60%、70%。上、下旋转备用容量均取电网最大负荷的5%。附录A图A6为2020年7月汛期某日该区域电网负荷。

## 4.2 结果分析

### 4.2.1 弃水电量计算方式比较

分别采用本文所提耦合弃水电量计算的一体化水火电计划制作方式(简称本文计算方式)与文献[4]以整体概括日内全过程的弃水电量计算方式(简称文献计算方式)进行计算并进行对比分析。设置弃水电量价格为200元/(MW·h)。在所有模型中均添加出力限制曲线约束,以使计算结果更接近真实运行情况。复核值由计划编制完成后逐时段计算

并统计得到。图3为采用不同计算方式得到的百龙滩电站出力(图中 $E_a$ — $E_g$ 为相应阴影部分电量),表1为相应的弃水电量。

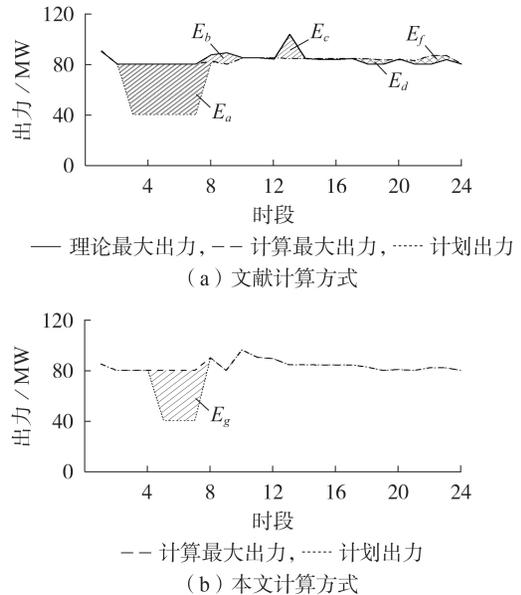


图3 不同计算方式下的百龙滩电站出力

Fig.3 Output of Bailongtan Station under different calculation methods

表1 不同计算方式下的百龙滩电站弃水电量

Table 1 Abandoned hydropower of Bailongtan Station under different calculation methods

计算方式	弃水电量/(MW·h)	
	计算值	复核值
文献计算方式	233	199
本文计算方式	119	119

由图3可知:采用文献计算方式得到的全天总弃水电量为 $E_a+E_b+E_c$ ,复核值为 $E_a$ ,采用本文计算方式得到的全天总弃水电量为 $E_g$ ,复核值为 $E_g$ ;在时段12—14,采用文献计算方式得到的弃水电量为 $E_c$ ,但在实际运行中,由于电站存在出力受阻,因此没有弃水电量产生;在计算日内某些时段,采用文献计算方式得到的电站出力大于发电量最大模型得到的理论最大出力,如图3(a)中电量 $E_a$ 、 $E_f$ 对应的出力。上述情况表明:在汛期发电计划制作中,采用文献计算方式得到的弃水电量不够准确,难以反映水电真实的运行情况;若直接以装机容量作为理论最大出力,则对于汛期出力受阻严重的电站而言,计算调峰弃水电量与实际差距将更大。

由表1可知:采用文献计算方式得到的弃水电量计算值与复核值误差较大,达到了17%,流域内其他电站均存在相同问题;而采用本文计算方式可实现弃水电量的准确计算。由此可见,文献计算方式较不合理,为提高计划的精细化程度及可执行性,在计划制作中应充分考虑出力受阻,并逐时段计算电

站的弃水电量。

#### 4.2.2 弃水调峰对火电运行费用的影响

为探究不同调峰弃水电量价格对火电及电网运行费用的影响,分别设置弃水电量价格为0、200、400、800、2000元/(MW·h),得到不同价格下电网水火电联合运行时水电弃水电量及火电深度调峰(深调)运行情况,如表2所示。

由表2可知,总体上,随着弃水电量价格的增加,水电的弃水电量逐渐减少,火电深度调峰机组数、时段数、容量及火电运行费用逐渐增加。当弃水电量价格为200元/(MW·h)时:相较于不考虑弃水电量成本,弃水电量降低994 MW·h,火电运行费用仅增高1.1万元;相较于弃水电量价格为2000元/(MW·h),弃水电量增多719 MW·h,但火电运行费用降低26.5万元,达到火电运行费用的3%,同时火电深度调峰机组数、时段数及容量均显著降低。由以上分析可知,适当的弃水电量价格可有效减少弃水电量的产生,在不显著增加火电运行费用的同时,避免火电深度调峰,有助于电网的节能经济运行,弃水电量价格需要调度人员根据清洁能源高效利用的需求进行合理设置,以获取可接受的弃水电量。

#### 4.2.3 水火电运行方式对电网安全经济运行的影响

分别选取现行水火电分层级调度的不同目标调度模型及本文所提模型计算多种方案制作模式,分析不同水火电运行方式对电网安全性及经济性的影响。分层级调度是优先制作水电层发电计划,并更新剩余等效负荷,再制作火电层发电计划。设置弃水电量价格分别为400、2000元/(MW·h),并设置不同参数得到4种模型,如附录A表A4所示,计算结果如表3和图4所示。

由表3可知:在模型1以弃水最少为目标的分层调度模式下,遍历所有火电机组组合模型均无可行解,原因是水电计划制作完成后,剩余负荷在部分时

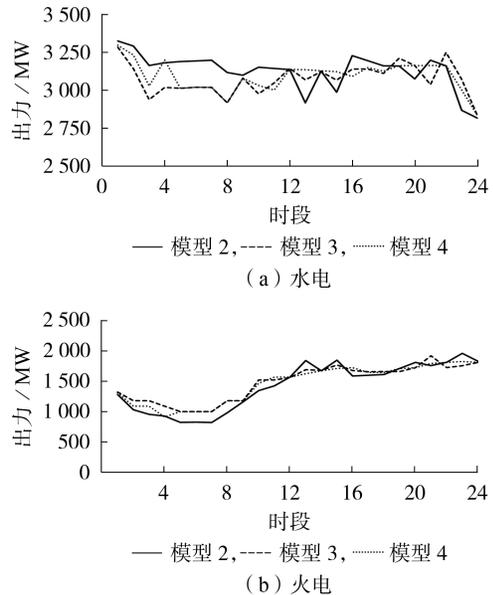


图4 不同模型下水火电发电计划比较

Fig.4 Comparison of generation plans for hydro-thermal power among different models

段超过了火电的最大装机容量;在模型2以发电量最大为目标的分层调度模式下,需在5台火电机组全开时才能满足电网旋转备用约束,并需要多台火电机组进行深度调峰和启停调峰才能满足电网负荷需求;在模型3、4下,通过水火电协调优化调度以及设置适当的弃水电量价格,仅需4台火电机组即可满足电网运行要求,同时,随着弃水电量价格的增加,弃水电量逐渐减少,且火电运行费用增长不大。

由图4可知,模型3的水火电出力过程较其他模型更为平稳,火电出力的峰谷差更小,火电参与电网调峰的容量也更小。同时,系统考虑弃水电量价格后的总费用最低。因此,相较于现行的运行模式(模型2),汛期适当的弃水电量及价格的引入,可有效降低整体运行费用,实现节能减排的目的,保证电网

表2 不同弃水电量价格下水火电运行情况

Table 2 Operation conditions of hydro-thermal power under different abandoned hydropower prices

弃水电量价格 / [元·(MW·h) <sup>-1</sup> ]	火电深度调峰 机组数 / 台	火电深度调峰 时段数	火电深度调峰 容量 / MW	弃水电量 / (MW·h)	火电运行费用 / 万元
0	0	0	0	1713	828.9
200	0	0	0	719	830.0
400	2	7	420	119	847.8
800	2	9	540	12	852.5
2000	3	11	660	0	856.5

表3 不同运行方式下系统运行情况

Table 3 System operation conditions under different operation modes

模型	是否满足旋转 备用容量要求	火电开机 机组数 / 台	火电深度调峰 机组数 / 台	弃水电量 / (MW·h)	弃水电量费用 / 万元	火电运行费用 / 万元	总费用 / 万元
1	否	—	—	—	—	—	—
2	是	5	5	0	0	872.1	872.1
3	是	4	2	119	4.8	847.8	852.6
4	是	4	3	0	0	856.5	856.5

经济运行。

从表3的火电运行费用来看,模型2下火电机组的深度调峰和启停调峰极大地增加了火电运行费用,而模型3、4下,火电开机机组数和火电深度调峰机组数更少,火电运行费用更低。当弃水电量价格为2000元/(MW·h)时,为实现经济调度,梯级水电站无弃水电量产生,水火电联合调度的运行费用仍低于现行分层级调度,且火电深度调峰机组数更少,原因是分层级调度水电以最大出力满发,无法提供上旋转备用容量,而通过水火电联合调度,水电可实现在部分时段参与上旋转备用,优化火电出力过程,减少火电开机机组数,进而降低火电运行费用,此时水火电联合调度在清洁能源高效利用及节能调度方面均优于电网的分层级调度。

## 5 结论

针对水电装机容量较高、调节能力较弱的电网汛期水火电发电计划制作问题,本文建立计及弃水电量价值的水火电短期联合调度模型,以广西某区域电网为例进行验证,得到以下结论。

1)本文模型中对梯级水电出力受阻及火电多段成本深度调峰的考虑更符合电网汛期调节能力较差水电的实际运行情况,该模型更具实用性。

2)相较于现有研究,本文所提日计划制作中耦合弃水电量计算的一体化水火电发电计划制作方式得到的弃水电量的计算结果更合理、精确,能为水电计划制作提供正确指导和支撑。

3)在汛期计划制作中,通过设置适当的弃水电量价格可有效减少弃水电量的产生。同时,相较于现行水火电分层级调度方式,汛期水火电联合优化调度可在保证电网安全运行的基础上,实现清洁能源的高效利用以及降低电网整体运行费用,达到节能调度的目的,可为其他类似电网汛期调度运行提供参考。

本文主要聚焦于电网中装机容量较大的水火电协调调度,随着风电和光伏等清洁能源的大量投产,对于汛期水火风光等多能源协调调度运行仍需进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 赵志鹏,刘杰,程春田,等. 考虑回水顶托影响的梯级库群日前调峰MILP模型[J]. 水利学报,2019,50(8):925-935.  
ZHAO Zhipeng, LIU Jie, CHENG Chuntian, et al. A MILP model for day-ahead peak operation of cascade hydropower stations considering backwater [J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2019, 50(8): 925-935.
- [2] 林俐,田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术,2017,41(7):2255-2263.  
LIN Li, TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and

its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated [J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2255-2263.

- [3] 陶晓龙. 弃水电量计算模型的研究[D]. 北京:华北电力大学,2014.  
TAO Xiaolong. The study on the calculation model of abandon hydropower [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [4] 纪昌明,赵亚威,张验科,等. 考虑弃水电量成本的短期电力电量平衡模型[J]. 水力发电学报,2021,40(3):50-63.  
JI Changming, ZHAO Yawei, ZHANG Yanke, et al. Short-term power balance model considering cost of abandoned hydropower [J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2021, 40(3): 50-63.
- [5] 仇梦林,胡志坚,王小飞,等. 水火电力系统短期实用化调度模型及求解方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):115-122.  
ZHANG Menglin, HU Zhijian, WANG Xiaofei, et al. Practical short-term dispatch model of hydro-thermal power system and solution [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 115-122.
- [6] 肖欣,周渝慧,何时有,等. 含流域梯级水电的水火风互补发电系统联合运行优化[J]. 电力自动化设备,2018,38(2):100-108.  
XIAO Xin, ZHOU Yuhui, HE Shiyu, et al. Optimal joint operation of hydro-thermal-wind hybrid power system with cascaded hydro power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 100-108.
- [7] 夏依莎,刘俊勇,刘继春,等. 基于电量共享的梯级水光蓄联合发电系统优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):118-125.  
XIA Yisha, LIU Junyong, LIU Jichun, et al. Optimal scheduling strategy of cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid generation system based on electric energy sharing [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 118-125.
- [8] 张尧翔,刘文颖,李潇,等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):1-7,32.  
ZHANG Yaoxiang, LIU Wenying, LI Xiao, et al. Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 1-7, 32.
- [9] 袁旭峰,韩士博,熊炜,等. 计及梯级水电站群的水火电节能调度策略[J]. 电网技术,2014,38(3):616-621.  
YUAN Xufeng, HAN Shibo, XIONG Wei, et al. Energy-saving generation scheduling strategy of hydropower and thermal power plants considering cascaded hydropower stations [J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 616-621.
- [10] BASU M. Optimal generation scheduling of hydrothermal system with demand side management considering uncertainty and outage of renewable energy sources [J]. Renewable Energy, 2020, 146: 530-542.
- [11] 吴东平,杨强. 弃水电量的成因分析算法[J]. 水力发电,2014,40(12):71-74.  
WU Dongping, YANG Qiang. Analyses on the causes and calculation methods of abandoned water power [J]. Water Power, 2014, 40(12): 71-74.
- [12] 陈颖毅,王丽萍,赵亚威,等. 考虑弃水电量机会损失的水火电短期联合优化调度[J]. 水电能源科学,2020,38(7):65-68,15.  
CHEN Yingyi, WANG Liping, ZHAO Yawei, et al. Short-term coordination optimal of hydrothermal scheduling considering opportunity loss of surplus hydropower [J]. Water Resources and Power, 2020, 38(7): 65-68, 15.
- [13] 祁乐,陈标,江平,等. 燃煤火电机组提供调峰辅助服务的成本

和效益分析[J]. 电力大数据,2019,22(10):23-29.

QI Le, CHEN Biao, JIANG Ping, et al. Cost and benefit analysis of peak regulation auxiliary services for coal-fired thermal power units[J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(10): 23-29.

[14] 国家能源局. 水能利用率计算导则[M]. 北京:国家能源局, 2017:3-4.

[15] 黄旭,张政,武新宇. 弃水电量及调峰弃水电量计算方法研究[J]. 人民长江,2021,52(6):201-205,228.

HUANG Kui, ZHANG Zheng, WU Xinyu. Calculation method of abandoned water power and peak shaving abandoned water power[J]. Yangtze River, 2021, 52(6):201-205, 228.

[16] FERNÁNDEZ-BLANCO R, DVORKIN Y, ORTEGA-VAZQUEZ M A. Probabilistic security-constrained unit commitment with generation and transmission contingencies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1):228-239.

[17] 康传雄. 基于线性逼近与蓄水分配曲线的梯级水库优化调度研究[D]. 武汉:华中科技大学,2018.

KANG Chuanxiong. Optimal operation of cascade reservoirs based on linear approximation and storage distribution curve [D]. Wuhan:Huazhong University of Science and Technology, 2018.

#### 作者简介:



张 政

张 政(1994—),男,博士研究生,主要研究方向为水电系统及电网优化调度(E-mail:913926653@qq.com);

武新宇(1979—),男,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为水电系统优化运行及系统实现(E-mail:wuxinyu@dlut.edu.cn);

程春田(1965—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为大水电系统优化调度、清洁能源电力市场等(E-mail:ctcheng@dlut.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

## Short-term combined dispatching model of hydro-thermal power considering abandoned hydropower value

ZHANG Zheng<sup>1</sup>, WU Xinyu<sup>1</sup>, CHENG Chuntian<sup>1</sup>, HUANG Kui<sup>2</sup>, LIU Huan<sup>1</sup>, WU Jianfeng<sup>2</sup>

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

2. Power Dispatching and Control Center of Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning 530023, China)

**Abstract:** Aiming at the problem that hydro-thermal power generation plan in flood season is difficult to make in the power grid with high installed capacity of hydropower and weak regulation capacity, a short-term combined dispatching model of hydro-thermal power is built, which fully considers hydropower congestion in flood season, deep peak shaving of multi-stage cost of thermal power and the demand of power grid reserve capacity, and takes the minimum total operation cost of hydro-thermal power in flood season as the objective considering the value of abandoned hydropower. Through the integrated hydro-thermal power generation plan making method coupling with the calculation of abandoned hydropower, the process of hydro-thermal power generation plan in flood season making is simplified, and the accuracy of power generation plan is improved. The built model is realized by mixed-integer linear programming and fast solved by Gurobi solver. The simulative results of an example with Guangxi Power Grid show that the proposed calculation method of abandoned hydropower for peak shaving is more accurate, the introduction of abandoned hydropower value can coordinate the operation of hydro-thermal power in flood season, meanwhile, compared with the current hierarchical dispatching mode of hydro-thermal power, the combined dispatching mode of hydro-thermal power in flood season can realize efficient utilization of clean energy, reduce the operation cost of thermal power, and is conducive to the energy-saving dispatching of power grid on the premise of ensuring the safe operation of power grid.

**Key words:** hydro-thermal power generation plan in flood season; hydropower congestion; abandoned hydropower; deep peak shaving of thermal power; energy saving dispatching

# 附录 A:

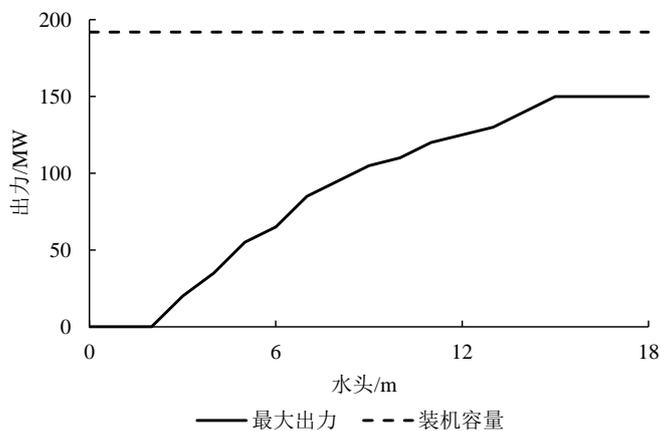


图 A1 百龙滩电站限制出力曲线

Fig.A1 Limited output curve of Bailongtan Station

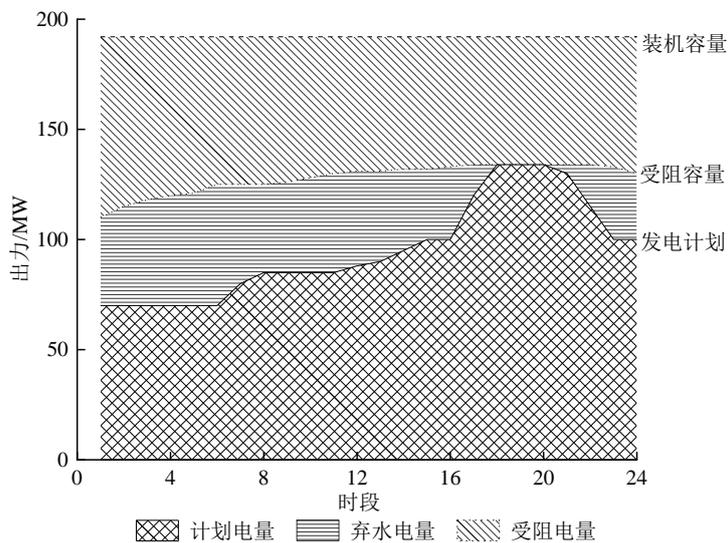


图 A2 弃水电量示意图

Fig.A2 Schematic diagram of abandoned hydropower

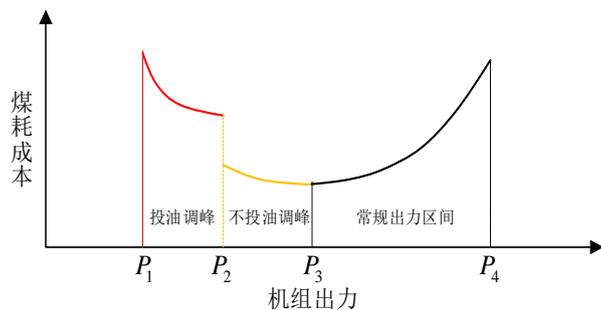


图 A3 火电煤耗成本与机组出力的关系

Fig.A3 Relationship between thermal power coal consumption cost and unit output

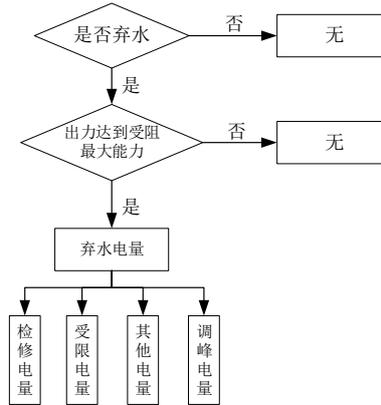


图 A4 弃水电量计算示意图

Fig.A4 Schematic diagram of abandoned hydropower calculation

表 A1 水火电源线性化分段数目

Table A1 Linearized segmentation numbers of hydro-thermal power sources

电源类型	曲线名称	分段数目
水电	水位库容曲线(ZV)	3
	尾水位泄量曲线(ZQ)	3
	出力特性曲线(NHQ)	4
	限制出力曲线(NSZ)	4
火电	火电深度调峰成本曲线(COST)	17

火电机组最小出力持续时段约束线性化:

引入整数变量  $D_{j,t}$ 、 $E_{j,t}$ 、 $F_{j,t}$ ，分别表示任意时刻  $t$  火电机组  $j$  在相邻时段的运行状态变化（出力增加、出力不变、出力下降），则线性化需满足如下约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} D_{j,t} + E_{j,t} + F_{j,t} = 1 \quad \forall j, \forall t \\ p_{j,t}^{\text{thermal}} - p_{j,t-1}^{\text{thermal}} \geq -F_{j,t} \underline{P}_{j,\text{down}}^{\text{thermal}} \\ p_{j,t}^{\text{thermal}} - p_{j,t-1}^{\text{thermal}} \leq D_{j,t} \overline{P}_{j,\text{up}}^{\text{thermal}} \\ T_{\text{period}}(1 - D_{j,t}) \geq \sum_{s=t}^{t+T_{\text{period}}} F_{j,s} \\ T_{\text{period}}(1 - F_{j,t}) \geq \sum_{s=t}^{t+T_{\text{period}}} D_{j,s} \\ D_{j,t}, E_{j,t}, F_{j,t} \in \{0,1\} \end{array} \right. \quad (\text{A1})$$

式中： $T_{\text{period}}$  为最小持续时段数。若机组  $j$  在  $t-1$  至  $t$  时段出力增加，则  $D_{j,t}=1$ ；若出力不变，则  $E_{j,t}=1$ ；若出力减小，则  $F_{j,t}=1$ 。

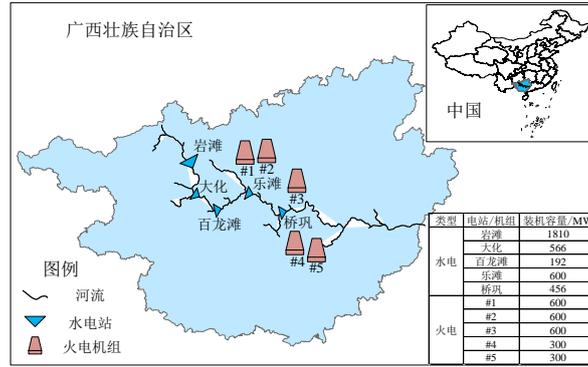


图 A5 区域电网水火电分布图

Fig.A5 Schematic diagram of hydro-thermal power distribution of regional power grid

表 A2 水电站基础资料

Table A2 Basic data of hydropower stations

电站名称	调节性能	正常蓄水位/m	死水位/m	装机容量/MW
岩滩	季	223	212	1810
大化	日	155	153	566
百龙滩	日	129	125	192
乐滩	日	112	110	600
桥巩	日	84	83	456

表 A3 火电机组基础资料

Table A3 Basic data of thermal power units

机组	装机容量/MW	最小出力/MW	最大出力/MW	爬坡能力/(MW·h <sup>-1</sup> )
1	600	180	600	150
2	600	180	600	150
3	600	180	600	150
4	300	90	300	80
5	300	90	300	80

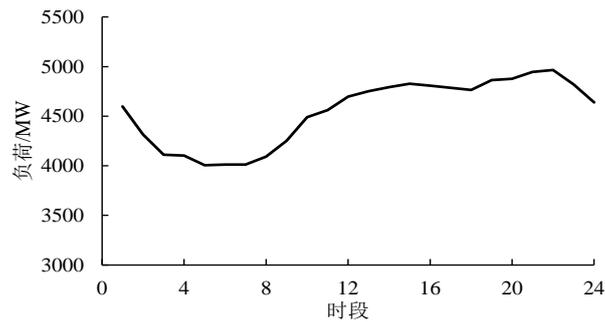


图 A6 2020 年 7 月电网汛期日负荷

Fig.A6 Daily load of power grid of flood season in July 2020

表 A4 水火电不同运行方式

Table A4 Different operation modes of hydro-thermal power

模型	是否分层调度	水电目标	火电目标	弃水电量价格/[元•(MW•h) <sup>-1</sup> ]
1	是	弃水最少	费用最低	—
2	是	发电量最大	费用最低	—
3	否	水火电总费用最低		400
4	否	水火电总费用最低		2 000