

# 受送电规模限制下 水电长期可吸纳电量最大优化调度模型

武新宇<sup>1</sup>, 程春田<sup>1</sup>, 王静<sup>1</sup>, 唐红兵<sup>2</sup>, 李崇浩<sup>2</sup>

- (1. 大连理工大学水电与水信息研究所, 辽宁省 大连市 116024;
2. 中国南方电网公司电力调度通信中心, 广东省 广州市 510623)

## Long Term Hydropower Optimal Operation Model With Electric Power Transmission Restrictions for Absorbed Energy Maximization

WU Xinyu<sup>1</sup>, CHENG Chuntian<sup>1</sup>, WANG Jing<sup>1</sup>, TANG Hongbing<sup>2</sup>, LI Chonghao<sup>2</sup>

- (1. Institute of Hydropower & Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian 116024, Liaoning Province, China;
2. Dispatching and Communication Center, China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510623, Guangdong Province, China)

**ABSTRACT:** The optimal operations for hydropower systems covering multi provinces and multi basins have become bottlenecks of large scale hydropower system of China. A long term optimal operation model for absorbed energy maximization of hydropower systems was proposed for the hydropower system of China southern power grid (CSG). Based on the energy maximization model, absorbing capacity of power grids and limitation of electric transmission among interconnected power grids were involved in the model to meet the real operation demands of large scale hydropower operations. Progressive optimality algorithm, discrete differential dynamic programming and successive approximation method were combined to solve the model. Case study for a 92 hydropower plants system of CSG shows that the model can satisfy the requirements and confines about long term energy transmission inter provincial power grids, and is suitable for long term hydropower operation problems with large scale inter grids power transmission.

**KEY WORDS:** hydropower; long term; optimal operation; consumable energy; electric power transmission

**摘要:** 跨省跨流域水电站群发电优化调度已成为中国大水电系统调度运行的瓶颈问题, 以南方电网水电站群为背景, 结

合其长期优化调度问题, 提出水电长期可吸纳电量最大模型。该模型在发电量最大模型基础上, 将电网对水电的吸纳能力和受送电量限制作为控制条件, 以适应大规模水电站群优化调度的实际需要, 结合逐步优化算法、离散微分动态规划算法和逐次逼近算法求解。以南方电网 92 座水电站组成的水电站群系统为背景的实例研究表明, 该模型体现了省级电网间长期受送电需求和限制, 能有效解决大规模跨电网受送电模式下的长期水电调度问题。

**关键词:** 水电; 长期; 优化调度; 可吸纳电量; 电力输送

## 0 引言

随着中国水电装机和西电东送规模的扩大, 跨省级电网受送电条件下的优化调度已成为西南地区水电站群运行管理中的重要问题。在这样的背景下, 水电站群的调度计划在实现自身效益<sup>[1-4]</sup>的同时, 要满足送电电网水火电联合调度<sup>[5]</sup>的需要, 并充分考虑复杂电力系统约束和跨省级电网的受送电问题。将送端、受端电网吸纳能力和电力输电约束条件纳入大规模跨流域水电站群优化调度模型已成为必然要求。一方面, 各省网对省内水电的吸纳能力受调峰等因素限制; 另一方面, 输电断面输电极限、受电端电网对送端水电的吸纳能力等决定了跨网水电受送规模的限制。二者共同构成电力系统对水电站群发电调度计划的限制, 并很大程度上改变了优化模型的构建方式 and 应用结果。

传统的水电长期优化调度研究对象主要针对单站、梯级水电站和跨流域水电站群。在电网水火电

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(50979010); 国家重点基础研究发展计划项目(973 项目)(2009CB226111); 国家杰出青年科学基金(51025934)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50979010); The National Basic Research Program of China (973 Program) (2009CB226111); Scientific Funds for Outstanding Young Scientists of China (51025934).

联合调度中，水电调度计划需考虑电力电量平衡因素，常用的方法是在优化模型中对各电站及水电总出力范围进行限制。在单一电网调度情况下，水电总出力限制即是电网吸纳水电能力限制。但在跨多个省级电网的水电系统调度中，这 2 方面难以统一：若采用各省网吸纳能力限制，则超上限部分的外送电量和弃电量需要进一步通过省间协调区分；若采用各省水电总发电出力限制，则等于预先设定各省外送电和内部吸纳出力总和的范围，具有很大的主观性，这 2 种方式均不利于通过大电网平台，尽可能最大限度吸纳省内多余水电。随着中国西电东送战略的深入发展，跨省跨区域受送电在总发电量中的比例不断提高，原有单一电网调度方式遇到困难，需要研究新的大电网水电调度运行与管理方法。近年来，西电东送背景下电网规划建设<sup>[6]</sup>和水电规划、运行问题<sup>[7-10]</sup>已引起了广泛的关注。但在大规模跨省级电网受送电条件下，涉及到各电网内部吸纳能力和电网间受送电规模限制，并且与电力负荷需求发展和电网建设进度相关联的水电优化调度问题研究较少。本文对南方电网跨流域水电站群的长期优化调度问题进行研究，建立一种可吸纳电量最大模型，结合逐步优化算法(progressive optimality algorithm, POA)<sup>[11-12]</sup>、离散微分动态规划算法(discrete differential dynamic programming, DDDP)<sup>[13-15]</sup>和逐次逼近算法<sup>[13-14]</sup>对模型进行求解。实例研究表明，电网吸纳能力和网间受送电规模限制对水电站群长期优化调度结果影响显著，在实践中需充分考虑并纳入优化模型中。本文提出的模型体现了电网间长期受送电需求，可在得到各水电站调度过程的同时，确定各电网外送计划，简便易行，可应用于水电比例较大的区域电网水电调度工作。

## 1 模型描述

在梯级水电站、单一电网跨流域水电站群调度中，通常采用各时段水电站总出力上下限约束描述电力系统对水电的需求和限制。在大规模跨省联网情况下，超省内水电总出力上限部分可通过外送被其他省级电网吸纳。不能被吸纳的电量称为弃电，指在水库达到最高水位限制时，最大可发电量与实际电量的差值，即通过增加弃水弃掉的潜在电量，它可分为 2 个部分：1) 在各级电网内部，本省吸纳电量和最大外送能力之和以上的部分为弃电；2) 由于各送端省网总的可能外送电量能否全部被吸纳受到受电端受电能力限制，超过受电端电网受电能

力之上的部分也为弃电。因此，模型目标函数为

$$\begin{aligned} \max E &= \sum_{t=0}^{T-1} (E_{1,t} - E_{2,t}) \quad (1) \\ \left\{ \begin{aligned} E_{1,t} &= \sum_{g=0}^{G-1} \min \left( \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t}, \bar{h}_{g,t} + \bar{C}_{g,t} \right) \Delta_t \\ E_{2,t} &= \max \left[ \sum_{g=0}^{G-1} f \left( \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t}, \bar{h}_{g,t}, \bar{C}_{g,t} \right), 0 \right] \Delta_t \\ f \left( \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t}, \bar{h}_{g,t}, \bar{C}_{g,t} \right) &= \\ & \left\{ \begin{aligned} & \min \left( \left| \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \bar{h}_{g,t} \right|, \bar{C}_{g,t} \right) \left( \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \bar{h}_{g,t} \right) / \\ & \left| \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \bar{h}_{g,t} \right|, \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \bar{h}_{g,t} \neq 0 \\ & 0, \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \bar{h}_{g,t} = 0 \end{aligned} \right. \end{aligned} \right. \quad (2) \end{aligned}$$

式中： $t$ 、 $T$ 为调度时段号及其总数； $m$ 、 $M$ 分别为水电站水库编号和总数； $g$ 、 $G$ 分别为电网编号和总数； $\bar{h}_{g,t}$ 为电网  $g$  第  $t$  时段吸纳的水电出力上限，MW； $\bar{C}_{g,t}$ 为电网  $g$  第  $t$  时段最大受送水电出力限制，MW； $p_{m,g,t}$ 为电站  $m$  第  $t$  时段向电网  $g$  输送的出力，MW； $f \left( \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t}, \bar{h}_{g,t}, \bar{C}_{g,t} \right)$ 为第  $t$  时段电站  $g$  最大可能受送电力，为正表示送出，为负表示受入； $\Delta_t$ 表示第  $t$  时段的小时数。

目标函数式(1)在时段  $t$  的分项由 2 部分组成： $E_{1,t}$ 表示各电网水电发电量在其最大吸纳能力与最大外送量之和以下的部分，为不考虑受电限制条件下最大可吸纳电量，MW·h； $E_{2,t}$ 为由于受电量限制而产生的弃电量，MW·h。二者差值为发电量的可吸纳部分。模型约束条件包括水量平衡、末水位控制、发电流量约束、电站出力约束、库水位约束、出库流量限制、电网水电系统出力限制等。

水库水量平衡约束为

$$V_{m,t+1} = V_{m,t} + 3\,600(Q_{m,t} - q_{m,t} - d_{m,t})\Delta_t \quad (3)$$

式中： $V_{m,t}$ 为水库  $m$  第  $t$  时段初的库容， $\text{m}^3$ ； $Q_{m,t}$ 为电站  $m$  第  $t$  时段的入库流量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $q_{m,t}$ 为电站  $m$  第  $t$  时段的发电流量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $d_{m,t}$ 为电站  $m$  第  $t$  时段的弃水流量， $\text{m}^3/\text{s}$ 。

末水位控制约束为

$$Z_{T,m} = Z'_{T,m} \quad (4)$$

式中  $Z_{T,m}$ 和  $Z'_{T,m}$ 分别为电站  $m$  调度期末的水位及其控制值。

发电流量约束为

$$q_{m,t} \leq \bar{q}_{m,t} \quad (5)$$

式中  $\bar{q}_{m,t}$  为电站  $m$  第  $t$  时段的发电流量上限。

电站出力约束为

$$\underline{p}_{m,t} \leq p_{m,t} \leq \bar{p}_{m,t} \quad (6)$$

式中  $p_{m,t} = \sum_{g=0}^{G-1} p_{m,g,t}$  及  $\bar{p}_{m,t}$ 、 $\underline{p}_{m,t}$  分别为电站  $m$  第  $t$  时段的平均出力及其上下限, MW。

库水位约束为

$$\underline{Z}_{m,t} \leq Z_{m,t} \leq \bar{Z}_{m,t} \quad (7)$$

式中  $Z_{m,t}$ 、 $\bar{Z}_{m,t}$ 、 $\underline{Z}_{m,t}$  分别为电站  $m$  第  $t$  时段的初水位及其上下限。

出库流量限制为

$$\underline{S}_{m,t} \leq S_{m,t} \leq \bar{S}_{m,t} \quad (8)$$

式中  $S_{m,t} = q_{m,t} + d_{m,t}$ 、 $\bar{S}_{m,t}$ 、 $\underline{S}_{m,t}$  分别为电站  $m$  第  $t$  时段的出库流量及其上下限,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

电网水电总出力限制为

$$\underline{h}_{g,t} \leq \sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t}, \quad g = 0, 1, \dots, G-1 \quad (9)$$

式中  $\underline{h}_{g,t}$  为第  $t$  时段电网  $g$  水电发电出力的下限, MW。

在式(3)—(9)中,  $t=0, 1, \dots, T-1$ 。

## 2 模型求解

### 2.1 求解算法

大规模水电站群长期优化调度模型的求解面临严重的维数问题, 需要有效的降维和求解方法, POA 等算法及其综合被视为求解大规模水电站群长期优化调度的有效算法<sup>[16-18]</sup>。POA 算法的每个子问题实际上是一个有约束的多维非线性规划问题。由于 POA 算法要逐时段求解大量非线性优化子问题, 求解子问题算法的好坏、快慢对整个计算过程的时间和结果优劣影响很大。理论上, 若 POA 算法的每个子问题可以求得最优解, 则可以保证最后收敛于最优解。而实际上, 求解大规模问题时, 每个子问题的求解也是比较困难的, 同样面对维数问题。

以 DDDP 算法<sup>[19]</sup>为两时段子问题的求解算法。从理论上分析, 在目前系统软硬件条件下采用 DDDP 至少可以解决 15 个水电站的联合调度的两阶段子问题。联解 15 个电站, 采用每时段各电站 3

个状态构成的廊道, 采用 double 型存储, 每个阶段需要的存储量为  $3^{15} \times 2 \times 8 / 1024 / 1024 = 219 \text{ MB}$ , 仍低于常用计算机存储能力的限制, 但以后每增加 1 个电站, 存储量增加 3 倍。而实际上联合求解电站数目过多时, 计算速度会极慢, 进行 1 年 12 个时段的调度, 系统中具有超过 8 个长期调节电站时计算时间就已经达到十几分钟。因此, 有必要采用逐次逼近思想进行降维, 按水力联系将系统进行分解, 每次选择 1 组电站作为优化电站来求解, 而其他各组作为协调电站运行方式进行固定。

在约束条件中, 发电流量约束可以在单时段调节计算中保证。单站出力约束的上限可以采用增加弃水的方式来满足。而库水位约束和出库流量约束二者总可以其中之一的破坏换来另一条件的满足, 因此将优先级高者在单时段计算中强制其满足, 优先级低者连同水量平衡、单站及水电站群出力下限、弃水出力约束采用惩罚函数方法处理, 在出库流量约束优先级高时, 惩罚函数为

$$\left\{ \begin{aligned} F_p &= F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 \\ F_1 &= \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{m=0}^{M-1} a_1 [V_{m,t} + 3600(Q_{m,t} - S_{m,t})\Delta t - V_{m,t+1}]^2 \\ F_2 &= \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{m=0}^{M-1} a_2 \min(p_{m,t} - \underline{p}_{m,t}, 0)^2 \\ F_3 &= \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{m=0}^{M-1} a_3 D_{m,t}^2 \\ F_4 &= \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{g=0}^{G-1} a_4 \min(\sum_{m=0}^{M-1} p_{m,g,t} - \underline{h}_{g,t}, 0)^2 \\ F_5 &= \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{m=0}^{M-1} a_5 \min(V_{m,t} - \underline{V}_{m,t}, 0)^2 + \\ &\quad \sum_{t=0}^{T-1} \sum_{m=0}^{M-1} a_6 \min(\bar{V}_{m,t} - V_{m,t}, 0)^2 \end{aligned} \right. \quad (10)$$

式中:  $F_p$  为惩罚函数;  $F_1$ — $F_5$  为惩罚项, 分别对应水量平衡约束、单站出力下限约束、弃水限制、电网水电出力下限约束以及水位限制约束;  $D_{m,t}$  为电站  $m$  第  $t$  时段的弃水出力, 由各电站出库流量中超过最大发电流量的部分按照时段平均耗水率折算;  $\bar{V}_{m,t}$ 、 $\underline{V}_{m,t}$  为电站  $m$  第  $t$  时段初的库容上下限;  $a_1$ — $a_6$  为惩罚系数, 可由数值计算试验确定, 本文取  $a_1 = +\infty$ ,  $a_2 = 10$ ,  $a_3 = 10$ ,  $a_4 = 10$ ,  $a_5 = 1$ ,  $a_6 = 1$ 。

### 2.2 计算步骤

将具有季调节及以上调节能力水库的长期调节电站分为  $N$  组; 若某电站具有多个直接上游长期调节电站, 将其与全部直接上游长期调节电站分为

一组；否则按照上下游关系将连续几个长期调节的梯级水电站分为一组，第  $n$  组电站的个数为  $M_n$  ( $n=0,1,\dots,N-1$ )， $M_n$  不超过限定的最大数值。

图 1 为优化计算流程图。在第  $t$  时段子问题求解中，对第  $n$  组电站进行寻优时，将第  $n$  组中各水库第  $t$  时段的初水位  $Z_{m,t}$  和  $t+1$  时段的末水位  $Z_{m,t+2}$  固定，求解各  $q_{m,t}$ 。根据设定的廊道宽度  $\varepsilon$ ，在分组内各电站的  $q_{m,t}$  上下各获取一个出库流量离散点，则电站  $m$  的第  $t$  时段 3 个出库流量离散数值分别为  $s_{m,k}=q_{m,t}+(1-k)\varepsilon/2$ ，其中  $k=0,1,2$ 。这样，该分组

内的各电站对应的全部  $s_{m,k}$  即具有  $3^{M_n}$  种组合。对应第  $b$  个 ( $b=0,1,\dots,3^{M_n}-1$ ) 离散状态组合，各电站出库流量离散状态编号按下文方式进行计算。

计算十进制组合标号  $b$  对应的三进制的整数  $b'_{c-1}, b'_{c-2}, \dots, b'_0$ ，其中  $c=M_n$ ， $b'_i$  为第  $i$  位在 0、1、2 中的取值。计  $x=b$ ， $b'_{c-1}=x/3^{c-1}$ ；更新  $x$  为  $x-b'_{c-1}\times 3^{c-1}$ ， $b'_{c-2}=x/3^{c-2}$ ；更新  $x$  为  $x-b'_{c-2}\times 3^{c-2}$ ， $\dots$ ， $b'_0=x/3^0$ 。则第  $i$  位上的数值表示该组内的第  $i$  个电站在该状态组合中对应的离散状态标号。

依次在  $b=0,1,\dots,3^{M_n}-1$  时，按照上下游顺序进行如下计算：对分组内电站计算其对应的离散状态编号及  $t$  时段出库流量，在第  $t$  时段进行定流量调节计算，在  $t+1$  时段进行定水位调节计算；对分组外入库流量发生变化的电站进行  $t$  和  $t+1$  时段的定水位调节计算。得到调节后的目标函数和惩罚函数值之差，记为目标函数值数组的第  $b$  个元素。在全部状态计算完毕后，获得目标函数值数组最大值的位置  $\tilde{b}$ ，以及分组内各电站对应的  $t$  时段出库流量，按同样方法进行调节计算，完成一次寻优。

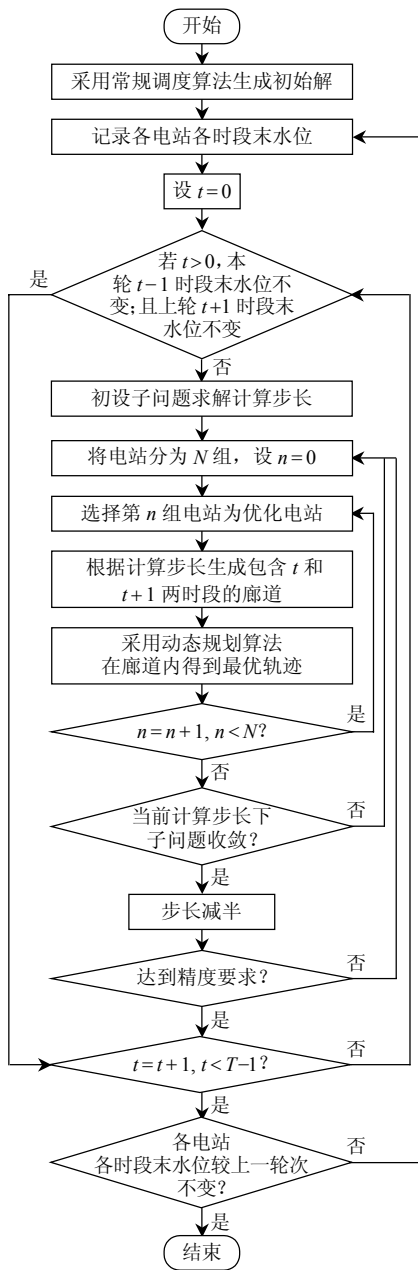


图 1 算法流程

Fig. 1 Computing flow chart

### 3 应用实例

#### 3.1 基础资料

南方电网水电调度与运行的特点是级数多、装机大、输送电范围广，地区中小水电也占有较大的比例，汛期挤占输送电通道，增加了跨省、跨区域水电调度的复杂性。限于电网复杂的电源结构及网际联络线断面的各种约束，在水电优化及水火电协调过程中存在优化建模困难、跨省水火电协调难等复杂问题。南方电网所辖的云南、贵州和广西 3 省都是中国水电大省，辖属区域的乌江、红水河、澜沧江、金沙江、怒江是中国重要的水电基地。随着“西电东送”战略目标的逐步达成，全网水电规模将进一步扩大，面临的问题将更多，水电问题复杂性与难度更加突出。本文研究范围包括红水河、澜沧江、乌江流域以及其他部分流域共 92 座电站，已投产总装机近 41 000 MW，系统结构如图 2 所示。参与计算的水电站中，龙滩、天生桥梯级同时送电广东、广西，按照各月等送电量方式处理，其余电站给 1 个电网送电。

#### 3.2 应用结果

长期调度中水电网内出力上下限和受送量限制都为平均出力，需要根据网间输送电通道建设进度、区域电网与外部的受送电数据、网内小水电发

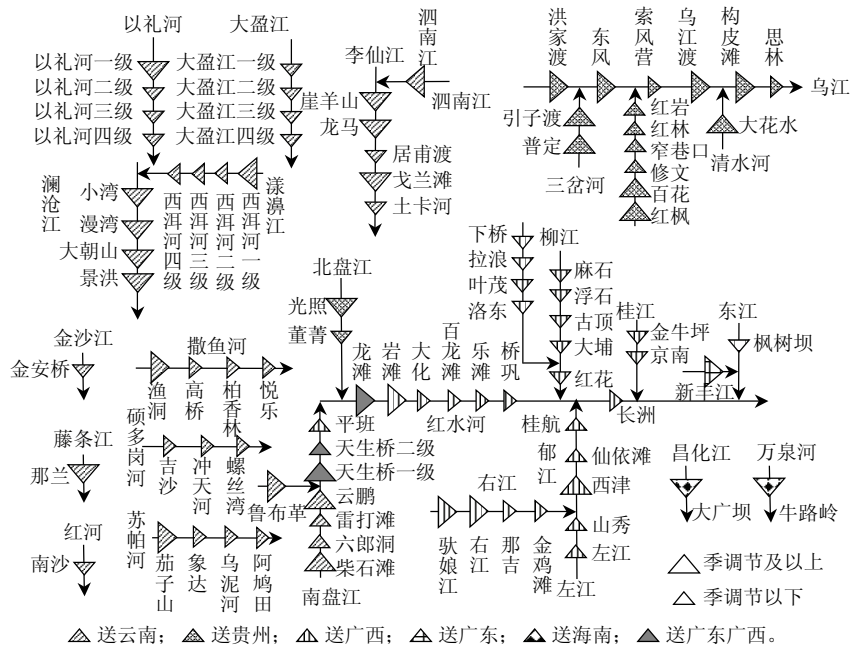


图2 南方电网水电站结构图

Fig. 2 Schematic layout of hydropower system of China southern power grid

电过程的估算、火电和其他电站年度发电计划综合得到，且难以一次全部成功设定。长期发电计划流程为：首先设定约束条件初值，以可吸纳电量最大模型计算水电长期计划；而后进行火电与其他电源负荷分配；最后进行电力电量平衡检验<sup>[20]</sup>，如果不能平衡则需要调整电量分配方案、吸纳能力和受送量限制等条件，并重复前面过程。由于1年内各月负荷需求和电网输送电能不同，同时电力负荷需求发展和新建输电通道投产时间均存在不确定性，因而实践中需根据电力需求和电网建设的进度为每个时段设置不同数值，并针对多种可能情况制定与之相适应的水电调度计划预案。本文研究仅集中于水电长期优化调度问题，对各电网吸纳上下限

和受送电限制采用单一数值。

以平水典型由一月份开始的年调度方案为例，设定各电网吸纳能力如表1所示，在表2所示的各种受送电约束下进行模型求解计算。对因受电电网

表1 各电网水电吸纳能力的限制

Tab. 1 Hydropower consumption capability of power grids

电网	水电出力下限/MW	吸纳水电上限/MW
广东	80	20 000
广西	1 000	4 000
云南	1 000	4 000
贵州	1 000	3 000
海南	50	150

表2 不同受送电规模下计算结果的比较

Tab. 2 Computing results under different power transmission constraints

限制情况	广东受送限制/ MW	广西受送限制/ MW	云南受送限制/ MW	贵州受送限制/ MW	海南受送限制/ MW	吸纳电量/ (亿 kW·h)	弃电量/ (亿 kW·h)	总电量/ (亿 kW·h)
限制1	6 000	3 000	3 000	3 000	50	1 500.54	159.76	1 660.30
限制2	6 000	3 000	4 000	3 000	50	1 542.91	108.34	1 651.25
限制3	6 000	3 000	5 000	3 000	50	1 548.28	100.63	1 648.91
限制4	8 000	3 000	5 000	3 000	50	1 604.31	58.77	1 663.08
限制5	8 000	3 000	6 000	3 000	50	1 629.12	27.71	1 656.83
限制6	8 000	3 000	7 000	3 000	50	1 646.91	7.37	1 654.28
限制7	10 000	3 000	7 000	3 000	50	1 669.48	0.00	1 669.48
限制8	10 000	3 000	8 000	3 000	50	1 672.42	0.00	1 672.42
限制9	10 000	3 000	9 000	3 000	50	1 672.73	0.00	1 672.73
无限制						1 689.75	0.00	1 689.75

吸纳能力限制导致的弃电，按照各弃电网最大可能外送的比例进行分配。在受送电限制情况 1 时，计算得到各电网总出力  $P$  如图 3 所示，图 4 为系统总蓄能  $E_v$ ，图 5 为 3 大流域出力蓄能过程。图 5 中红水河与澜沧江蓄能都在汛末降低到几乎为 0 的程度，乌江蓄能降低幅度较小，主要由于乌江整体调节性能更好，参与计算的日调节电站上游都具有调节能力强的龙头水库，因而减少汛期弃水的压力较

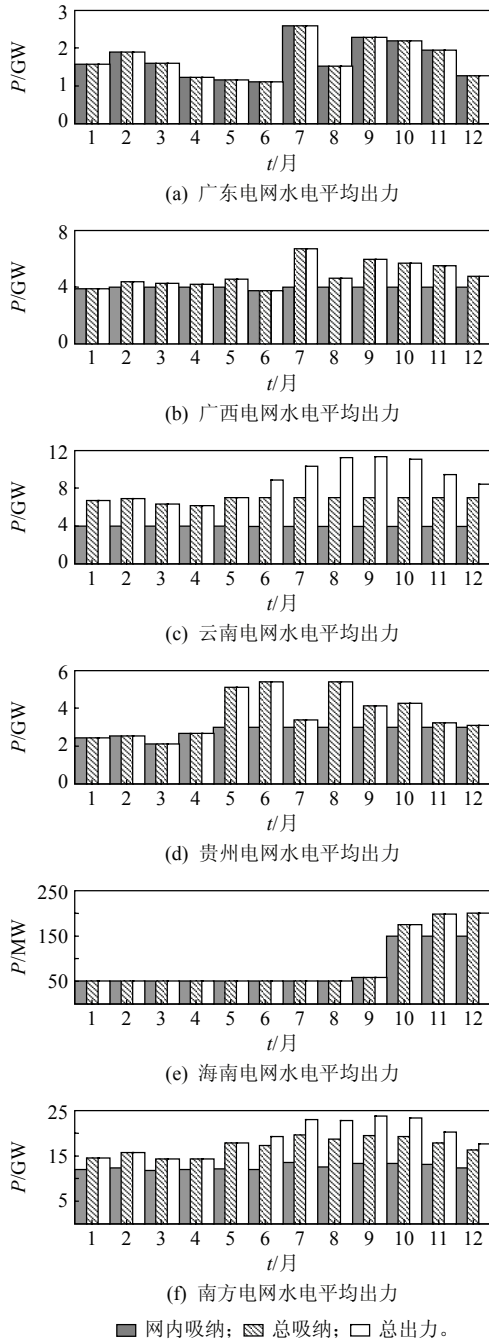


图 3 各电网出力的过程(受送电限制 1)  
Fig. 3 Generation power of power grids (under transmission constraints set 1)

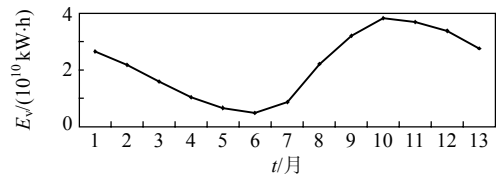


图 4 水电系统蓄能过程(受送电限制 1)  
Fig. 4 Storage energy of hydropower system (under transmission constraints set 1)

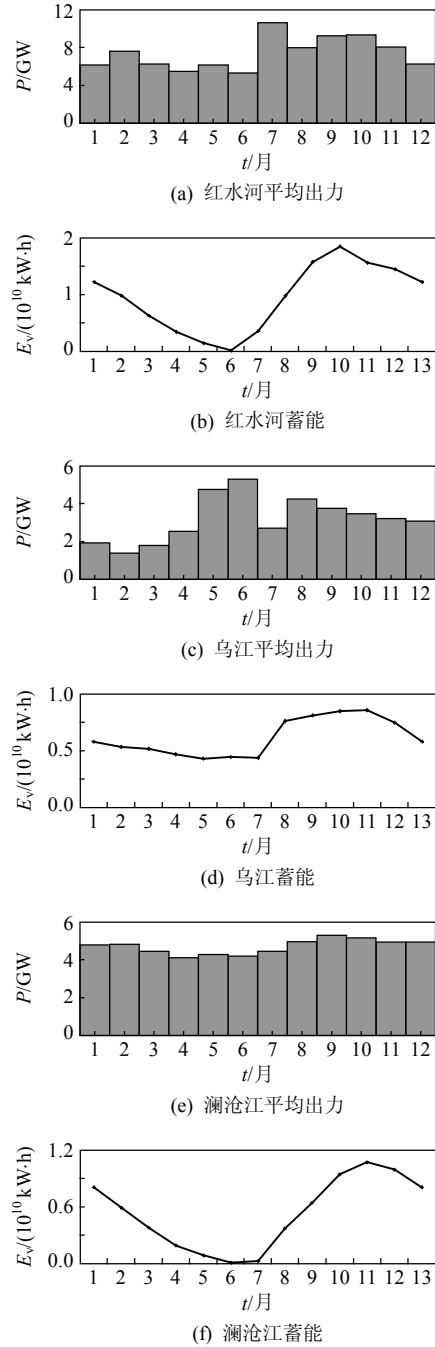


图 5 各主要流域出力蓄能过程图(受送电限制 1)  
Fig. 5 Power generation and storage energy of main basins (under transmission constraints set 1)

小。同时由于此时云南电网外送受限较大,乌江流域汛期发电可完全被吸纳,因而可在枯期维持较高水位。相比之下,红水河、澜沧江调节能力相对不足,其主要送电区域广西和云南都具有大规模调节性能很差的日调节水电站群,因而发挥多年调节、年调节水库的补偿调度能力,加大枯期消落深度,减小汛期弃电量就显得非常重要。

按照表2的顺序调整受送电出力限制,在云南水电送出能力限制由3000MW增加至4000和5000MW,总吸纳电量分别增加42.37亿和47.70亿kW·h,同时总发电量逐步降低。主要由于在广东吸纳能力不变时,云南外送加大后,贵州和广西水电汛期外送需相应减小,其范围内的长期调节水库枯期消落深度加大,降低了水能利用效率。

若维持云南送出能力为5000MW,广东受水电能力增至8000MW,则可吸纳电量可再增56.03亿kW·h。若再次将广东吸纳能力固定为8000MW,则总发电量随云南送出能力的加大而减小,其同样是由于其他送端水能利用效率的下降。这种情况在贵州电网的乌江流域表现最为明显,图6为各种受送电约束下乌江流域的蓄能过程。可见其枯期消落深度和运行方式受临近电网水电送出和吸纳能力影响很大。在水电吸纳能力足够时,如表2中受送限制7—9的情况,则乌江流域可完全避免枯期深度消落。可见,本例中限制可吸纳电量提高的2个瓶颈是云南送电约束和广东受电约束。尽管在表2中受送限制6以后的各例中,弃电量都为0,但由于吸纳能力和受送规模约束的存在,部分水电站仍难以按照

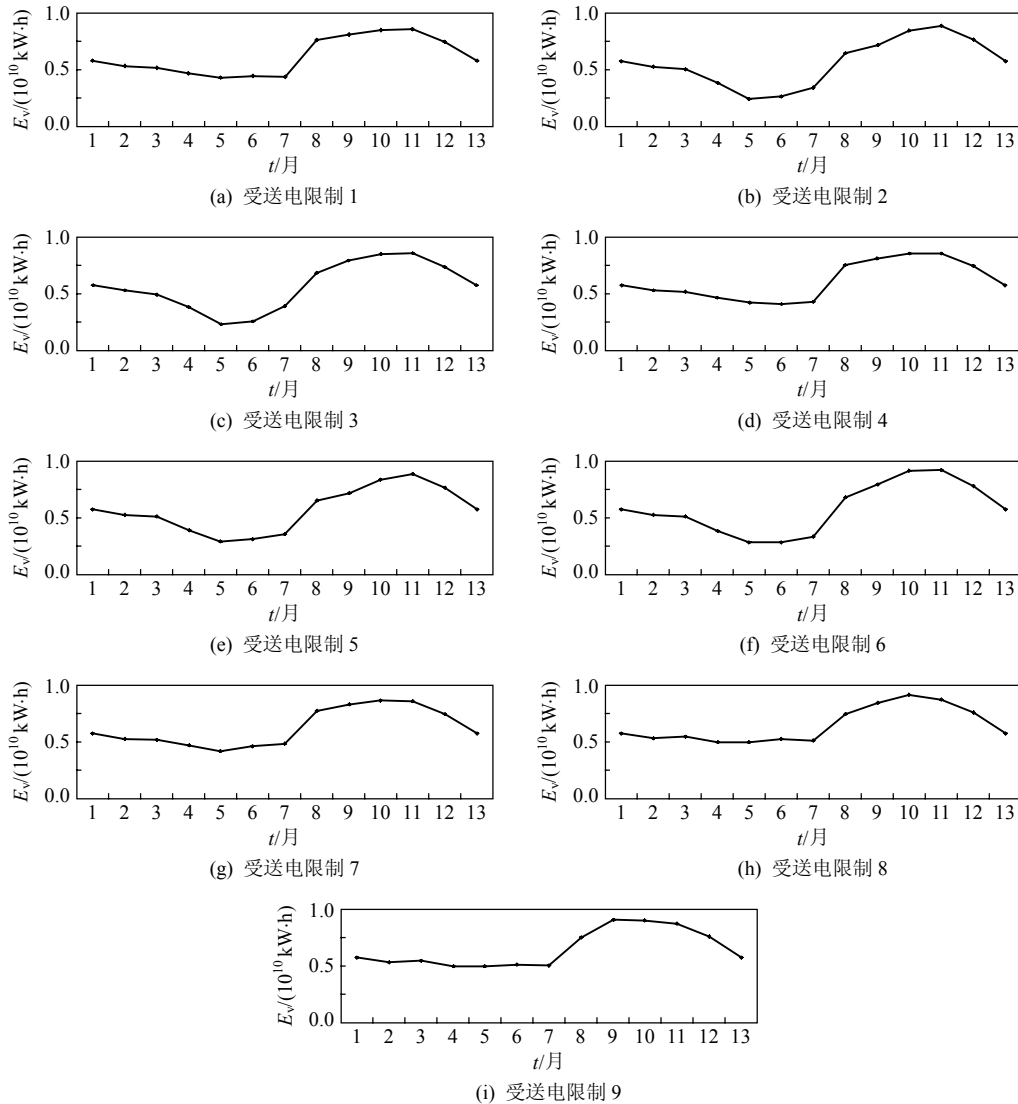


图6 各种限制条件下乌江流域的蓄能过程

Fig. 6 Storage energy of Wujiang basin under different conditions

水能利用效率最大的方式运行, 可吸纳电量值仍然随约束条件改变而变化。在这 2 个约束不再起限制作用以后, 其结果与不带水电总出力限制的发电量最大模型相一致。可见, 电网吸纳能力和受送量限制对水电系统经济运行造成不利影响, 可吸纳电量最大模型旨在将这种不利因素降到最低程度。

以上实例研究表明, 在有受送电量限制的大规模跨流域水电站群优化调度中, 水电站群的调度方式与常规梯级调度和单一电网水电调度有较大不同。不仅要考虑互联的多个电网的吸纳能力, 而且要涉及受送电规模限制以及多个流域间的径流补偿关系。在中国大规模的水电与电网建设的过程中, 这种情况将长期存在。为更好地满足工程实际需要, 本文模型和方法仍需进一步完善, 特别是如何与长期水火协调和电力电量平衡有机结合, 以及将远距离输电损耗因素纳入模型之中等, 都是需进一步研究的问题。

#### 4 结论

本文在中国跨电网受送电规模急剧扩大的背景下, 将电网内吸纳能力和跨电网受送电规模限制纳入水电优化调度模型, 建立了水电站群长期可吸纳电量最大模型, 并结合南方电网的实例, 构建了基于逐步优化、离散微分动态规划和逐次逼近算法为一体的求解方法体系。南方电网的实例研究表明, 该模型弥补了以往发电量最大模型对电力系统约束描述方式的不足, 应用效果良好, 对解决现在和未来跨流域跨省级电网的水电站群水电长期优化调度问题具有指导意义, 对水电调度计划与电力需求发展和电网建设进度的协调问题也具有实际应用价值。

#### 参考文献

- [1] 吴杰康, 孔繁镍. 水电能源蓄能模型分析与计算[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(17): 122-128.  
Wu Jiekang, Kong Fannie. Analysis and calculation for storage energy model of hydropower plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(17): 122-128(in Chinese).
- [2] 郭壮志, 吴杰康, 孔繁镍, 等. 梯级水电站水库蓄能利用最大化的长期优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(1): 20-26.  
Guo Zhuangzhi, Wu Jiekang, Kong Fannie, et al. Long-term optimization scheduling based on maximal storage energy exploitation of cascaded hydro-plant reservoirs[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(1): 20-26(in Chinese).
- [3] 蔡兴国, 林士颖, 马平. 现货交易中梯级水电站竞价上网的研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(8): 57-59.  
Cai Xingguo, Lin Shiyong, Ma Ping. Study on bidding price of cascaded hydro plants in spot transaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(8): 57-59(in Chinese).
- [4] 韩冰, 张粒子, 舒隽. 梯级水电站代理竞价模型及均衡求解[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(22): 94-99.  
Han Bing, Zhang Lizi, Shu Jun. Bidding model of cascaded hydropower stations and equilibrium solving under agency mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(22): 94-99(in Chinese).
- [5] 吴宏宇, 管晓宏, 翟桥柱, 等. 水火电联合短期调度的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(28): 82-88.  
Wu Hongyu, Guan Xiaohong, Zhai Qiaozhu, et al. Short-term hydrothermal scheduling using mixed-integer linear programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(28): 82-88(in Chinese).
- [6] Zhang X P, Rehtanz C, Song Y. A grid for tomorrow[J]. Power Engineer, 2006, 20(5): 22-27.
- [7] 肖晋宇, 吴云, 佟明东, 等. 西南水电外送规模及流向[J]. 中国电力, 2008, 41(9): 17-20.  
Xiao Jinyu, Wu Yun, Tong Mingdong, et al. Study on power transmission scale and delivery direction of southwest hydropower in China[J]. Electric Power, 2008, 41(9): 17-20(in Chinese).
- [8] 李飏. 珠江流域“西电东送”跨区域能源合作的动力机制研究[J]. 热带地理, 2008, 28(4): 351-356.  
Li Yang. Dynamic mechanism of trans-regional energy cooperation of the west-east power transfer project along the Pearl River basin[J]. Tropical Geography, 2008, 28(4): 351-356(in Chinese).
- [9] 王野平, 雷树华, 马晓茜. 西电东送与南方电网的发展[J]. 电力系统及其自动化学报, 2004, 16(4): 23-26.  
Wang Yeping, Lei Shuhua, Ma Xiaoqian. Power transmission from West China to East China and the developing goals of the southern interconnected power network[J]. Proceedings of Electric Power System and Automation, 2004, 16(4): 23-26(in Chinese).
- [10] 张森林, 陈皓勇, 屈少青, 等. 南方电力市场西电东送双边交易模式及电价形成机制研究[J]. 电网技术, 2010, 34(5): 133-140.  
Zhang Senlin, Chen Haoyong, Qu Shaoqing, et al. Research on bilateral transaction modes and formation mechanism of electricity price in South China electricity market[J]. Power System Technology, 2010, 34(5): 133-140(in Chinese).



- [11] Howson H R, Sancho N G F. A new algorithm for the solution of multi-state dynamic programming problems[J]. *Mathematical Programming*, 1975, 8(1): 104-116.
- [12] 宗航, 周建中, 张勇传. POA 改进算法在梯级电站优化调度中的研究和应用[J]. *计算机工程*, 2005, 29(17): 105-109.  
Zong Hang, Zhou Jianzhong, Zhang Yongchuan. Research and application for cascaded hydroelectric optimized scheduling based on modified adaptive POA[J]. *Computer Engineering*, 2005, 29(17): 105-109(in Chinese).
- [13] 段文辉, 梅亚东, 陈立华, 等. 金沙江干流梯级水电站水库群长期优化调度[J]. *水电自动化与大坝监测*, 2007, 31(1): 17-20.  
Duan Wenhui, Mei Yadong, Chen Lihua, et al. Long-term optimal operation of cascade hydropower plants on Jinshajiang River[J]. *Hydropower Automation and Dam Monitoring*, 2007, 31(1): 17-20(in Chinese).
- [14] 刘宁. 三峡-清江梯级电站联合优化调度研究[J]. *水利学报*, 2008, 38(3): 264-271.  
Liu Ning. Unified optimal operation of Three Gorges and Qingjiang cascade hydropower system[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2008, 38(3): 264-271(in Chinese).
- [15] 梅亚东, 杨娜, 翟丽妮. 雅砻江下游梯级水库生态友好型优化调度[J]. *水科学进展*, 2009, 20(5): 721-725.  
Mei Yadong, Yang Na, Zhai Lini. Optimal ecological sound operation of the cascade reservoirs in the lower Yalongjiang River[J]. *Advances in Water Science*, 2009, 20(5): 721-725(in Chinese).
- [16] Marino M A, Loaiciga H A. Dynamic model for multireservoir operation[J]. *Water Resources Research*, 1985, 21(5): 619-630.
- [17] Marino M A, Loaiciga H A. Quadratic model for reservoir management: application to the central valley project[J]. *Water Resources Research*, 1985, 21(5): 631-641.
- [18] Lucas N J D, Perera P J. Short-term hydroelectric scheduling using the progressive optimality algorithm[J]. *Water Resources Research*, 1985, 21(9): 1456-1458.
- [19] Heidari M, Chow V T, Kokotović P V, et al. Discrete differential dynamic programming approach to water resources systems optimization[J]. *Water Resources Research*, 1971, 7(2): 273-282.
- [20] 蔡建章, 蔡华祥, 洪贵平. 电力电量平衡算法研究与应用[J]. *云南电力技术*, 1994(3): 8-11.  
Cai Jianzhang, Cai Huaxiang, Hong Guiping. Reserch on and application of power balance algorithm[J]. *Yunnan Power Technology*, 1994(3): 8-11(in Chinese).



武新宇

收稿日期: 2011-03-02。

作者简介:

武新宇(1979), 男, 讲师, 主要从事水电系统经济运行研究, wuxinyu@dlut.edu.cn;

程春田(1965), 男, 长江学者特聘教授, 博士生导师, 近期主要从事水火电优化调度与电网经济运行、电网节能算法及智能算法研究等, ctcheng@dlut.edu.cn;

王静(1986), 女, 硕士研究生, 主要从事水电系统经济运行研究, vjingw@163.com。

(责任编辑 谷子)