

计及发电权转让的梯级水电站短期优化调度

尹永昌, 蔡兴国, 张占安, 李现忠, 付春梅

(哈尔滨工业大学 电气工程及自动化学院, 黑龙江省 哈尔滨市 150001)

Short-Term Optimal Scheduling of Cascade Hydro-power Plants Considering Generation Rights Transfer

YIN Yongchang, CAI Xingguo, ZHANG Zhan'an, LI Xianzhong, FU Chunmei

(School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, Heilongjiang Province, China)

ABSTRACT: In traditional electricity market, the short-term optimal scheduling of cascaded power stations is simple and intuitive and convenient to comprehend, however the impacting factors considered in the scheduling are not enough. In this paper, a new short-term optimal scheduling model of cascaded power stations in electricity market is built, in which the impact of generation right transfer on the decision of short-term optimal scheduling model of cascaded power stations is considered, and the economic benefit of the three parties, i.e., the transferors and transferees of generation right and the grid company, is taken into account while generation right transfer exists. In the proposed model the capacity and water head of reservoir, unit output and power purchase cost of grid company are taken as constraint conditions. The short-term optimal scheduling of cascaded power stations is a high dimensional nonlinear optimization problem with a lot of constraint conditions and time-delay, so the proposed model should be solved by differential evolution algorithm. Results of calculation example show that both the proposed model and utilized algorithm are effective.

KEY WORDS: electricity market; cascade hydro-power stations; short-term optimal scheduling; generation rights transfer; differential evolution algorithm

摘要: 传统电力市场环境下, 梯级水电站的短期优化调度方式简明直观、便于理解, 但考虑因素不够全面, 为此构建了电力市场环境下的梯级水电站短期优化调度模型, 该模型考虑了发电权转让对梯级水电站短期优化调度决策的影响, 且当存在发电权交易时兼顾了发电权出让方、受让方以及电网公司三方的经济利益, 模型还考虑了梯级水电站的库容、水库水头、机组出力和电网公司购电费用等约束条件。梯级水

电站短期优化调度为高维、有时滞且带有大量约束条件的非线性优化问题, 因此采用微分进化算法对该优化模型进行求解。算例结果验证了该模型及算法的有效性。

关键词: 电力市场; 梯级水电站; 短期优化调度; 发电权转让; 微分进化算法

0 引言

我国地域辽阔, 水利资源丰富, 经过长期发展, 水电机组在我国的机组总装机容量中已经达到了很高的比例, 并且有继续提高的趋势。水电是一种可再生、无污染的环境友好型能源, 提高水电资源的利用率可减少一次能源的使用, 可有效促进我国经济社会的和谐健康发展。为更好地利用水电资源, 有必要研究梯级水电站的短期优化调度问题。

电力系统中梯级水电站的短期优化调度从本质上说是一个随机优化控制问题^[1]。国内外众多学者针对梯级水电站优化决策做了很多研究, 但目前研究主要集中在购电侧购电成本最小化、发电侧发电效益最大化和优化调度决策算法等方面^[2-7], 也有不少学者从分时电价、环保因素和风险因素的角度出发研究梯级水电站的优化决策^[8-15], 取得了很好效果, 但是对发电权转让对梯级水电站调度决策影响的研究较少。随着电力市场体制改革的不断深入和完善, 发电权调节市场变得逐渐成熟, 发电侧发电权的转让也变的逐渐可行。在梯级水电站短期优化调度模型中考虑发电权交易的影响, 有益于发电方根据自身情况制定合理的发电计划, 有益于发电侧优化资源配置、降低发电成本和提高经济效益。目前, 国内外学者从不同视角对发电权调节市场做了相关研究^[16-18], 但国内关于发电权的研究起步较晚, 为了方便管理发电权调节市场, 国家相关部门

基金项目: 高等学校博士学科点专项科研基金资助项目(20050213006); 黑龙江省科技攻关项目(GD07A304)。

Project Supported by Special Scientific and Research Funds for Doctoral Speciality of Institution of Higher Learning(20050213006).

对发电权调节市场进行了政策性规定^[19-20]。

本文将考虑发电权转让对梯级水电站短期优化决策的影响，构建梯级水电站短期优化调度模型，该模型综合考虑了发电权出让方、受让方和电网公司三方利益，符合电力市场的实际运行机制。

1 梯级水电站短期优化调度模型

1.1 发电权转让

发电权调节市场是电力市场体制改革发展到一定阶段的必然结果。在现实环境中部分发电企业由于受发电边际成本过高、机组停运检修和输电设备故障等因素的影响，无法完成预定的发电任务，这将不利于电力系统的安全可靠运行；同时也有部分发电企业由于受发电边际成本较低、存在备用容量和闲置机组等因素的影响，有能力在完成自身发电任务的基础上承担额外的发电任务。因此，在发电侧引入发电权调节机制，一方面可以有效保证电力系统安全可靠运行，合理优化发电侧资源配置；另一方面在可靠完成供电任务的基础上发电权的出让方和受让方均可获得相应的经济效益，同时也考虑了电网公司的经济效益，能够形成多赢的经济局面。因发电权转让造成的网损增加量由发电权受让方承担，电网公司对交易成功的单位发电权收取一定比例的管理费。目前电力市场环境下发电权转让的类型主要有火电与火电、火电与水电、水电与水电 3 种类型，本文将主要研究水电与火电之间的发电权转让类型。

1.2 约束条件

发电权转让模型中的约束条件有：

1) 负荷平衡约束^[21]。

$$\sum_{i=1}^N N_i^t = P_L^t + \Delta P_{\text{loss}}^t + \sum_{i=1}^N N_i^{ct} \quad (1)$$

式中： P_L^t 为 t 时段梯级水电站所在区域的预测负荷； ΔP_{loss}^t 为 t 时段因水电、火电之间发电权交易而引起的系统网损变化值，当梯级水电站出售发电权时， $\Delta P_{\text{loss}}^t = 0 \text{ MW}$ ； N_i^{ct} 为 t 时段第 i 级水电站因发电权交易影响而承担的发电量，受让时为正值，出让时为负值； N 为梯级水电站级数。

2) 水量平衡约束^[20]。

$$V_i^{t+1} = V_i^t + J_i^t + Q_{i-1}^{t-\tau_{i-1}} + q_{i-1}^{t-\tau_{i-1}} - Q_i^t - q_i^t \quad (2)$$

式中： V_i^t 为 t 时段第 i 级水电站的库容； J_i^t 为 t 时段第 i 级水电站的天然来水量； Q_i^t 为 t 时段第 i 级水电站的发电引用流量； q_i^t 为 t 时段第 i 级水电站

的弃水量； τ_{i-1} 为相邻水电站之间的水流时滞时间。

3) 水电站有功出力约束。

$$N_{i\text{min}}^t \leq N_i^t + \Delta N_i^t \leq N_{i\text{max}}^t \quad (3)$$

式中： $N_{i\text{min}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站的最小保证出力； $N_{i\text{max}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站的最大允许出力； ΔN_i^t 为发电权转让量， ΔN_i^t 为负值时表示第 i 级水电站 t 时段出让发电权电量， ΔN_i^t 为正值时表示第 i 级水电站 t 时段受让发电权电量。

4) 水电站发电引用流量约束。

$$Q_{i\text{min}}^t \leq Q_i^t + \Delta Q_i^t \leq Q_{i\text{max}}^t \quad (4)$$

式中： $Q_{i\text{min}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站应保证的最小发电引用流量； ΔQ_i^t 为 t 时段第 i 级水电站因发电权转让而改变的发电引用流量； $Q_{i\text{max}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站所允许的最大发电引用流量。

5) 水电站库容约束^[20]。

$$V_{i\text{min}}^t \leq V_i^t \leq V_{i\text{max}}^t \quad (5)$$

式中： $V_{i\text{min}}^t$ 为 t 时段水库 i 应保证的最小库容； $V_{i\text{max}}^t$ 为 t 时段水库 i 所允许的最大库容。

6) 水库水头约束^[20]。

$$Y_{i\text{min}}^t \leq Y_i^t \leq Y_{i\text{max}}^t \quad (6)$$

式中： $Y_{i\text{min}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站应保证的最小水头； $Y_{i\text{max}}^t$ 为 t 时段第 i 级水电站所允许的最大水头。

7) 发电权受让条件约束。

$$B_i^t \leq H_j^t - G_j^t - D_j^t \quad (7)$$

式中： B_i^t 为 t 时段发电权受让方 i 的单位发电量的边际成本； H_j^t 为 t 时段发电权出让方 j 的单位发电量电价； G_j^t 为 t 时段发电权出让方 j 的单位发电电量的拟出售价格； D_j^t 为 t 时段电厂 j 出售单位发电电量时电网公司收取的管理费用。

8) 线路传输容量约束。

$$|P_{Li}| \leq P_{Li\text{max}} \quad (8)$$

式中： P_{Li} 为第 i 条支路的传输功率； $P_{Li\text{max}}$ 为第 i 条支路传输功率极限。

9) 发电权交易前后电网公司购电总费用约束。

$$S_{\text{th}}^t \leq S_{\text{tq}}^t \quad (9)$$

式中： S_{tq}^t 为 t 时段发电权交易之前电网公司的购电费用； S_{th}^t 为 t 时段发电权交易之后电网公司的购电费用。

1.3 目标模型

在考虑梯级水电站发电权转让的基础上，以未来调度周期内梯级水电站的期望运行效益最大为

优化目标,优化过程中综合考虑了参与发电权转让的各方利益,符合电力市场环境下的调度理念。具体优化目标模型如下:

$$f = \max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \{ [C_i^t (N_i^t - h^t N_i^{ct}) + h^t C_i^{ct} N_i^{ct} + k^t N_j^{gt} (m^t H_j^t - n^t G_j^t - D_j^t)] \Delta T \} \quad (10)$$

式中: C_i^t 为梯级水电站群中第 i 级电站 t 时段的电价; N_i^t 为第 i 级电站在未考虑发电权转让影响时 t 时段的发电量; C_i^{ct} 为第 i 级水电站在 t 时段单位发电权电量的拟出售价格; N_i^{ct} 为第 i 级电站在 t 时段拟出售的发电权电量; N_i^{gt} 为第 i 级电站在 t 时段拟购买的发电权电量; H_j^t 为火电厂 j 在 t 时段的电价; G_j^t 为火电厂 j 在 t 时段的单位发电权电量拟出售价格; D_j^t 为火电厂 j 在 t 时段出售单位发电权电量时电网公司拟收取的管理费用; N_j^{gt} 为火电厂 j 在 t 时段拟出售的的发电权电量; ΔT 为相邻时段之间的时间差; T 为未来调度期内的时段数; h^t 、 k^t 、 m^t 、 n^t 为开关量, $h^t = k^t = 0$ 表示在 t 时段梯级水电站与各个火电厂之间没有发电权交易, $k^t = m^t = n^t = 1$ 且 $h^t = 0$ 表示在 t 时段梯级水电站从火电厂 j 购买部分发电权, $h^t = 1$ 且 $k^t = 0$ 表示梯级水电站在 t 时段向火电厂出售部分发电权。

2 求解方法及步骤

2.1 微分进化算法

微分进化(differential evolution, DE)算法于1995年由 Storn 和 Price 2 位学者提出。DE 算法源于遗传算法(genetic algorithms, GA),具有直接采用实数进行编码操作、稳定性好、收敛速度快且不易陷入局部最优等方面优点,并被应用到许多学术领域^[22-24]。

DE 算法的基本步骤为:

1) 初始化。设第 i 个个体 $\mathbf{X}_i = [x_{i,1}, \dots, x_{i,D}]$, D 为解空间维数,初始种群 $\mathbf{S} = \{\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_N\}$,

$$x_{i,j} = x_{i,j,\min} + \lambda(x_{i,j,\max} - x_{i,j,\min}) \quad (11)$$

式中: $x_{i,j}$ 、 $x_{i,j,\max}$ 和 $x_{i,j,\min}$ 分别为 \mathbf{X}_i 的第 j 个分量及其上下限; λ 为 $[0,1]$ 范围内的随机数。

2) 变异。第 k 次迭代中变异向量的分量为

$$v_{i,j}^{k+1} = x_{r1,j}^k + F(x_{r2,j}^k - x_{r3,j}^k) \quad (12)$$

式中: $x_{r1,j}^k$ 、 $x_{r2,j}^k$ 、 $x_{r3,j}^k$ 为从第 k 次迭代除目标向量 \mathbf{X}_i^k 之外的个体中随机选取出来的 3 个不同向量的第 j 个分量; F 为控制参数。

3) 交叉。第 k 次迭代中变异向量 \mathbf{U}_i^k 的分量为

$$u_{i,j}^{k+1} = \begin{cases} v_{i,j}^{k+1}, & \lambda \leq C_R \text{ 或 } j = I_{\text{rand}} \\ x_{i,j}^k, & \text{其他} \end{cases} \quad (13)$$

式中: I_{rand} 为从 $[1,D]$ 中随机选取的整数,用于保证本次迭代存在交叉操作; C_R 为交叉因子,用于提高搜索效率和控制种群的多样性。

4) 选择。通过比较新个体和父个体的评价函数值来确定是否进行选择。若新个体评价函数值优于父个体评价函数值,则新个体取代父个体并被保留在下一代种群中,否则新个体不取代父个体。选择方式为

$$\mathbf{X}_i^{k+1} = \begin{cases} \mathbf{U}_i^{k+1}, & f(\mathbf{U}_i^{k+1}) \geq f(\mathbf{X}_i^k) \\ \mathbf{X}_i^k, & \text{其他} \end{cases} \quad (14)$$

5) DE 算法的控制参数。控制参数的选择直接影响 DE 算法的进化效率,合理选择控制参数可以有效提高该算法的搜索性能。文献[23]指出 DE 算法迭代过程中 F 的取值范围一般为 $[0.4, 0.9]$, C_R 的取值范围一般为 $[0.3, 0.8]$ 。

2.2 求解步骤

根据所建数学模型,具体求解步骤为:

1) 参数初始化。需初始化的参数包括种群规模、输入问题的空间维数和最大迭代次数、控制参数和交叉因子的上下限值等。

2) 种群初始化。将梯级水电站中的各级电站的发电引用流量作为决策变量,在控制变量变化范围内随机生成 N 个解,形成种群 \mathbf{S} ,并设当前迭代次数 k 为 1。

3) 根据历史数据对未来调度期内各个时段的电价、径流量和负荷进行预测,得到未来调度期内的相关数据。

4) 根据步骤 3) 的预测结果、当前水库库容以及预测负荷水平,确定未来一个调度期内各个时段的发电权交易情况。

5) 计算种群中所有个体的目标适应度值,若个体违反约束条件,则用罚函数法计算其目标适应度,并将所有目标适应度中的最大值作为当前群体的最优解。

6) 判断当前迭代次数 k 是否到达最大迭代次数,若未达到,则置 $k=k+1$;若达到,执行步骤 8)。

7) 根据步骤 5) 结果,采用 DE 算法对种群进行变异、交叉、选择操作,得到新一代的种群 \mathbf{S}' ,返回步骤 5)。

8) 输出全局最优解，从而得到考虑发电权转让的梯级水电站最优调度方案。

3 算例分析

本文将以包含 A、B 2 个区域的某实际系统为例，验证所提模型的合理性和适用性，其中 A 区为由 3 级梯级水电站组成的水电系统，B 区为由 3 个火电厂组成的火电系统。A、B 区的发电方分别作为一个整体参加发电权交易，当 A、B 两区域间无发电权交易时，各个区域各自独立供电。本文对峰谷时段梯级水电站各个时段上网电价进行预测，火电上网的峰时电价、平时电价和谷时电价分别取 581、447 和 224 元/MW。当水电、火电之间存在发电权转让时，电网公司在峰时、平时和谷时收取的管理费用分别取 20、15、10 元/MW。

本文采用的调度周期为 24h，每 1h 为一个调度时段，且各相邻水电站的水流时滞为 1h，梯级水电站的参数取自文献[8]，具体内容见表 1， η 为水电站的水电机组综合发电系数。

表 1 水电站参数
Tab. 1 Parameters of hydro plants

水电站级数	$V_{i\max}/$ (亿 m^3)	$V_{i\min}/$ (亿 m^3)	$N_{i\max}/$ GW	$N_{i\min}/$ MW	$Q_{i\max}/$ (m^3/s)	$Q_{i\min}/$ (m^3/s)	η
第 1 级	145.57	98.95	4.20	0	3 101.6	0	8.81
第 2 级	9.20	2.57	1.50	0	2 000.0	0	8.20
第 3 级	9.33	2.75	1.35	0	1 410.7	0	8.00

应用 DE 法对模型进行优化时，各个参数的取值分别为：群体规模为 60，最大迭代次数为 200， F 的上下限值分别为 0.9 和 0.4， C_R 的上下限值分别为 0.8 和 0.3。

本文以 B 电站为例进行分析，分别选取枯水期和丰水期的 2 个典型日来验证本文所提发电权转让理论。B 电站各时段上网电价的预测结果见图 1，其中系列 1 为枯水期时某典型日 B 电站的上网电价预测结果，系列 2 为丰水期时某典型日 B 电站的上网电价预测结果。

梯级水电站在枯水期时向 B 区的火电厂出让部分发电权，在丰水期时从 B 区的火电厂受让部分发电权，从而合理优化配置发电侧资源，保证供电的安全性与可靠性。表 2 为枯水期某典型日各个时段 A 区梯级水电站拟向 B 区火电厂出让的发电权量和单位发电权电量价格。表 3 为丰水期某典型日各个时段 B 区火电厂拟向 A 区梯级水电站出让的发电权量和单位发电权电量价格。

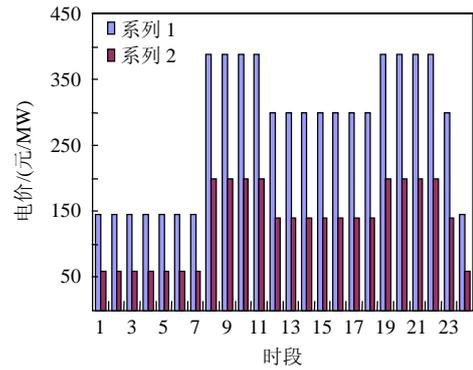


图 1 B 电站未来调度期的预测上网电价
Fig. 1 Predicted price of next dispatching cycle of plant B

表 2 枯水期某典型日 A 区梯级水电站拟出售的单位发电权电量价格及发电权量

Tab. 2 The price of per generation rights and the amount of generation rights on a certain day of low flow period that hydro-power plants plan to sell

时刻	$C_i^c /$ (元/MW·h)	$N_i^c /$ (MW·h)	时刻	$C_i^c /$ (元/MW·h)	$N_i^c /$ (MW·h)
1:00	5	900	13:00	100	700
2:00	5	900	14:00	100	700
3:00	5	900	15:00	100	700
4:00	5	900	16:00	100	700
5:00	5	900	17:00	100	700
6:00	5	900	18:00	100	700
7:00	5	900	19:00	180	400
8:00	180	400	20:00	180	400
9:00	180	400	21:00	180	400
10:00	180	400	22:00	180	400
11:00	180	400	23:00	100	700
12:00	100	700	24:00	5	900

表 3 丰水期某典型日 B 区火电机组拟出售的单位发电权电量价格及发电权量

Tab. 3 The price of per generation rights and the amount of generation rights on a certain day of high flow period that thermal power plants plan to sell

时刻	$C_i^c /$ (元/MW·h)	$N_i^c /$ (MW·h)	时刻	$C_i^c /$ (元/MW·h)	$N_i^c /$ (MW·h)
1:00	120	1 000	13:00	240	800
2:00	120	1 000	14:00	240	800
3:00	120	1 000	15:00	240	800
4:00	120	1 000	16:00	240	800
5:00	120	1 000	17:00	240	800
6:00	120	1 000	18:00	240	800
7:00	120	1 000	19:00	320	600
8:00	320	600	20:00	320	600
9:00	320	600	21:00	320	600
10:00	320	600	22:00	320	600
11:00	320	600	23:00	240	800
12:00	240	800	24:00	120	1 000

采用 DE 算法分别对枯水期和丰水期典型日的目标模型进行优化求解，并与 GA 算法的优化结果进行比较。表 4、5 分别为枯水期、丰水期某典型日目标模型的优化结果。

表 4 枯水期某典型日目标模型的优化结果
Tab. 4 Optimal results of objective model for a certain day of low flow period

算法	期望运行效益/10 ⁷ 元	
	未考虑发电权转让	考虑发电权转让
DE	2.490 2	2.266 9
GA	2.473 6	2.211 7

表 5 丰水期某典型日目标模型的优化结果
Tab. 5 Optimal results of objective model for a certain day of high flow period

算法	期望运行效益/10 ⁷ 元	
	未考虑发电权转让	考虑发电权转让
DE	1.605 8	1.921 6
GA	1.596 4	1.911 8

由表 4—5 可知,发电权转让影响梯级水电站调度期内的经济效益,枯水期时梯级水电站通过出让部分发电权会适当减少调度期内的经济效益,丰水期时梯级水电站通过受让部分发电权会适当增加调度期内的经济效益。DE 算法较 GA 算法具有较强的全局搜索能力,且不易陷入局部最优解。

表 6—7 分别为枯水期和丰水期某典型日梯级水电站的日调度计划。在考虑发电权转让的基础上,采用 DE 算法对算例中选取的枯水期和丰水期 2 个典型日目标模型进行优化,进而得到相应的日

表 6 枯水期某典型日日调度计划
Tab. 6 Scheduling plan for a certain day of low flow period

时段 <i>t</i>	各级水电站出力/MW			各级水库库容/(亿 m ³)		
	A 电站	B 电站	C 电站	A 电站	B 电站	C 电站
1	1 320.9	421.4	296.6	110.010 0	3.500 0	3.500 0
2	875.4	511.7	172.4	110.008 0	3.500 6	3.501 5
3	869.3	359.2	172.4	110.006 0	3.503 2	3.503 5
4	641.1	342.3	203.8	110.004 9	3.504 1	3.505 3
5	646.9	356.5	172.4	110.003 8	3.505 3	3.506 3
6	724.6	298.5	172.4	110.002 4	3.508 2	3.508 1
7	697.8	495.6	173.2	110.001 1	3.511 3	3.509 6
8	1 565.0	807.1	172.4	109.996 3	3.516 4	3.509 7
9	1 985.3	1 075.7	224.8	109.991 2	3.522 4	3.513 9
10	2 217.8	1 183.9	336.2	109.984 2	3.528 9	3.517 2
11	2 439.9	1 310.1	565.3	109.977 8	3.532 1	3.522 8
12	1 895.8	1 479.3	563.8	109.973 6	3.531 7	3.524 4
13	1 766.8	1 460.3	703.6	109.968 0	3.531 9	3.527 4
14	1 713.6	1 469.0	683.2	109.962 6	3.532 3	3.531 6
15	2 169.4	1 045.7	645.6	109.957 0	3.532 7	3.536 0
16	1 890.4	1 397.4	483.6	109.953 7	3.532 5	3.537 3
17	1 498.5	908.9	713.1	109.949 1	3.532 2	3.539 8
18	1 628.6	1 374.7	172.4	109.944 5	3.534 2	3.541 7
19	1 406.6	1 338.1	291.4	109.940 3	3.538 7	3.548 8
20	2 010.1	1 136.8	690.7	109.933 8	3.542 6	3.554 7
21	1 891.3	1 193.3	658.4	109.929 3	3.544 1	3.557 9
22	2 558.4	955.9	551.6	109.924 5	3.547 3	3.560 2
23	2 227.8	506.3	225.2	109.919 4	3.547 3	3.562 3
24	2 010.7	355.4	252.4	109.916 5	3.546 8	3.566 3

表 7 丰水期某典型日日调度计划
Tab. 7 Scheduling plan for a certain day of high flow period

时段 <i>t</i>	各级水电站出力/MW			各级水库库容/(亿 m ³)		
	A 电站	B 电站	C 电站	A 电站	B 电站	C 电站
1	3 176.3	570.0	704.3	142.730 0	9.000 0	9.000 0
2	3 098.8	851.1	387.9	142.728 7	9.007 1	9.000 3
3	2 386.9	1 264.3	631.8	142.729 4	9.010 8	9.003 3
4	2 382.3	1 141.8	804.2	142.730 0	9.012 3	9.007 1
5	2 470.6	993.8	1 120.1	142.729 9	9.015 3	9.009 7
6	3 098.4	1 023.0	703.2	142.728 8	9.019 6	9.010 5
7	2 868.4	1 324.4	1 055.5	142.728 1	9.023 8	9.013 0
8	2 920.2	929.3	1 265.8	142.726 0	9.026 9	9.015 4
9	4 053.6	1 024.8	917.8	142.722 6	9.034 1	9.015 4
10	3 597.9	1 484.7	1 288.1	142.720 6	9.040 0	9.017 1
11	3 871.0	1 031.1	873.2	142.717 2	9.044 9	9.019 3
12	3 139.1	1 491.9	1 329.5	142.716 2	9.049 1	9.021 2
13	3 752.4	1 384.0	949.3	142.713 1	9.053 8	9.023 3
14	3 943.9	1 333.3	1 104.0	142.709 6	9.059 0	9.026 4
15	3 942.9	1 465.1	1 318.6	142.706 6	9.064 0	9.028 6
16	3 976.0	1 154.4	1 194.8	142.703 3	9.069 4	9.030 7
17	4 037.8	719.8	975.1	142.699 6	9.075 8	9.031 9
18	3 411.8	1 393.0	892.4	142.698 2	9.082 2	9.031 9
19	3 623.8	1 306.5	713.3	142.695 5	9.087 0	9.035 3
20	3 972.6	1 106.3	1 148.0	142.692 0	9.092 0	9.038 9
21	3 582.0	1 312.2	1 279.5	142.690 4	9.097 3	9.040 1
22	3 743.1	780.3	498.4	142.687 7	9.102 8	9.041 7
23	3 245.4	632.6	1 116.1	142.685 8	9.108 9	9.043 9
24	2 573.0	1 339.3	900.4	142.686 5	9.113 5	9.043 0

调度计划。由表 6—7 可知,由于枯水期库容较少、径流量较小以及出让了部分发电权,水电机组的出力相对较小;由于丰水期库容较多、径流量较大以及受让了部分发电权,水电机组的出力较多。

4 结论

本文提出的梯级水电站短期优化调度模型,考虑了发电权转让对梯级水电站调度决策的影响,从而与发电侧的实际调度决策更加吻合。

由于考虑了发电权转让因素,梯级水电站可以根据自身实际情况灵活制定未来调度期内的发电计划。算例结果表明丰水期通过受让部分发电权可以适当增加未来调度期内的经济效益,枯水期通过出让部分发电权会适当减少未来调度期内的经济效益。但丰水期通过受让部分发电权可以有效减少和防止弃水现象的出现,有利于水资源的高效利用,符合近期国家节能减排的相关政策导向。枯水期一方面由于水资源非常宝贵,通过出售部分发电权可以节省部分水资源,另一方面从中长期决策的角度来看通过出让部分发电权可以获得更大的经济效益。

参考文献

- [1] 曾勇红, 姜铁兵, 张勇传. 三峡梯级水电站蓄能最大长期优化调度模型及分解算法[J]. 电网技术, 2004, 28(10): 5-8.
Zeng Yonghong, Jiang Tiebing, Zhang Yongchuan. A long-term scheduling model for stored energy maximization of three gorges cascade hydroelectric stations and its decomposition algorithm[J]. Power System Technology, 2004, 28(10): 5-8(in Chinese).
- [2] 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): 56-59.
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): 56-59(in Chinese).
- [3] 蔡兴国, 林士颖, 马平, 等. 电力市场中梯级水电站优化运行的研究[J]. 电网技术, 2003, 27(9): 6-9.
Cai Xingguo, Lin Shiyong, Ma Ping, et al. Study on optimal operational of cascaded hydropower plants in electricity market[J]. Power System Technology, 2003, 27(9): 6-9(in Chinese).
- [4] Borghetti A, Frangioni A, Lacalandra F, et al. Lagrangian heuristics based on disaggregated bundle methods for hydrothermal unit commitment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1): 313-322.
- [5] 朱建全, 吴杰康. 基于混合粒子群算法并计及概率的梯级水电站短期优化调度[J]. 电工技术学报, 2008, 23(11): 131-138.
Zhu Jianquan, Wu Jiekang. Short-term scheduling optimization of cascade hydro plants based on hybrid particle swarm optimization with probabilistic analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2008, 23(11): 131-138(in Chinese).
- [6] 费君如, 董增川, 王德智, 等. 改进加速遗传算法在梯级水电优化调度中的应用[J]. 水力发电, 2008, 34(8): 8-11.
Fei Junru, Dong Zengchuan, Wang Dezhi, et al. Application of modified RAGA in optimal operation of cascaded hydroelectric plants[J]. Hydro Power, 2008, 34(8): 8-11(in Chinese).
- [7] 谢红胜, 吴相林, 陈阳, 等. 分时电价下梯级水电站间短期优化调度仿真[J]. 华中科技大学学报: 自然科学版, 2008, 36(3): 114-117.
Xie Hongsheng, Wu Xianglin, Chen Yang, et al. Short-term optimization scheduling among the cascaded hydroelectricity plants in zonal time price[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2008, 36(3): 114-117(in Chinese).
- [8] 韩冬, 蔡兴国. 综合环境保护及峰谷电价的水火电短期优化调度[J]. 电网技术, 2009, 33(14): 78-83.
Han Dong, Cai Xingguo. Short-term scheduling of hydrothermal power system considering environmental protection and time-of-use price[J]. Power System Technology, 2009, 33(14): 78-83(in Chinese).
- [9] 张显, 王锡凡, 陈芳华, 等. 分时段短期电价预测[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(15): 1-6.
Zhang Xian, Wang Xifan, Chen Fanghua, et al. Short-term electricity price forecasting based on period-decoupled price sequence[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(15): 1-6(in Chinese).
- [10] Cabero J, Baillo A, Cerisola S, et al. A medium-term integrated risk management model for a hydrothermal generation company[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(3): 1379-1388.
- [11] Amjady N, Farrokhzad D, Modarres M. Optimal reliable operation of hydrothermal power systems with random unit outages[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1): 279-287.
- [12] González C, Juan J, Mira J, et al. Reliability analysis for systems with large hydro resources in a deregulated electric power market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(1): 90-95.
- [13] 吴杰康, 朱建全. 机会约束规划下的梯级水电站短期优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 41-46.
Wu Jiekang, Zhu Jianquan. A new model for short-term scheduling optimization of cascade hydro plants based on chance-constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 41-46(in Chinese).
- [14] 刘嘉佳, 刘俊勇, 帅颖, 等. 计及动态一致性风险度量的水电短期优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(10): 94-99.
Liu Jijia, Liu Junyong, Shuai Ying, et al. Short-term optimal Regulation of hydropower plants with dynamic coherent risk measures[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(10): 94-99(in Chinese).
- [15] 王雁凌, 张粒子, 杨以涵. 基于水火电置换的发电权调节市场[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(5): 131-136.
Wang Yanling, Zhang Lizi, Yang Yihan. Adjusting market of generation rights based on hydro-thermal exchange[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 131-136(in Chinese).
- [16] 姚建刚, 周启亮, 张佳启, 等. 基于期权理论的发电权交易模型[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(21): 76-81.
Yao Jiangan, Zhou Qiliang, Zhang Jiaqi, et al. Generation rights trade mode based on option theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(21): 76-81(in Chinese).
- [17] 郑欣, 蒋传文, 李磊, 等. 基于能耗和效益最优的发电权节能降耗分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(24): 39-42.
Zheng Xin, Jiang Chuanwen, Li Lei, et al. Energy saving analysis of generation rights based on energy consumption and benefits optimal[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(24): 39-42(in Chinese).
- [18] 国家电力监管委员会. 华中电力市场建设研究报告[R]. 北京: 国家电力监管委员会, 2004.
- [19] 国家电力监管委员会供电监管部. 东北区域电力市场试点工作理论与实践探索: 两部制电价模式[R]. 北京: 国家电力监管委员会, 2004.
- [20] 韩冬. 水火电短期优化调度模型和算法的研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2009.
- [21] 尹永昌, 蔡兴国, 张占安. 计及不确定因素的梯级水电站短期优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2010(2): 19-24.
Yin Yongchang, Cai Xingguo, Zhang Zhan'an. Short-term optimal scheduling of cascade hydro plants with uncertainties considered[J]. Power System and Clean Energy, 2010(2): 19-24(in Chinese).
- [22] Storn R, Price K. Minimizing the real functions of the ICEC'96 contest by differential evolution[C]//IEEE Evolutionary Computation Conference, Nayoya, Japan: IEEE, 1996: 842-844.
- [23] Chiou J, Chang C, Su C. Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(4): 1794-1800.
- [24] 刘自发, 张建华. 一种求解电力经济负荷分配问题的改进微分进化算法[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(10): 100-105.
Liu Zifa, Zhang Jianhua. An improved differential evolution algorithm for economic dispatch of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(10): 100-105(in Chinese).



尹永昌

收稿日期: 2010-03-05.

作者简介:

尹永昌(1987), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统经济调度、电力系统节能调度, E-mail: victory620@163.com;

蔡兴国(1945), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制、电力系统信息技术。

(编辑 徐梅)