# 一种新的多省区电网协调运行生产模拟方法

#### 傅旭

(中国电力工程顾问集团 西北电力设计院有限公司,陕西 西安 710075)

摘要:多省区电网的生产模拟在理论上可将多个省区合并为一个地区统一进行优化,且存在最优解,但不符合 我国以省为实体的电网调度运行模式,导致火电机组开机不均衡、联络线功率波动大等问题。为此,提出一种 适用于我国调度体制的多省区电网生产模拟方法。将多省区联合生产模拟问题分解成单省区独立运行、多 省区协调运行2个子问题。在独立运行子问题中,求解各省区独立运行方式下与外部电网的逐时功率交换曲 线;在协调运行子问题中,求得以新能源弃电最小为目标函数的协调运行方式,考虑省区间联络线交换功率 约束、各省区可提供的正向/负向调节能力约束等。该模型既保证了各省区独立性,又保证了各省区电力的互 济性,避免了各省区开机规模不均等问题。我国西北五省区实际电网的仿真算例验证了所提方法的有效性。 关键词:多省区电网;生产模拟;协调运行;弃电率

中图分类号:TM 743

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010025

### 0 引言

随着风电、光伏等新能源发电的大规模并网,电 网的调峰压力越来越大。文献[1]以风电并网系统 在低谷时段下调电量最大为目标函数,建立了评价 电网调峰能力的整数规划模型,探索了应对风电波 动的调峰极限。文献[2]基于调峰容量比的概念,用 调峰不足概率指标反映了电网调峰充裕性。文献 [3]在火电机组参与深度调峰的发电计划中引入出 力平稳段运行时间、最小深度调峰时间等约束,改进 了机组最大/最小出力、爬坡等常规约束。文献[4] 考虑梯级水电水量耦合、风电穿透率等复杂约束,建 立了以运行成本最小为目标的水火风互补发电系统 的优化运行模型。文献[5]综合考虑弃风惩罚费用、 需求响应成本,提出了风电消纳日前-日内两阶段电 热联合调度模型。通过多省区电网统一调度可降低 新能源弃电<sup>[6]</sup>,如通过优化直流运行方式以改善电 网调峰[7],通过优化直流线路功率以改善受端电网 的调峰<sup>[8]</sup>,利用考虑电网安全约束的优化调度模型 协调风电和火电、风电和水电的运行[9-10],以市场手 段实现风电跨省消纳<sup>[11]</sup>等。多省区电网的联合运行 具有错峰效益、水火互济效益、跨流域补偿调节效 益、规模效益[12-14]。文献[15]通过协调优化多区域 电网,研究了水电、抽水蓄能机组对受端电网的削峰 填谷效益。文献[16]在多区域机组组合及备用优化 模型中考虑了风电出力的不确定性。文献[17]利用 多端柔性直流输电跨区域平抑风电波动,能够在维 持互联电网安全稳定运行的前提下有效地使风电波 动被其他水电资源丰富的地区所调节。文献[18]通 过优化跨区直流联络线的运行方式促进风电消纳, 对直流联络线的日交换电量、功率曲线阶梯化等运

收稿日期:2019-12-18;修回日期:2020-08-18

行特性进行了详细建模。关于多省区电网的协调运 行问题,在理论上可将多个省区合并为一个地区统一 进行优化,但存在如下问题:①不符合我国以省为实 体的电网调度运行模式;②当将多省区电网合并为 一个地区运行模拟时,生产模拟结果可能出现各省 区火电机组开机规模不均匀的问题,极端的情况是 所有开机火电机组均在一个省内;③当多省区电网统 一生产模拟时,优化求解问题的规模过于庞大,求解 时间条件不允许,甚至可能出现无法收敛的情况。

针对上述问题,本文提出了一种适应我国以省 为实体调度体制的多省区电网协调运行优化模型。 将多省区电网联合生产模拟问题分解成各省区独立 运行、多省区协调运行2个子问题。在独立运行子 问题中,求解各省区独立运行方式下的逐时功率交 换需求曲线;在协调运行子问题中,以新能源弃电最 小为目标,协调各省区电网的运行方式,考虑省区间 联络线约束、各省区可提供的正向/负向调节能力 约束等。我国西北五省区实际电网的仿真算例验证 了本文所提方法的有效性,结果表明所建模型既保 证了各省区电网的独立性,又保证了各省区电力的 互济性,避免了开机规模不均匀等问题;求解方法也 大幅简化,物理意义明确、操作简单。

### 1 各省区独立运行生产模拟

#### 1.1 目标函数

在满足负荷需求的约束条件下,尽量减少新能 源弃电和发电煤耗,目标函数为:

$$\min \left\{ \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (f_{i,t}(p_{i,t}^{th}) + Q_{i,t}^{up} + Q_{i,t}^{off}) + \lambda_{1} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} (W_{b,t}^{(0)} - W_{b,t}) + \lambda_{2} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} (S_{b,t}^{(0)} - S_{b,t}) + \lambda_{3} \sum_{t \in T} \sum_{m \in M} E_{m,t} + \lambda_{4} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} l_{b,t} + \lambda_{5} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} h_{b,t} \right\}$$
(1)

其中, $f_{i,i}(p_{i,i}^{\text{th}})$ 为时段t火电机组i的发电成本函数,  $p_{i,i}^{\text{th}}$ 为时段t火电机组i的有功出力; $Q_{i,i}^{\text{th}}$ 、 $Q_{i,i}^{\text{th}}$ 分别为时 段t火电机组i的启动、停机费用; $\lambda_1,\lambda_2,\lambda_3$ 分别为弃 风、弃光、弃水的惩罚因子; $\lambda_4$ 为失负荷的惩罚因子;  $\lambda_5$ 为失备用的惩罚因子; $W_{b,i},W_{b,i}^{(0)}$ 分别为时段t节点 b处风电场的出力、预测出力; $S_{b,i},S_{b,i}^{(0)}$ 分别为时段t节点b处光伏电站的出力、预测出力; $E_{m,i}$ 为时段t水 电机组m的弃水量; $l_{b,i},h_{b,i}$ 分别为时段t节点b的失 负荷量、失备用量;G为火电机组集合;M为水电机 组集合;T为时段集合;B为节点集合。

火电机组有最小技术出力限制,为了保证机组的稳定运行,不允许其出力小于最小技术出力。火电机组在不同功率水平下的燃料特性具有一定的差异,为了实现数值计算,对火电机组及其燃料特性曲线进行分段处理,通过火电机组在不同分段的不同平均燃料消耗率描述火电机组煤耗随负荷率变化而变化的特征。燃料成本分段线性化示意图见图1。





Fig.1 Schematic diagram of piecewise linearization of fuel costs for thermal power unit

对于火电机组而言,其实际发电功率在最小发 电功率与最大发电功率之间,本文将可调功率分为 2段处理。则分段线性化处理之后时段*t*火电机组*i* 的发电成本*f*<sub>con,it</sub>为:

$$\begin{cases} f_{\text{coa,}i,t} = \lambda_{\text{coa}} \left( f\left( p_{i,\min}^{\text{th}} \right) + k_{i}^{\text{PH1}} p_{i,t}^{\text{PH1}} + k_{i}^{\text{PH2}} p_{i,t}^{\text{PH2}} \right) \\ k_{i}^{\text{PH1}} = \frac{f\left( A_{2} \right) - f\left( A_{1} \right)}{\left( p_{i,\max}^{\text{th}} - p_{i,\min}^{\text{th}} \right)/2} \\ k_{i}^{\text{PH2}} = \frac{f\left( A_{3} \right) - f\left( A_{2} \right)}{\left( p_{i,\max}^{\text{th}} - p_{i,\min}^{\text{th}} \right)/2} \\ A_{1} = p_{i,\min}^{\text{th}}, A_{2} = \frac{p_{i,\min}^{\text{th}} + p_{i,\max}^{\text{th}}}{2}, A_{3} = p_{i,\max}^{\text{th}} \\ f\left( p_{i,t}^{\text{th}} \right) = a_{i} \left( p_{i,t}^{\text{th}} \right)^{2} + b_{i} p_{i,t}^{\text{th}} + c_{i} \\ p_{i,t}^{\text{th}} = p_{i,\min}^{\text{th}} u_{i,t}^{\text{th}} + p_{i,t}^{\text{PH2}} \\ p_{i,t}^{\text{th}} \leq \frac{p_{i,\max}^{\text{th}} - p_{i,\min}^{\text{th}}}{2} u_{i,t}^{\text{PH1}}, p_{i,t}^{\text{th}} \leq \frac{p_{i,\max}^{\text{th}} - p_{i,\min}^{\text{th}}}{2} u_{i,t}^{\text{PH2}} \end{cases}$$

其中, $\lambda_{coa}$ 为单位煤耗价格; $p_{i,min}^{th}$ , $p_{i,max}^{th}$ 分别为火电机 组i的最小、最大发电功率; $k_i^{PH1}$ 、 $k_i^{PH2}$ 分别为火电机组 i线性化煤耗曲线第一、第二分段的斜率; $p_{i,t}^{PH1}$ 、 $p_{i,t}^{PH2}$ 分 别为时段t火电机组i在第一、第二分段的有功出力;  $u_{i,t}^{th}$ 为时段t火电机组i的启停状态变量,取值为1表 示处于启动状态,取值为0表示处于停机状态; $u_{i,t}^{PH1}$ 、 u<sup>PH2</sup>分别为时段 t 火电机组 i 在第一、第二分段的启 停状态变量,取值为 1 表示处于启动状态,取值为 0 表示处于停机状态; a<sub>i</sub>、b<sub>i</sub>、c<sub>i</sub>分别为火电机组 i 煤耗曲 线的二次项、一次项、常数项系数。

### 1.2 约束条件

(1)电力平衡约束。

$$\sum_{i \in I} P_{j,t} + \mu_{\mathrm{L},t} + \mu_{\mathrm{D},t} = L(t)$$
(3)

其中, $P_{j,t}$ 为时段t电站j的发电出力;J为电站集合;  $\mu_{L,t}$ 为时段t的长期外购电/送出电功率,为给定的数值; $\mu_{D,t}$ 为时段t的短期外购电/送出电功率,为待优化的变量;L(t)为时段t的系统负荷。

(2)负荷备用及保安开机约束。

$$\begin{cases} \sum_{j \in J} R_{\mathrm{L},j,t} \ge R_{\mathrm{LN},t} \\ \sum_{j \in J} M_{j,t} \ge M_{\min,t} \end{cases}$$

$$\tag{4}$$

其中, $R_{L,i,t}$ 为时段t电站j承担的负荷备用容量; $R_{LN,t}$ 为时段t系统备用容量的下限; $M_{j,t}$ 为时段t电站j的保安开机容量; $M_{min,t}$ 为时段t保安开机总容量的最小值。

(3)电站发电出力和爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{j,t} - P_{j,t-1} \leq R_j^{up} \\ P_{j,t-1} - P_{j,t} \leq R_j^{down} \\ P_{j,t}^{min} \leq P_{j,t} \leq P_{j,t}^{max} \end{cases}$$
(5)

其中, $R_{j}^{up}$ 为电站j的升功率速度; $R_{j}^{down}$ 为电站j的降功率速度; $P_{j,t}^{max}$ 、 $P_{j,t}^{min}$ 分别为时段t电站j发电出力的上、下限。

(4)水电站电量平衡约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{T_s} (P_{\mathrm{H},s,t} + P_{\mathrm{Q},s,t}) = E_{\mathrm{H},s} \\ E_s^{\min} \leq E_{\mathrm{H},s} \leq E_s^{\max} \end{cases}$$
(6)

其中, $P_{H,s,t}$ 、 $P_{Q,s,t}$ 分别为时段t水电站s的用水发电量、弃水发电量; $T_s$ 为水电站s的调度周期; $E_{H,s}$ 为水电站s的发电量; $E_{s}^{max}$ 、 $E_{s}^{min}$ 分别为水电站s日发电量的上、下限。

(5)抽水蓄能电站约束。

a. 发电功率约束为:

$$0 \le P_{a,t}^{\mathrm{PS,\,g}} \le x_{a,t}^{\mathrm{PS,\,g}} P_{a}^{\mathrm{PS,\,g,\,max}} \tag{7}$$

其中, $P_{c,t}^{\text{PS,g}}$ 为时段t抽水蓄能电站c的发电功率; $x_{c,t}^{\text{PS,g}}$ 为时段t抽水蓄能电站c的发电状态变量,取值为1 表示处于发电状态,取值为0表示不处于发电状态;  $P_{c}^{\text{PS,g,max}}$ 为抽水蓄能电站c的最大发电功率。

**b**. 当抽水蓄能电站处于抽水状态时,其只能以固定的功率从电网吸收电量,故抽水功率约束为:

$$P_{c,t}^{\rm PS,\,d} = x_{c,t}^{\rm PS,\,d} P_c^{\rm PS,\,d,\,max}$$
(8)

其中,**P**<sup>**rs**,d</sup>为时段*t* 抽水蓄能电站*c* 的抽水功率;*x*<sup>**rs**,d</sup>为时段*t* 抽水蓄能电站*c* 的抽水状态变量,取值为1

表示处于抽水状态,取值为0表示不处于抽水状态; P<sup>PS,d,max</sup>为抽水蓄能电站c的最大抽水功率。

c. 抽水状态和发电状态的互斥约束为:

$$x_{c,t}^{\text{PS, d}} + x_{c,t}^{\text{PS, g}} \le 1$$
(9)

d. 水库库容约束主要指上水库的容量约束,即:  $E_{C,c,min} \leq E_{C,c,t} \leq E_{C,c,max}$  (10)

其中, $E_{C,c,t}$ 为时段t抽水蓄能电站c的库容电量;  $E_{C,c,min}$ 和 $E_{C,c,max}$ 分别为抽水蓄能电站c的最小、最大 库容电量。

通常用抽水时长描述抽水蓄能电站库容电量:

$$E_{\rm C, c, max} = P_c^{\rm PS, d, max} H_{c, max}$$
(11)

其中,*H<sub>c,max</sub>*为抽水蓄能电站*c*的最大抽水时间。 e. 库容时变约束为:

> $\eta_{\rm d} E_{\rm C,c,t+1} = \eta_{\rm d} E_{\rm C,c,t} + (\eta_{\rm d} P_{\rm c,t}^{\rm PS,d} - P_{\rm c,t}^{\rm PS,g} / \eta_{\rm g}) \Delta t \quad (12)$ 黎理可得:

$$E_{\mathrm{C},c,t+1} = E_{\mathrm{C},c,t} + \left(P_{c,t}^{\mathrm{PS,d}} - \frac{P_{c,t}^{\mathrm{PS,g}}}{\eta_{\mathrm{g}}\eta_{\mathrm{d}}}\right)\Delta t$$
(13)

其中, $\eta_a$ 为抽水效率,即电-水转换效率; $\eta_s$ 为发电效率,即水-电转换效率; $\Delta t$ 为单位控制时段时长,本 文取为1h。

(6)最短开机、停机时间约束。

a. 状态及动作变量约束为:

$$u_{i,t}^{\text{th}} - u_{i,t-1}^{\text{th}} = z_{i,t}^{\text{th}} - y_{i,t}^{\text{th}}$$
(14)

其中,u<sup>h</sup><sub>*i*,*i*-1</sub>为时段*t*-1火电机组*i*的启停状态变量, 取值为1表示处于启动状态,取值为0表示处于停机 状态;*z*<sup>h</sup><sub>*i*,*i*</sub>为时段*t*机组*i*的开机动作状态变量,取值 为1表示执行开机动作,取值为0表示不执行开机动 作;*y*<sup>h</sup><sub>*i*,*i*</sub>为时段*t*机组*i*的关机动作状态变量,取值为1 表示执行关机动作,取值为0表示不执行关机动作。

b. 最短开机、停机时间约束为:

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_{\min}-1} u_{i,\tau}^{\text{th}} - u_{i,t}^{\text{th}} T_{\min}^{\text{on}} \ge 0$$
 (15)

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_{\min}^{\text{off}}-1} (1-u_{i,\tau}^{\text{th}}) - (1-u_{i,t}^{\text{th}})T_{\min}^{\text{off}} \ge 0$$
 (16)

其中,*T*<sup>min</sup>为机组的最短开机时间;*T*<sup>min</sup>为机组的最短 停机时间。

(7)地区间联络线功率约束。

$$\boldsymbol{\mu}_{\min,t} \leq \boldsymbol{\mu}_{\mathrm{L},t} + \boldsymbol{\mu}_{\mathrm{D},t} \leq \boldsymbol{\mu}_{\max,t} \tag{17}$$

其中, $\mu_{\text{max},t}$ , $\mu_{\text{min},t}$ 分别为时段t对外联络线外购电/送出电功率的上、下限; $\mu_{\text{L},t}$ + $\mu_{\text{D},t}$ 为时段t的实际外购电/送出电功率。

上述生产模拟计算程序实现的功能如下:某时 段内在给定负荷曲线、水文信息、间歇性电源出力特 性等基本信息后,以煤耗最小、最大接纳水能和间歇 性新能源为目标,安排常规机组的开机计划、运行方 式,计算弃电量、购电量、省区间联络线功率交换需 求。由于未来的新能源出力特性不可预知,且是 8760h逐时的生产仿真模拟,新能源出力特性与时 间的关系也难以准确获取,本文采用历史统计的 8760h实际新能源出力特性曲线,构造典型出力特 性曲线,以此代表远景规划年新能源的出力曲线。 一次性求解每周168h的优化问题,考虑各类电源的 跨日调节、机组启停等,通过连续求解52个周以获 得全年8760h的生产模拟。对于周与周之间的耦 合问题,目前的调节类电源中能实现跨周调节的只 有水电。为了弥补按周优化的局限性,本文程序中 加入了机组开停机状态的周间传递和水电电量的跨 周预平衡调整。在整个月内总水电电量给定的情况 下,可以根据电量平衡结果对各周的水量进行分配 调节。

(1)按周计算系统电量缺口。这部分电量将由可分周调节水量的水电机组(通常为有调节能力的大型水电)以及火电机组共同承担。

(2)按照各周之间电量缺口的相对比例对参与 预平衡的水电机组在本月内的电量进行调整。对整 个系统计算每周的水电电量调整系数 a<sub>w</sub>如下:

$$a_{w} = \frac{E_{gap, w}}{\sum_{v=1}^{W} E_{gap, v}} W$$
(18)

其中, *E*<sub>gap.w</sub>为第*w*周的电量缺口; *W*为本月的总周数。水电电量调整系数*a*<sub>w</sub>乘以该周水电机组的平均出力就可得到调节后的平均出力。

具体计算流程如下。

(1)读入各机组的数据和算例基本数据,包括火电、水电、风电、光伏、抽水蓄能、光热、打捆机组的参数以及求解的周期长度、网架结构、负荷、备用容量、 直流功率等。

(2)读入可再生能源的资源数据,包括水量、光 热资源、光伏资源、风电资源等。

(3)选择是否进行水电电量预平衡。

(4)对模型进行求解。

(5)输出各类型机组在各时段的开机状态及 出力。

(6)判断全年52个周的生产模拟是否完毕,若 完毕,则转步骤(7);若未完毕,则保存本周的生产模 拟结果,进行下一周的生产模拟。

(7)当所有时段的机组组合安排完毕,程序结束,输出全部结果。

### 2 多省区协调运行模型

### 2.1 互补能力与指标

本文将送出电力的能力称为正向互补能力,将 接纳电力的能力称为反向互补能力,计算步骤如下。

(1)记A省在时段t的功率交换需求曲线为 $a_{t}^{+}$ 、 $a_{t}^{-}$ ,其中 $a_{t}^{+}$ 为需送出电力, $a_{t}^{-}$ 为需受入电力。

(2)计算A省在时段t可提供的正向互补能力 $p_t^-$ 和反向互补能力 $p_t^-$ :

$$\begin{cases} p_t^+ = \sum_{j=1}^N u_{j,t} \left( c_j^{\max} - g_{j,t} \right) + a_t^+ \\ p_t^- = \sum_{j=1}^N u_{j,t} \left( g_{j,t} - c_j^{\min} \right) + a_t^- \end{cases}$$
(19)

其中,u<sub>it</sub>为时段t电源j的开机状态变量,为0-1变 量,取值为0表示处于关机状态,取值为1表示处于 开机状态; $g_{i,t}$ 为时段t电源j的出力; $c_i^{\text{max}}$ 、 $c_i^{\text{min}}$ 分别为 电源i的出力上、下限:N为系统中的电源总数。

(3)A省在运行周期内的正向互补能力H<sup>+</sup>和反 向互补能力H<sub>4</sub>为:

$$H_{\rm A}^{+} = \sum_{t \in T} p_{t}^{+}, \quad H_{\rm A}^{-} = \sum_{t \in T} p_{t}^{-}$$
 (20)

#### 2.2 多省区协调运行模型

以降低新能源弃电为目标的多省区协调运行模 型的目标函数为:

$$\min \sum_{t \in T_{i}=1}^{N_{s}} \mu_{s,i,t}^{2}$$
(21)

其中, $\mu_{s_i}$ 为时段t省区i需要送出的功率,即弃电 量;N、为省区数。

时段t 需满足的约束条件如下:

$$\mu_{\mathrm{S},i,t} = \mu_{\mathrm{S},i,t}^{0} - \sum_{j=1,j\neq i}^{N_{\mathrm{S}}} O_{i,j,t} + \sum_{j=1,j\neq i}^{N_{\mathrm{S}}} I_{i,j,t}$$
(22)

$$0 \leq \sum_{j=1, j \neq i}^{N_{s}} O_{i, j, i} \leq O_{i, t}^{\max}, \quad 0 \leq \sum_{j=1, j \neq i}^{N_{s}} I_{i, j, t} \leq I_{i, t}^{\max}$$
(23)

 $0 \leq O_{i,j,t} \leq M_{i,j,t}^{\max}, \quad 0 \leq I_{i,j,t} \leq Z_{i,j,t}^{\max}$ (24)其中, $\mu_{s,i}^{0}$ 为省区*i*独立运行时在时段*t*的新能源弃 电量; $O_{i,i,t}$ 为时段t省区i向省区j送出的电力; $I_{i,i,t}$ 为 时段t省区i从省区i受入的电力; $O_{it}^{max}$ 分别时段 t省区i的最大可送出电力、最大可受入电力,分别对 应时段t省区i的正向互补能力和反向互补能力;  $M_{i,i,t}^{\text{max}}$ 为时段t省区i向省区j送电的通道输电能力;  $Z_{iit}^{\text{max}}$ 为时段t省区i从省区j受电的通道输电能力。

协调运行模型的计算流程如下:

(1)各省区独立运行生产模拟,得到各省区需要 与外部电网的功率交换曲线;

(2)计算各省区的正向调节和负向调节能力,即 各省区的互补能力:

(3)求解各省区的协调运行优化模型;

(4)计算协调后各省区的弃电指标;

(5)判断系统弃电指标和电力不足指标是否满

足需求,若满足则结束计算,若不满足则增加断面的 送电能力,转步骤(3)。

#### 案例分析 3

#### 3.1 各省区独立运行生产模拟

以西北五省区电网为研究对象,以某规划远景 年为研究水平年。西北电网是一个典型的多类型电 源系统,五省区协调运行的目标是解决西北地区新 能源发电弃电率高的问题,即在西北电网各省区间 不同联络线送电能力的约束条件下,对西北电网进 行协调优化运行,以5%弃电率为控制目标,分析西 北电网各省区间断面的送电能力需求。

对西北各省区进行生产模拟,计算结果如表1 所示。由表1可知,各省区独立运行时均存在较高 的新能源弃电,其中陕西省的弃电率最低,为6.4%; 甘肃省的弃电率最高,为24.2%。计算各省区火电 可提供的正向和反向互补能力,表2给出了各省区 的全年互补能力。由表2可知,除了青海省区外,其 他省区的正向互补能力均高于反向互补能力,说明 各省区对其他周边省区进行电力支援的能力较强, 尤其是火电大省,如陕西、宁夏、新疆。

各省区逐月的互补能力见附录中表 A1 和表 A2。由表可见,陕西电网2025年逐月的正向互补能 力位于1.08×107~1.43×107 MW·h之间,反向互补能 力位于1.7×10°~4.4×10° MW·h之间;甘肃电网2025 年逐月的正向互补能力位于3.3×10°~5.9×10° MW·h 之间,反向互补能力位于7.0×105~5.2×106 MW·h之 间;青海电网2025年逐月的正向互补能力位于2.0× 105~7.6×105 MW·h之间,反向互补能力位于1.49× 10<sup>5</sup>~1.8×10<sup>6</sup> MW·h之间; 宁夏电网 2025 年逐月正向 互补能力位于8.0×10<sup>5</sup>~1.1×10<sup>7</sup> MW·h之间,反向互补 能力位于2.2×10°~5.0×10° MW·h之间;新疆电网2025 年逐月正向互补能力位于9.0×10°~1.98×107 MW·h之 间,反向互补能力位于1.9×10<sup>6</sup>~6.3×10<sup>6</sup> MW·h之间。 3.2 五省区协调运行生产模拟

五省区协调运行的目的是通过余缺互济,满足 各省区的功率交换需求,即接纳弃电,补充电力不 足。本节根据多省区电网的协调运行模型,分析省 区间的协调运行对降低新能源弃电的作用,省间联 络线功率约束分为4种工况,如表3所示。西北电网 五省区协调运行后的年弃电指标如表4所示,逐月

表1 运行模拟的计算结果

Table 1	Calculative	results	of	operation	simulation
14010 1	Culturative	rebaileb	01	operation	Difficulturo

坐区	发	电量/(MW・l	n)	弃电量 /	$(MW \cdot h)$	风电弃电	光伏弃电	总弃电	利月	引小时数	/ h	⊯¥ /,
省区	火电	风电	光伏	风电	光伏	率 / %	率 / %	率 / %	火电	风电	光伏	)朱杞 / T
陕西	$2.481 \times 10^{8}$	2.26×107	1.21×107	$1.76 \times 10^{6}$	6.10×10 <sup>5</sup>	7.2	4.8	6.4	4017	1883	1100	7.601×10 <sup>7</sup>
甘肃	$1.442 \times 10^{8}$	3.28×107	1.10×107	1.35×107	5.20×10 <sup>5</sup>	29.2	4.5	24.2	4866	1640	1 0 0 0	4.395×107
青海	3.240×107	$1.60 \times 10^{7}$	3.85×107	6.10×10 <sup>5</sup>	$4.16 \times 10^{6}$	3.7	9.8	8.0	4146	2000	1481	1.019×107
宁夏	2.263×108	3.57×10 <sup>7</sup>	2.60×107	5.59×10 <sup>6</sup>	1.35×10 <sup>6</sup>	13.6	4.9	10.1	5 3 0 4	1623	1368	6.726×107
新疆	3.434×10 <sup>8</sup>	$1.001 \times 10^{8}$	3.70×107	$1.08 \times 10^{7}$	6.06×10 <sup>6</sup>	9.7	14.1	11.0	4675	2275	1276	$1.0552{\times}10^{8}$

### 170

#### 表2 各省区全年互补能力

 Table 2
 Yearly complementary capability of

each provincial power grid 单位·MW·h

		平位:MW·II
省区	正向互补能力	反向互补能力
陕西	$1.42437 \times 10^{8}$	$3.7496 \times 10^{7}$
甘肃	$5.7645 \times 10^{7}$	$3.1064 \times 10^{7}$
青海	$5.112 \times 10^{6}$	$1.0147 \times 10^{7}$
宁夏	$1.15247 \times 10^{8}$	$4.3469 \times 10^{7}$
新疆	$1.77494 \times 10^{8}$	$4.4334 \times 10^{7}$

#### 表3 各省区间断面的送电能力

Table 3 Transmission capacity of each provincial

power grid section						
	断面功率约束 / MW					
工况	甘肃一	甘肃一	甘肃一	甘肃一	新疆—	
	陕西	青海	宁夏	新疆	青海	
1	4000	4 0 0 0	4000	4000	1 0 0 0	
2	6000	6000	6000	6000	2000	
3	8 0 0 0	8 0 0 0	8 0 0 0	8 0 0 0	2000	
4	不约束	不约束	不约束	不约束	不约束	

#### 表4 协调优化前、后的弃电指标对比

Table 4 Comparison of abandoned electricity indexes

between before and after coordinated optimization

ナロ	弃电量 /	(MW•h)	弃电率 / %		
上76	协调前	协调后	协调前	协调后	
1	$4.49532 \times 10^7$	$2.16445 \times 10^{7}$	11.93	5.74	
2	$4.49532 \times 10^7$	$1.80798 \times 10^{7}$	11.93	4.80	
3	4.49532×107	$1.63578 \times 10^{7}$	11.93	4.34	
4	$4.49532{\times}10^7$	$1.47215 \times 10^{7}$	11.93	3.91	

弃电指标如附录中表A3—A6所示。

分析表中结果可以得到如下结论。

(1)通过五省区协调运行,西北电网的新能源弃 电均大幅降低。相比于协调优化前,协调优化后工 况1-4的新能源弃电率从11.93%分别降低至 5.74%、4.80%、4.34%、3.91%。

(2)从新能源弃电率降低的幅度来看,随着断面送电能力的增加,弃电率降低的幅度越来越低。工况2的弃电率比工况1降低了约1%,工况3的弃电率与工况2相比仅约降低了0.5%,工况4的弃电率与工况3相比约降低了0.4%。

(3)随着输电断面送电能力的提高,限制西北电 网消纳新能源的限制因素从省间输电断面转移到电 源结构,即各省区的电源调节能力成为限制因素。 工况4不考虑断面约束,西北电网协调运行消纳新 能源弃电的能力完全由电源结构决定,西北电网的 新能源弃电仍约为3.9%。

#### 4 结论

本文提出一种适用于我国以省为实体调度模式 的多省区协调运行生产模拟方法,西北实际电网算 例验证了所提方法的适用性、有效性,研究结果表明:

(1)通过各省区独立运行求解互补能力、协调运

行满足功率交换需求的"独立-协调"运行方式符合 我国以省为实体的调度模式,计算简单、物理意义明 确,适用于我国当前的调度体制;

(2)五省区协调运行可以降低西北电网的新能 源弃电率,降低幅度与省间断面送电能力相关,但仅 依靠五省区协调运行并不能完全解决弃电问题,电 源结构是限制新能源接纳的根本因素;

(3)甘肃一陕西、甘肃一青海、甘肃一新疆、甘 肃一宁夏的断面交换能力均按6000 MW考虑,青 海一新疆断面的交换能力按2000 MW考虑,西北电 网的新能源弃电率可以降低至5%以下。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- [1] 杨冬锋,周苏荃,鲍锋.风电并网系统低谷时段的调峰能力分析[J].电网技术,2014,38(6):1446-1451.
   YANG Dongfeng,ZHOU Suquan,BAO Feng. Analysis on peak load regulation capability of power grid integrated with wind farms in valley load period[J]. Power System Technology,
- 2014,38(6):1446-1451.
  [2]张宏宇,印永华,申洪,等. 大规模风电接入后的系统调峰充裕 性评估[J].中国电机工程学报,2011,31(22):26-31.
  ZHANG Hongyu, YIN Yonghua, SHEN Hong, et al. Peak-load regulating adequacy evaluation associated with large-scale wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31 (22):26-31.
- [3] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等.考虑火电机组深度调峰的实时发电 计划模型及应用[J].电力自动化设备,2019,39(3):108-113.
   DONG Chao,ZHANG Yantao,LIU Jianing, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering deep peak regulation of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(3):108-113.
- [4] 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 Shiyou,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.

- [5] 崔雪,邹晨露,王恒,等.考虑风电消纳的电热联合系统源荷协 调优化调度[J].电力自动化设备,2018,38(7):74-81.
   CUI Xue,ZOU Chenlu,WANG Heng, et al. Source and load coordinative optimal dispatching of combined heat and power system considering wind power accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):74-81.
- [6] 郭小江,马世英,申洪,等.大规模风电直流外送方案与系统稳 定控制策略[J].电力系统自动化,2012,36(15):107-115.
   GUO Xiaojiang, MA Shiying, SHEN Hong, et al. HVDC grid connection schemes and system stability control strategies for large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(15):107-115.
- [7]韩红卫,涂孟夫,张慧玲,等.考虑跨区直流调峰的日前发电计划优化方法及分析[J].电力系统自动化,2015,39(16):138-143.
   HAN Hongwei,TU Mengfu,ZHANG Huiling, et al. Day-ahead generation scheduling method considering adjustable HVDC plan and its analysis[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(16):138-143.
- [8] 程春田, 励刚, 程雄, 等. 大规模特高压直流水电消纳问题及应 用实践[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(3):549-560.

第12期

CHENG Chuntian, LI Gang, CHENG Xiong, et al. Large-scale ultra high voltage direct current hydropower absorption and its experiences[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(3):549-560.

- [9] 徐帆,王颖,杨建平,等.考虑电网安全的风电火电协调优化调度模型及其求解[J].电力系统自动化,2014,38(21):114-120.
   XU Fan,WANG Ying,YANG Jianping, et al. Generation scheduling model and application for wind-thermal power system considering security constraints[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(21):114-120.
- [10] 陈麒宇, Tim Littler, 王海风,等.风电水电协同运行计划的优化[J].中国电机工程学报,2014,34(34):6074-6082.
  CHEN Qiyu, TIM Littler, WANG Haifeng, et al. Optimal scheduling for coordinated wind and hydro power generation[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(34):6074-6082.
- [11] 李丰,张粒子.大规模风电跨省消纳与交易机制的研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(8):119-124.
  LI Feng,ZHANG Lizi. Accommodation and transaction mechanism of transprovincial large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(8):119-124.
- [12] 雷晓蒙,刘舫,周剑,等.欧盟国家统一电力市场化改革分析
  [J].电网技术,2014,38(2):431-439.
  LEI Xiaomeng, LIU Fang, ZHOU Jian, et al. Analysis on the internal electricity market reform of EU countries [J]. Power System Technology, 2014, 38(2):431-439.
- [13] 何金定,谢一工,朱欣春,等. 对越送电调度工作难点及相应对策[J]. 电网技术,2010,34(5):185-189.
  HE Jinding, XIE Yigong, ZHU Xinchun, et al. Difficulties of transnational power dispatching in power transmission from China to Vietnam and corresponding countermeasures[J]. Power System Technology,2010,34(5):185-189.
- [14] 程海花,郑亚先,耿建,等.基于拓展网络流方法的跨区跨省交易路径优化[J].电力系统自动化,2016,40(9):129-134.
   CHENG Haihua, ZHENG Yaxian, GEN Jian, et al. Path optimization model of trans-regional and trans-provincial electricity trade based on expand network flow[J]. Automation of Elec-

tric Power Systems, 2016, 40(9):129-134.

 [15] 程雄,程春田,申建建,等. 大规模跨区特高压直流水电网省 两级协调优化方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(1):151-158,232.
 CHENG Xiong, CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, et al. Coordination and optimization methods for large-scale trans-regional

dination and optimization methods for large-scale trans-regional hydropower transmission via UHVDC in regional and provincial power grids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015,39(1):151-158,232.

- [16] AHMADI-KHATIR A, CONEJO A J, CHERKAOUI R. Multiarea unit scheduling and reserve allocation under wind power uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29 (4):1701-1710.
- [17] 周密,徐箭,孙元章. 多端柔性直流电网平抑风电波动的协调 控制策略[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):29-35.
   ZHOU Mi,XU Jian,SUN Yuanzhang. Coordinated control restraining wind power fluctuation of VSC-MTDC[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(12):29-35.
- [18] 钟海旺,夏清,丁茂生,等.以直流联络线运行方式优化提升新 能源消纳能力的新模式[J].电力系统自动化,2015,39(3): 36-42.

ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.

#### 作者简介:



傳 旭(1976—),男,辽宁凌海人,正高 级工程师,博士,研究方向为电力系统规划、 新能源发电(E-mail:fuxu@nwepdi.com)。

(编辑 陆丹)

## A new production simulation method for coordinated operation of multi-provincial power grid

### FU Xu

(Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., China Power Engineering Consulting Group, Xi'an 710075, China) Abstract: In theory, the production simulation of multi-provincial power grid can combine multiple provinces into one region for optimization, and there is an optimal solution. However, it does not conform to the scheduling and operation mode of China's power grid with province as the entity, which leads to the problems of thermal power generation unbalance, high power fluctuations of tie-line, and so on. To this end, a production simulation method of multi-provincial power grid is proposed, which is suitable for China's scheduling system. The joint production simulation problem of multiple provinces is decomposed into single province's independent operation sub-problem and multiple provinces' coordinated operation sub-problem. In the independent operation sub-problem, the hourly exchanged power curve of each province with the external power grid is solved. In the coordinated operation sub-problem, the coordinated operation mode with the minimum abandoned electricity of new energy as the objective function is obtained, considering the constraints of the exchanged power of tie-line among provinces, the positive and negative regulation capacity provided by each province. The model not only ensures the independence of each province, but also ensures the mutual aid of electricity among provinces, avoiding the problem of unbalanced start-up generators of each province. The effectiveness of the proposed method is verified by the simulation of the actual power grid of five provinces in Northwest China.

Key words: multi-provincial power grid; production simulation; coordinated operation; power abandoning rate

# 附 录

### 表 A1 各省的正向互补能力 Table A1 Positive complementary capability of each province

	正向互补能力/(MW·h)							
月份 ——	陕西	甘肃	青海	宁夏	新疆			
1	1.298×107	5.611×10 <sup>6</sup>	3.460×10 <sup>5</sup>	1.002×10 <sup>7</sup>	1.124×10 <sup>7</sup>			
2	1.103×107	3.375×10 <sup>6</sup>	3.620×10 <sup>5</sup>	8.067×10 <sup>6</sup>	9.102×10 <sup>6</sup>			
3	1.137×107	4.337×10 <sup>6</sup>	6.190×10 <sup>5</sup>	9.797×10 <sup>6</sup>	1.274×107			
4	1.143×10 <sup>7</sup>	$5.197 \times 10^{6}$	6.790×10 <sup>5</sup>	8.967×10 <sup>6</sup>	$1.428 \times 10^{7}$			
5	1.161×10 <sup>7</sup>	4.091×10 <sup>6</sup>	7.580×10 <sup>5</sup>	$1.060 \times 10^{7}$	1.630×10 <sup>7</sup>			
6	1.122×107	3.508×10 <sup>6</sup>	4.980×10 <sup>5</sup>	8.352×10 <sup>6</sup>	1.840×107			
7	1.084×10 <sup>7</sup>	5.019×10 <sup>6</sup>	2.680×10 <sup>5</sup>	1.004×10 <sup>7</sup>	1.925×107			
8	1.212×107	5.092×10 <sup>6</sup>	3.350×10 <sup>5</sup>	9.582×10 <sup>6</sup>	1.975×10 <sup>7</sup>			
9	1.099×10 <sup>7</sup>	4.977×10 <sup>6</sup>	3.090×10 <sup>5</sup>	9.362×10 <sup>6</sup>	1.725×10 <sup>7</sup>			
10	1.219×107	5.832×10 <sup>6</sup>	3.750×10 <sup>5</sup>	1.001×10 <sup>7</sup>	1.590×107			
11	1.238×107	5.306×10 <sup>6</sup>	3.570×10 <sup>5</sup>	9.544×10 <sup>6</sup>	$1.168 \times 10^{7}$			
12	1.422×107	5.301×10 <sup>6</sup>	2.070×10 <sup>5</sup>	$1.091 \times 10^{7}$	$1.158 \times 10^{7}$			
合计	1.424×10 <sup>8</sup>	5.765×10 <sup>7</sup>	5.112×10 <sup>6</sup>	1.152×10 <sup>8</sup>	1.775×10 <sup>8</sup>			

### 表 A2 各省的反向互补能力 Table A2 Negative complementary capability of each province

日四		反向互补能力/(MW·h)						
月団 ——	陕西	甘肃	青海	宁夏	新疆			
1	4.297×10 <sup>6</sup>	2.166×10 <sup>6</sup>	$1.402 \times 10^{6}$	2.902×10 <sup>6</sup>	4.917×10 <sup>6</sup>			
2	$1.908 \times 10^{6}$	2.650×10 <sup>6</sup>	7.210×10 <sup>5</sup>	3.419×10 <sup>6</sup>	4.415×10 <sup>6</sup>			
3	2.548×10 <sup>6</sup>	2.319×10 <sup>6</sup>	8.170×10 <sup>5</sup>	2.883×10 <sup>6</sup>	3.288×10 <sup>6</sup>			
4	2.533×10 <sup>6</sup>	2.325×10 <sup>6</sup>	6.090×10 <sup>5</sup>	3.789×10 <sup>6</sup>	3.430×10 <sup>6</sup>			
5	2.811×10 <sup>6</sup>	4.819×10 <sup>6</sup>	1.248×10 <sup>6</sup>	3.118×10 <sup>6</sup>	3.951×10 <sup>6</sup>			
6	3.327×10 <sup>6</sup>	5.112×10 <sup>6</sup>	5.270×10 <sup>5</sup>	5.010×10 <sup>6</sup>	1.900×10 <sup>6</sup>			
7	4.318×10 <sup>6</sup>	2.944×10 <sup>6</sup>	5.770×10 <sup>5</sup>	3.861×10 <sup>6</sup>	2.919×10 <sup>6</sup>			
8	$4.164 \times 10^{6}$	$2.821 \times 10^{6}$	4.820×10 <sup>5</sup>	$4.541 \times 10^{6}$	$2.142 \times 10^{6}$			
9	3.318×10 <sup>6</sup>	1.669×10 <sup>6</sup>	1.490×10 <sup>5</sup>	4.380×10 <sup>6</sup>	2.674×10 <sup>6</sup>			
10	$1.780 \times 10^{6}$	7.260×10 <sup>5</sup>	5.070×10 <sup>5</sup>	3.703×10 <sup>6</sup>	3.287×10 <sup>6</sup>			
11	2.511×10 <sup>6</sup>	1.879×10 <sup>6</sup>	1.315×10 <sup>6</sup>	3.584×10 <sup>6</sup>	5.119×10 <sup>6</sup>			
12	3.981×10 <sup>6</sup>	1.634×10 <sup>6</sup>	1.793×10 <sup>6</sup>	2.279×10 <sup>6</sup>	6.292×10 <sup>6</sup>			
合计	3.749×10 <sup>7</sup>	3.106×10 <sup>7</sup>	1.014×10 <sup>7</sup>	4.346×10 <sup>7</sup>	4.433×10 <sup>7</sup>			

表 A3 弃电量对比(工况 1) Table A3 Comparison of abandoned electricity(working condition 1)

日八	弃电量	/(MW·h)	弃电率/%		
月份 -	协调前	协调后	协调前	协调后	
1	3.5681×10 <sup>6</sup>	1.4352×10 <sup>6</sup>	12.74	5.12	
2	2.8146×10 <sup>6</sup>	1.5114×10 <sup>6</sup>	12.08	6.48	
3	4.8398×10 <sup>6</sup>	2.4414×10 <sup>6</sup>	15.16	7.65	
4	4.8850×106	2.4914×10 <sup>6</sup>	13.33	6.80	
5	3.3461×10 <sup>6</sup>	$1.4287 \times 10^{6}$	8.75	3.74	
6	3.1985×10 <sup>6</sup>	1.4250×10 <sup>6</sup>	9.68	4.31	
7	2.2857×10 <sup>6</sup>	6.988×10 <sup>5</sup>	7.00	2.14	
8	2.7599×10 <sup>6</sup>	1.1214×10 <sup>6</sup>	8.64	3.51	
9	3.6909×10 <sup>6</sup>	1.8372×10 <sup>6</sup>	12.15	6.05	
10	4.7187×10 <sup>6</sup>	2.9399×10 <sup>6</sup>	15.41	9.60	
11	3.8741×10 <sup>6</sup>	1.9315×10 <sup>6</sup>	13.57	6.76	
12	4.9718×10 <sup>6</sup>	2.3825×10 <sup>6</sup>	15.80	7.57	
合计	4.49532×107	2.16445×107	11.93	5.74	

表 A4 弃电量对比(工况 2) Table A4 Comparison of abandoned electricity(working condition 2)

日心	弃电量/(	(MW·h)	弃电	且率/%
月份	协调前	协调后	协调前	协调后
1	3.5681×10 <sup>6</sup>	1.1912×10 <sup>6</sup>	12.74	4.25
2	2.8146×10 <sup>6</sup>	1.3472×10 <sup>6</sup>	12.08	5.78
3	4.8398×10 <sup>6</sup>	2.1251×10 <sup>6</sup>	15.16	6.66
4	4.8850×10 <sup>6</sup>	2.1320×10 <sup>6</sup>	13.33	5.82
5	3.3461×10 <sup>6</sup>	1.1431×10 <sup>6</sup>	8.75	2.99
6	3.1985×10 <sup>6</sup>	1.0517×10 <sup>6</sup>	9.68	3.18
7	2.2857×10 <sup>6</sup>	4.644×10 <sup>5</sup>	7.00	1.42
8	2.7599×10 <sup>6</sup>	8.171×10 <sup>5</sup>	8.64	2.56
9	3.6909×10 <sup>6</sup>	1.4939×10 <sup>6</sup>	12.15	4.92
10	4.7187×10 <sup>6</sup>	2.6823×10 <sup>6</sup>	15.41	8.76
11	3.8741×10 <sup>6</sup>	1.6974×10 <sup>6</sup>	13.57	5.94
12	4.9718×10 <sup>6</sup>	1.9345×10 <sup>6</sup>	15.80	6.15
合计	4.49532×107	1.80798×107	11.93	4.80

表 A5 弃电量对比(工况 3) Table A5 Comparison of abandoned electricity(working condition 3)

日心	弃电量	/(MW·h)	弃电	1率/%
月157 —	协调前	协调后	协调前	协调后
1	3.5681×10 <sup>6</sup>	1.1001×10 <sup>6</sup>	12.74	3.93
2	2.8146×10 <sup>6</sup>	1.2911×10 <sup>6</sup>	12.08	5.54
3	4.8398×10 <sup>6</sup>	2.0016×10 <sup>6</sup>	15.16	6.27
4	4.8850×10 <sup>6</sup>	1.9460×10 <sup>6</sup>	13.33	5.31
5	3.3461×10 <sup>6</sup>	1.0245×10 <sup>6</sup>	8.75	2.68
6	3.1985×10 <sup>6</sup>	8.3210×10 <sup>5</sup>	9.68	2.52
7	2.2857×10 <sup>6</sup>	3.7060×10 <sup>5</sup>	7.00	1.14
8	2.7599×10 <sup>6</sup>	6.1990×10 <sup>5</sup>	8.64	1.94
9	3.6909×10 <sup>6</sup>	1.3247×10 <sup>6</sup>	12.15	4.36
10	4.7187×10 <sup>6</sup>	2.5721×10 <sup>6</sup>	15.41	8.40
11	3.8741×10 <sup>6</sup>	$1.5802 \times 10^{6}$	13.57	5.53
12	4.9718×10 <sup>6</sup>	1.6949×10 <sup>6</sup>	15.80	5.39
合计	4.49532×107	1.63578×107	11.93	4.34

弃电量/(MW·h) 弃电率/% 月份 协调前 协调后 协调前 协调后 1 3.5681×10<sup>6</sup> 1.0722×10<sup>6</sup> 12.74 3.83 2  $2.8146 \times 10^{6}$ 1.2527×106 12.08 5.37 3 4.8398×106 1.9191×106 15.16 6.01 4  $4.8850 \times 10^{6}$  $1.8130 \times 10^{6}$ 13.33 4.95 5 3.3461×10<sup>6</sup> 9.4540×105 8.75 2.47 6 3.1985×10<sup>6</sup> 4.9980×105 9.68 1.51 7 2.2857×106 2.6430×105 7.00 0.81 8  $2.7599 \times 10^{6}$  $3.7750 \times 10^{5}$ 8.64 1.18 9 3.6909×10<sup>6</sup> 1.1383×10<sup>6</sup> 3.75 12.15 10  $4.7187 \times 10^{6}$  $2.5070 \times 10^{6}$ 15.41 8.19 1.4594×10<sup>6</sup> 5.11 11  $3.8741 \times 10^{6}$ 13.57 12 4.9718×106 1.4729×106 15.80 4.68 合计 4.49532×107 1.47215×107 11.93 3.91

表 A6 弃电量对比(工况 4) Table A6 Comparison of abandoned electricity(working condition 4)