

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

张尧翔¹, 刘文颖¹, 李 潇¹, 杨美颖¹, 周 强², 汪宁渤²

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206;

2. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃 兰州 730070)

摘要:为了解决高比例新能源接入电网调峰能力不足的问题,提出光热发电-火电联合调峰优化控制方法。分析光热发电的可调节特性以及光热发电-火电联合调峰控制的可行性,基于此,提出高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制模式;进而提出以系统受阻风光电最小为目标的光热发电-火电联合调峰优化控制方法。算例仿真表明所提优化控制方法可有效提高系统调峰能力以及减少受阻风光电量。

关键词:光热发电;调峰;高比例新能源;调度策略;火电机组

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102012

0 引言

随着我国新能源电力持续增长,风电、光伏在我国各地区的电源结构中逐渐占据重要地位,截至2019年底,甘肃、青海的新能源已成为第一大电源,冀北、蒙东等19个省级电网中的新能源已成为第二大电源。一方面,新能源发电占比的上升,加大了系统等效负荷(新能源出力与负荷之和)的峰谷差,进而提高了电力系统的调峰需求。另一方面,大规模新能源替代火电,导致系统调峰能力匮乏,严重制约了新能源的消纳。因此,亟需在高比例新能源接入的电网中挖掘新的调峰电源^[1-2]。

光热发电CSP(Concentrating Solar Power)作为继光伏发电后又一种重要的太阳能发电形式,近年来在全世界范围内发展迅速。据《全球光热发电市场预测报告》,随着各国可再生能源利好政策的颁布,到2025年全球光热发电装机规模有望达22 GW^[3]。

目前新建的光热电站都配有储热装置,其光电解耦特点使光热发电出力具有可时移、可调节特性,调节速度和深度都优于常规火电机组,是具有系统调峰能力的优质新能源^[4]。但光热发电受储热与发电量的强相关性约束,光热电源规模较小。当前亟待研究如何利用光热发电的可调节能力与火电进行联合调峰优化控制,以解决目前高比例新能源接入电网调峰能力不足的问题^[5-6]。

在光热发电参与系统调峰研究方面,文献[7]从光热电站的运行机理出发,研究光热机组的可调度性,并建立面向电网调度的光热模型。文献[8]证明光热发电能缓解火电的调峰压力,并基于火电调峰

成本和光能储热容量的比例关系,提出一种光热电站储热容量的配置方法,以减少系统的调峰成本。文献[9]提出基于需求响应的周、日前、日内时间尺度下的光热调峰控制策略。文献[10]初步探究光热发电与风电联合优化调度的可行性及优势。文献[11]基于风电和光热发电的分时互补特性,建立风电-光热发电联合外送容量优化配置模型,从光热发电的容量配置角度出发进行协调优化。文献[12]提出一种考虑光热发电、风电、抽水蓄能、生物质能联合优化调度的控制策略。由于光热发电是一种新兴的太阳能发电形式,目前对利用光热发电改善高比例新能源接入电网调峰需求的研究较少,且上述文献尚未考虑光热发电与火电联合调峰的协调控制。

基于此,本文提出一种光热发电-火电联合调峰的优化控制方法。首先,分析高比例新能源接入电网调峰能力不足造成新能源发电受阻的问题;其次,论述光热发电的可调节特性以及光热发电-火电联合调峰的可行性;在此基础上,提出高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰的优化控制模式;进而提出以系统调峰能力最大为目标的光热发电-火电联合调峰优化控制方法;最后,通过实例仿真验证了本文所提优化控制方法的有效性。

1 高比例新能源接入电网“下调峰”能力不足造成新能源发电受阻

1.1 高比例新能源接入电网使系统峰谷差增大

风光电是目前新能源的主力电源,其出力具有随机波动特性及反调峰特性,其中风电的反调峰特性尤为明显,在系统负荷低谷时段风电大发,在系统负荷高峰时段风电小发甚至零发,其变化趋势与负荷曲线相反^[13]。从附录A图A1可以看出,风电出力的反调峰特性导致等效负荷峰谷差显著增加。

光伏发电取决于太阳辐射大小,具有“昼出夜伏”

收稿日期:2020-04-04;修回日期:2020-12-15

基金项目:国家电网公司科技项目(4000-201933188A-0-0-00)
Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(4000-201933188A-0-0-00)

的特点,附录A图A2为夏季光伏发电典型日出力曲线,从图中可以看出,夏季光伏一般从07:00开始发电,在13:00达到最大,而后逐步减小,在18:00减小至0。图中光伏发电的最大值与负荷的早高峰相近,具有一定的“正调峰”能力,但对于20:00的负荷晚高峰没有任何贡献。

图1为风电、光伏共同接入后系统负荷峰谷差变化。从图中可知,虽然光伏接入可在一定程度上改善电网早高峰的峰值,但由于风电的反调峰效应和晚高峰的存在,高比例风光电接入后仍然增大了系统峰谷差。

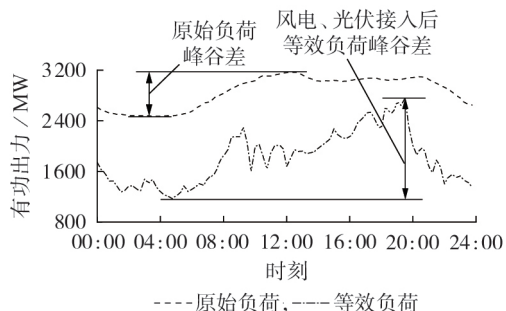


图1 风电、光伏接入后负荷峰谷差变化

Fig.1 Change of load peak valley difference after connecting wind power and photovoltaic

1.2 电网“下调峰”能力不足造成的新能源发电受阻

在高比例新能源接入电网,随着新能源接入比例的不断升高,常规电源接入比例逐渐降低,这使得在电网等效负荷峰谷差增加的同时,系统调峰能力逐渐降低。火电由于接入容量比例的降低和机组最小技术出力约束,其深度调峰容量一般仅为接入额定容量的40%~50%,难以满足高比例新能源接入电网日益上升的“下调峰”需求,导致新能源发电受阻,如图2中阴影部分所示。

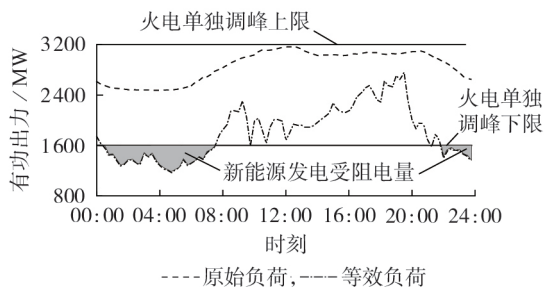


图2 电网“下调峰”能力不足导致的新能源发电受阻示意图

Fig.2 Schematic diagram of renewable energy generation blocked due to insufficient “low peak load regulation” capacity of power grid

2 光热发电-火电联合调峰的可行性

2.1 光热发电调峰特性

光热发电是新兴的优质新能源,目前国内外主

流的光热电站基本由聚光集热系统、储热系统、发电系统三部分组成,塔式光热电站发电原理图见附录A图A3。聚光集热系统吸收太阳光中的热能,用以加热低温熔盐,加热后的高温熔盐存储于高温熔盐罐中,作为光热电站的储热容量,需要热能发电时,高温熔盐通过蒸汽发生器产生热蒸汽,推动发电系统中的汽轮机发电^[14]。

典型光热电站的储热装置基于标准储热容量配置,可在无光照条件下支持电站满负荷出力15 h,使光热电站有长时间大范围可时移调节的能力。此外,光热电站具有媲美燃气机组的调节速度,15 min内即可实现80%额定容量的调节。在调节深度上,出力可降至额定功率的10%,高于常规火电机组30%~50%的调节深度及每分钟2%~5%装机容量的调节速度^[3]。附录A图A4为某100 MW光热电站未参加系统调峰的日出力及储热装置储热水平曲线。

图3为光热电站满足储热容量约束下,参与调峰控制后的发电调度曲线。

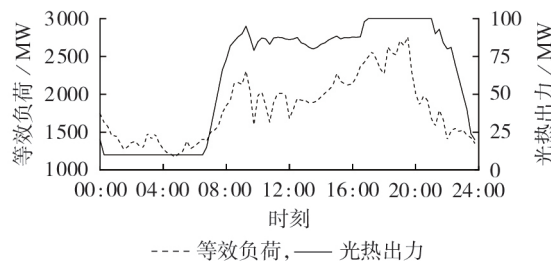


图3 参与调峰控制后的光热电站运行曲线

Fig.3 Operation curve of CSP station after participating in peak load regulation control

可见,光热电站具有良好的可时移、可连续调节能力,是一种优异的调峰资源。

2.2 光热发电-火电联合调峰的可行性

由1.2节的分析可知,出现新能源发电受阻的根本原因是系统“下调峰”能力缺乏,由2.1节可知光热电站具有良好的调度特性和调节能力。但光热发电容量受限于储热强相关性约束,若将有限的光热电站容量与火电进行联合“下调峰”优化控制,将有助于提高系统的“下调峰”水平,进而减少“下调峰”时段的受阻风电。图4为100 MW光热发电替代相同容量火电后的效果示意图。

由图4可见,在“下调峰”时段,利用光热发电的可时移和优良的可连续下调节特性,可有效提高系统“下调峰”能力,减少“下调峰”时段的受阻风光电。随着光热发电接入容量的增加,其作用会更显著。

3 光热发电-火电联合调峰优化控制方法

3.1 基于Beta分布的风光电出力模型

风电和光伏出力具有不确定性,为应对风光电

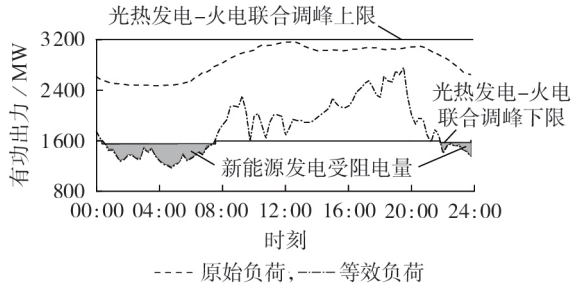


图4 光热发电-火电联合调峰下系统调峰范围变化

Fig.4 Variation of system peak load regulation range under peak load regulation method combined CSP and thermal power

预测误差,需要系统为其预留大量备用,这提高了系统的备用成本。为减少风光电预测误差对联合调峰模型的影响,可利用Beta分布对风光电预测误差分布概率进行拟合。通过灵活的参数设置,Beta分布可以表达多种有偏分布和对称分布,能精确地描述风光电功率预测误差。

Beta分布累计概率分布函数^[15]为:

$$F(x) = \begin{cases} 0 & x \leq 0 \\ \frac{\int_0^x t^{\alpha-1} (1-t)^{\beta-1} dt}{B(\alpha, \beta)} & 0 < x < 1 \\ 1 & x \geq 1 \end{cases} \quad (1)$$

其中, x 为统计的随机变量,即本文中的风光电预测误差; $B(\alpha, \beta)$ 表示以 α, β 为形状参数的Beta分布。

形状参数 α, β 可利用风光电站的历史数据计算得到,计算公式如式(2)所示。

$$\begin{cases} \alpha = \frac{(1-E(x))E^2(x)}{D^2(x)} - E(x) \\ \beta = \frac{1-E(x)}{E(x)} \alpha \end{cases} \quad (2)$$

其中, $E(x)$ 为随机变量 x 的均值; $D(x)$ 为随机变量 x 的方差。

3.2 光热发电-火电联合调峰控制模式

由于光热发电与火电联合调峰的主要目标是提高系统的“下调峰”能力,因此将光热发电-火电联合调峰控制模式分为“下调峰”时段和其他时段。

(1)“下调峰”时段。

“下调峰”时段指火电运行于最小技术出力时仍出现新能源受阻现象的时段。在该时段,仅通过火电难以满足系统“下调峰”需求,需要通过光热发电-火电联合调峰控制提高系统“下调峰”能力,减少新能源发电受阻量。

(2)其他时段。

其他时段指“下调峰”时段之外的时段,该时段通过火电即可满足系统调峰需求。为促进新能源发电及保障光热电站自身效益,该时段内光热发电不

参与系统调峰控制。

光热发电-火电联合调峰控制模式如图5所示。

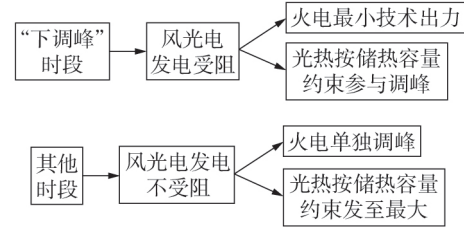


图5 光热发电-火电联合调峰控制模式

Fig.5 Peak load regulation control mode combined CSP and thermal power

3.3 光热发电-火电联合调峰控制方法

基于上述光热发电-火电联合调峰控制模式,划分“下调峰”时段,并建立“下调峰”时段的控制模型。

3.3.1 调峰时段的划分

根据有无受阻风光电,划分“下调峰”时段和其他时段,具体方法如下。

(1)计算风光电预测出力 P_{WPF}^t :

$$P_{WPF}^t = \sum_{i=1}^{N_W} P_{iW,F}^t + \sum_{j=1}^{N_P} P_{jP,F}^t \quad (3)$$

其中, $P_{iW,F}^t$ 为风电场 i 在 t 时刻的预测出力; $P_{jP,F}^t$ 为光伏电站 j 在 t 时刻的预测出力; N_W 为风电场数目; N_P 为光伏电站数目。

(2)计算风光电计划出力 P_{WP}^t 。充分利用火电机组的调节能力,以风光电消纳最大为目标确定负荷计划出力、火电机组及风光电计划出力,目标函数为:

$$\max P_{WP}^t = P_{LP}^t - \sum_{m=1}^{N_{TH}} P_{mTH}^t - \sum_{n=1}^{N_{CSP}} P_{nCSP,F}^t \quad (4)$$

其中, P_{LP}^t 为负荷在 t 时刻的计划出力; N_{TH} 为火电机组数目; N_{CSP} 为光热电站数目; P_{mTH}^t 为火电机组 m 在 t 时刻的计划出力; $P_{nCSP,F}^t$ 为光热电站 n 在 t 时刻不参与调峰情况下的预测出力。约束条件包括系统功率平衡约束、火电机组出力约束、风光电机组出力约束及系统备用约束。

(3)划分“下调峰”时段。比较风光电预测出力 P_{WPF}^t 和风光电计划出力 P_{WP}^t ,将满足不等式 $P_{WP}^t < P_{WPF}^t$ 的所有时段集合定义为“下调峰”时段,记为 T_1 。

(4)划分其他时段。将“下调峰”时段之外的时段定义为其时段,在其他时段不进行光热发电-火电联合调峰优化控制。

3.3.2 建立“下调峰”时段优化控制模型

在“下调峰”时段以受阻风光电最小为目标建立光热发电-火电联合调峰优化模型,公式如下:

$$\min \sum_{t \in T_1} \left[\sum_{i=1}^{N_W} (P_{iW,F}^t - P_{iWP}^t) + \sum_{j=1}^{N_P} (P_{jP,F}^t - P_{jPP}^t) \right] \Delta T \quad (5)$$

其中, P_{iWP}^t 为风电场 i 在 t 时刻的计划出力; P_{jPP}^t 为光

光伏电站 j 在 t 时刻的计划出力; ΔT 为单位调度时间。

约束条件如下。

(1) 系统约束条件。

a. 功率平衡约束。

$$\sum_{m=1}^{N_{TH}} P_{mTH}^t + \sum_{i=1}^{N_W} P_{iWP}^t + \sum_{j=1}^{N_P} P_{jPP}^t + \sum_{n=1}^{N_{CSP}} P_{nCSP}^t = P_{LP}^t \quad (6)$$

其中, P_{nCSP}^t 为光热电站 n 在 t 时刻的计划出力。

b. 系统旋转备用约束。

系统旋转备用主要用以解决风光电预测误差带来的机组出力波动,为减少风光电不确定性对系统影响,减少备用成本,利用风光电计划出力与实际出力的条件期望之差对系统旋转备用容量进行修正。

$$\begin{cases} \sum_{m=1}^{N_{TH}} (P_{mTH, \max} - P_{mTH}^t) \geq \Delta P_{L, \text{up}}^t + \sum_{i=1}^{N_W} \Delta P_{iW, \text{up}}^t + \sum_{j=1}^{N_P} \Delta P_{jP, \text{up}}^t \\ \sum_{m=1}^{N_{TH}} (P_{mTH}^t - P_{mTH, \min}) \geq \Delta P_{L, \text{low}}^t + \sum_{i=1}^{N_W} \Delta P_{iW, \text{low}}^t + \sum_{j=1}^{N_P} \Delta P_{jP, \text{low}}^t \\ \Delta P_{iW, \text{up}}^t = P_{iWP}^t - E(P_{iWR}^t | P_{iWR}^t < P_{iWP}^t) \\ \Delta P_{iW, \text{low}}^t = E(P_{iWR}^t | P_{iWR}^t \geq P_{iWP}^t) - P_{iWP}^t \\ \Delta P_{jP, \text{up}}^t = P_{jPP}^t - E(P_{jPR}^t | P_{jPR}^t < P_{jPP}^t) \\ \Delta P_{jP, \text{low}}^t = E(P_{jPR}^t | P_{jPR}^t \geq P_{jPP}^t) - P_{jPP}^t \end{cases} \quad (7)$$

其中, $P_{mTH, \max}$ 、 $P_{mTH, \min}$ 分别为火电机组 m 的最大、最小有功功率; $\Delta P_{L, \text{up}}^t$ 、 $\Delta P_{L, \text{low}}^t$ 分别为 t 时刻应对系统负荷预测误差所需的正、负旋转备用; $\Delta P_{iW, \text{up}}^t$ 、 $\Delta P_{iW, \text{low}}^t$ 分别为 t 时刻应对风电机组预测误差所需的正、负旋转备用; $\Delta P_{jP, \text{up}}^t$ 、 $\Delta P_{jP, \text{low}}^t$ 分别为 t 时刻应对光伏机组预测误差所需的正、负旋转备用; P_{iWR}^t 、 P_{jPR}^t 分别为风电场 i 、光伏电站 j 在 t 时刻的实际出力。

(2) 火电机组运行约束条件。

a. 输出功率上下限约束。

$$P_{mTH, \min} \leq P_{mTH}^t \leq P_{mTH, \max} \quad (8)$$

b. 爬坡速度约束。

$$\begin{cases} P_{mTH}^t - P_{mTH}^{t-1} \leq P_{mTH, \text{up}} \\ P_{mTH}^{t-1} - P_{mTH}^t \leq P_{mTH, \text{down}} \end{cases} \quad (9)$$

其中, $P_{mTH, \text{up}}$ 、 $P_{mTH, \text{down}}$ 分别为火电机组 m 上、下爬坡速度上限。

c. 风电、光伏机组运行约束条件。风电、光伏运行约束由概率约束表示:

$$\begin{cases} P_r(P_{iW}^t \leq P_{iWR}^t) \geq \rho_1 \\ P_r(P_{jP}^t \leq P_{jPR}^t) \geq \rho_2 \\ 0 \leq P_{iW}^t \leq P_{iW, \max} \\ 0 \leq P_{jP}^t \leq P_{jP, \max} \end{cases} \quad (10)$$

其中, ρ_1 、 ρ_2 分别为风电、光伏概率约束置信水平; $P_{iW, \max}$ 为风电场 i 装机容量; $P_{jP, \max}$ 为光伏电站 j 装机容量; $P_r(\cdot)$ 为事件成立的概率。

(4) 光热电站运行约束条件。

a. 光热电站功率约束。

$$P_{nCSP, \min} \leq P_{nCSP}^t \leq P_{nCSP, \max} \quad (11)$$

其中, $P_{nCSP, \max}$ 、 $P_{nCSP, \min}$ 分别为光热电站 n 功率上、下限。

b. 光热发电系统爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{nCSP}^t - P_{nCSP}^{t-1} \leq P_{nCSP, \text{up}} \\ P_{nCSP}^{t-1} - P_{nCSP}^t \leq P_{nCSP, \text{down}} \end{cases} \quad (12)$$

其中, $P_{nCSP, \text{up}}$ 、 $P_{nCSP, \text{down}}$ 分别为光热电站 n 爬坡功率最大、最小值。

c. 储热系统容量约束。

光热储热系统储热容量约束用满负荷小时数 FLH(Full-Load Hour)表示。例如,典型光热电站的储热容量为 15 FLH,表示光热电站具备无光照条件下机组满负荷运行 15 h 的能力。约束表达式为:

$$Q_{nCSP, \min} \leq Q_{nCSP}^t \leq T_{CSP, n} P_{nCSP, \max} \quad (13)$$

其中, Q_{nCSP}^t 为光热电站 n 在 t 时刻的储热量,其与自变量 P_{nCSP}^t 的推导关系见附录 B; $Q_{nCSP, \min}$ 为光热电站 n 储热系统最小储存热量; $T_{CSP, n}$ 为光热电站 n 满负荷运行小时数。

3.3.3 模型求解

(1) 随机约束的处理。

本文所建模型为大规模非线性规划模型,约束条件中含有随机变量,需要将式(7)、(10)中随机约束转化为确定性约束^[16]。

令 $P_{iW}^* = P_{iWR}^t / P_{iW, \max}$ 、 $P_{jP}^* = P_{jPR}^t / P_{jP, \max}$, 则可将式(7)中约束的条件期望转化为:

$$\begin{cases} E\left(P_{iW}^* P_{iW, \max} \mid P_{iW}^* < \frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}\right) = P_{iW, \max} \frac{\int_0^{\frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}} P_{iW}^* f^w(P_{iW}^*) dP_{iW}^*}{\int_0^{\frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}} f^w(P_{iW}^*) dP_{iW}^*} \\ E\left(P_{iW}^* P_{iW, \max} \mid P_{iW}^* \geq \frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}\right) = P_{iW, \max} \frac{\int_{\frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}}^1 P_{iW}^* f^w(P_{iW}^*) dP_{iW}^*}{\int_{\frac{P_{iW}^t}{P_{iW, \max}}}^1 f^w(P_{iW}^*) dP_{iW}^*} \\ E\left(P_{jP}^* P_{jP, \max} \mid P_{jP}^* < \frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}\right) = P_{jP, \max} \frac{\int_0^{\frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}} P_{jP}^* f^p(P_{jP}^*) dP_{jP}^*}{\int_0^{\frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}} f^p(P_{jP}^*) dP_{jP}^*} \\ E\left(P_{jP}^* P_{jP, \max} \mid P_{jP}^* \geq \frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}\right) = P_{jP, \max} \frac{\int_{\frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}}^1 P_{jP}^* f^p(P_{jP}^*) dP_{jP}^*}{\int_{\frac{P_{jP}^t}{P_{jP, \max}}}^1 f^p(P_{jP}^*) dP_{jP}^*} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $f^w(P_{iW}^*)$ 、 $f^p(P_{jP}^*)$ 分别为 P_{iW}^* 、 P_{jP}^* 的概率密度函数。

则式(7)可转换为:

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum_{m=1}^{N_{TH}} (P_{mTH, \max} - P_{mTH}^t) \geq \\ & \Delta P_{L, up}^t + \sum_{i=1}^{N_W} \left(P_{iW}^t - P_{iW \max} \frac{\int_0^{P_{iW}^t/P_{iW \max}} x f^w(x) dx}{\int_0^{P_{iW}^t/P_{iW \max}} f^w(x) dx} \right) + \\ & \sum_{j=1}^{N_P} \left(P_{jP}^t - P_{jP \max} \frac{\int_0^{P_{jP}^t/P_{jP \max}} x f^w(x) dx}{\int_0^{P_{jP}^t/P_{jP \max}} f^w(x) dx} \right) \\ & \sum_{m=1}^{N_{TH}} (P_{mTH}^t - P_{mTH, \min}) \geq \\ & \Delta P_{L, low}^t + \sum_{i=1}^{N_W} \left(P_{iW \max} \frac{\int_{P_{iW}^t/P_{iW \max}}^1 y f^p(y) dy}{\int_{P_{iW}^t/P_{iW \max}}^1 f^p(y) dy} - P_{iW}^t \right) + \\ & \sum_{j=1}^{N_P} \left(P_{jP \max} \frac{\int_{P_{jP}^t/P_{jP \max}}^1 y f^p(y) dy}{\int_{P_{jP}^t/P_{jP \max}}^1 f^p(y) dy} - P_{jP}^t \right) \end{aligned} \right. \quad (15)$$

令风电实际出力分布的累计概率分布函数为 F_w , 光伏出力分布的累计概率分布函数为 F_p , 式(10)可转换为:

$$\left\{ \begin{aligned} & P_r(P_{iW}^t \leq P_{iWR}^t) = F_w \left(\frac{P_{iW}^t}{P_{iW \max}} \right) \geq \rho_1 \\ & P_r(P_{jP}^t \leq P_{jPR}^t) = F_p \left(\frac{P_{jP}^t}{P_{jP \max}} \right) \geq \rho_2 \end{aligned} \right. \quad (16)$$

式(16)可转换为确定性约束:

$$\left\{ \begin{aligned} & P_{iW}^t \leq P_{iW \max} F_w^{-1}(1 - \rho_1) \\ & P_{jP}^t \leq P_{jP \max} F_p^{-1}(1 - \rho_2) \end{aligned} \right. \quad (17)$$

(2)改进差分进化算法。

“下调峰”时段优化控制模型属于非线性单目标优化模型,可采用单目标差分进化 DESO(Differential Evolution for Single Optimization)算法求解。DESO算法是一种随机的并行直接全局搜索算法,在求解非线性模型上具有简单易用的优点,可保证求解的有效性和计算效率^[17],但在处理高维、非线性的复杂问题时,标准 DESO 算法不能保证准确及时地找到全局最优解,容易陷入局部最优。因此本文采用文献[18]所提方法对标准 DESO 算法进行改进。新算法采用基于种群相似度的双变异策略和自适应交叉概率。其中,双变异策略保证了种群的多样性,使得模型不易陷入局部最优解中;自适应交叉概率可按个体优异性对个体的交叉概率进行自适应调整,有利于种群个体向更新成功的个体移动,提高算法收敛性。因此改进的 DESO 算法可有效应用于大

规模电力系统优化运行计算。

采用改进 DESO 算法求解光热发电-火电联合调峰优化模型步骤如下。

a. 输入 DESO 算法参数和系统参数。算法参数包括最大进化代数 G 、种群规模 M_p 、个体维度 D 、缩放因子 S 和交叉概率 C_R 。系统参数包括风光电预测数据、光热和火电机组的可调节能力数据等。

b. 种群初始化。生产初始化种群 $X(0) = \{x_1(0), x_2(0), \dots, x_{M_p}(0)\}$, 种群中的每个个体代表一组控制变量,包括光热计划出力、风电场计划出力、光伏电站计划出力和火电厂计划出力。

c. 计算适应度。计算种群中每个个体的适应度,选择最优适应度的个体。

d. 处理约束条件。当个体不满足联合调峰模型的约束条件时,修改其适应度值将其淘汰。

e. 实施采用双变异策略的变异操作。计算种群相似度,并根据当前种群的相似度选择合适的变异策略。

f. 交叉和选择。进行种群交叉,从中选择出新一代种群。

g. 自适应调整交叉概率。对交叉概率按个体优异性进行自适应调整,将优异个体的交叉概率保留到下一代。

h. 重复步骤 c—g, 直到达到最大进化代数,输出最小受阻风光电量和相应的火电机组、光热机组和风光电机组的计划出力。

3.3.4 光热发电-火电联合调峰优化控制方法

光热发电-火电联合调峰优化控制方法具体流程如下:

(1)输入风电、光伏、光热功率预测及计划出力信息,火电计划出力,系统负荷预测信息,光热发电和火电功率调节约束信息;

(2)以火电计划出力下是否存在受阻风光电为判定依据,将控制时段划分为“下调峰”时段和其他时段;

(3)在“下调峰”时段,以受阻风光电最小为目标,考虑风光电约束、光热及火电约束,建立“下调峰”时段优化控制模型,求解模型得到“下调峰”时段的风电、光伏、火电及光热出力;

(4)若为其他时段,则不进行光热发电-火电联合调峰优化控制,风电、光伏、光热和火电计划出力不变;

(5)输出光热发电-火电联合调峰控制后全时段的风电、光伏、火电及光热计划出力。

4 算例仿真

4.1 算例概述

本文以新能源大规模接入的某区域电网为例,

验证所提出的光热发电-火电联合调峰优化控制方法的有效性。该区域中风电、光伏、光热、常规电源装机容量分别为1500、1200、100、2300 MW。算例给定如下条件。

(1)火电机组的爬坡速度为每分钟上升或下降2%的机组额定容量;火电机组应对负荷预测误差所需的正旋转备用容量为系统最大负荷的8%,负旋转备用容量为系统最小负荷的2%^[19];火电机组最小技术出力为50%的额定容量;机会约束置信水平 $\rho_1=\rho_2=0.98$,由新能源场站历史数据计算得到的形状参数 α 和 β 来自文献[19]。

(2)以2018年夏大典型日为例,调度周期为一天96个时段,每个时段15 min;调度周期各时段的系统负荷、风电和光伏出力预测曲线见附录A图A5。

(3)光热参与调峰控制前的风电、光伏和火电初始计划出力见附录A图A6,光热初始计划出力见附录A图A4。

(4)光热电站调节参数见附录A表A1。

4.2 算例分析

根据风电、光伏、光热、负荷预测和计划出力以及火电计划出力,计算是否存在受阻风光电,以此为判定依据划分“下调峰”时段和其他时段,得到“下调峰”时段为00:15—07:30、22:00—23:45这2个时段,风光发电受阻电量如图6中阴影部分所示,共计2471.65 MW·h,主要以受阻风电为主。

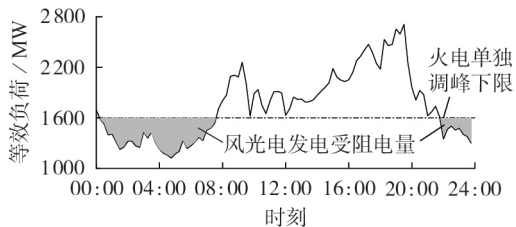


图6 光热未参与调峰控制时风光电受阻电量

Fig.6 Blocked electricity of wind power and photovoltaic power before CSP participating in peak load regulation and control

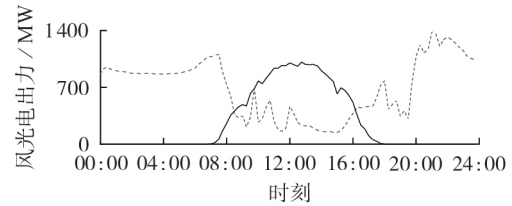
结合“下调峰”时段优化结果和初始计划出力,得到光热发电-火电联合调峰与火电单独调峰效果对比,如表1所示。全时段光热发电-火电联合调峰控制后的风电、光伏、火电及光热出力如图7所示。

由表1可知,与火电单独调峰相比,引入100 MW光热与火电进行联合调峰后,提高了“下调峰”时段

表1 2种调峰方法下风光电消纳情况

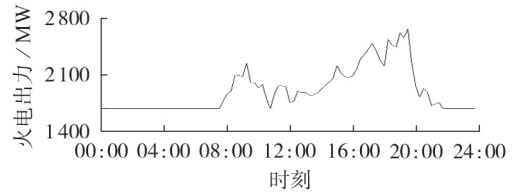
Table 1 Wind power and photovoltaic power absorption condition under two peak load regulation methods

单位:MW·h		
调峰方法	风光电发电量	受阻风电量
火电单独调峰	22778.85	2471.65
光热发电-火电联合调峰	23136.55	2113.94

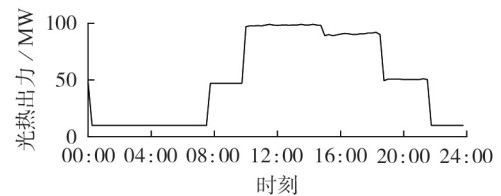


---- 风电出力, — 光伏出力

(a) 风电和光伏出力



(b) 火电出力



(c) 光热出力

图7 光热参与调峰控制后风电、光伏、火电和光热初始计划出力

Fig.7 Initial planned output of wind power, photovoltaic, thermal power and CSP after CSP participating in peak load regulation and control

系统调峰能力,受阻电量降低为2113.94 MW·h,减少受阻风电357.71 MW·h。

综上所述,光热发电-火电联合调峰控制提高了系统调峰能力,减少了新能源发电受阻电量,尤其可显著降低“下调峰”时段的受阻风电。因此,随着光热发电接入容量的增加,光热发电-火电联合调峰控制将是缓解常规电源调峰压力、促进电网风光电消纳水平的有效手段。

5 结论

本文针对高比例新能源接入电网调峰能力不足的问题,结合新兴的光热发电所具有的可时移、可调节特性,提出利用有限的光热发电与火电进行联合调峰的优化控制,以提高系统调峰能力,并通过实例仿真验证了本文所提优化控制方法的有效性。

(1)光热发电具有可时移、可连续调节特性,但光热发电量受限于储热与发电量的强相关性。利用有限的光热发电在“下调峰”时段与火电进行联合调峰优化控制,可以有效减少系统“下调峰”时段的受阻风光电。

(2)本文采用的光热发电-火电联合调峰控制方法提高了系统“下调峰”能力,最大化减少了受阻风光电量,为消纳新能源和缓解系统调峰对常规电源

的依赖开辟了新途径。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张宁,周天睿,段长刚,等. 大规模风电场接入对电力系统调峰的影响[J]. 电网技术,2010,34(1):152-158.
ZHANG Ning,ZHOU Tianrui,DUAN Changgang,et al. Impact of large-scale wind farm connecting with power grid on peak load regulation demand[J]. Power System Technology, 2010, 34(1):152-158.
- [2] 葛晓琳,郝广东,夏澍,等. 高比例风电系统的优化调度方法[J]. 电网技术,2019,43(2):390-400.
GE Xiaolin,HAO Guangdong,XIA Shu,et al. An optimal system scheduling method with high proportion of wind power[J]. Power System Technology, 2019,43(2):390-400.
- [3] 肖强,王红艳,王金平. 太阳能光热发电现状及发展策略分析[J]. 中外能源,2016,21(10):26-30.
XIAO Qiang,WANG Hongyan,WANG Jinping. Solar thermal power generation today and development strategies[J]. Sino-global Energy, 2016,21(10):26-30.
- [4] 杜尔顺,张宁,康重庆,等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报,2016,36(21):5765-5775,6019.
DU Ershun,ZHANG Ning,KANG Chongqing,et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016,36(21):5765-5775,6019.
- [5] 崔杨,杨志文,仲悟之,等. 基于成本最优的含储热光热电站与火电机联合出力日前调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(2):71-77.
CUI Yang,YANG Zhiwen,ZHONG Wuzhi,et al. Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019,39(2):71-77.
- [6] DU Ershun,ZHANG Ning,HODGE B M,et al. The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018,33(6):6630-6641.
- [7] 陈润泽,孙宏斌,李正烁,等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化,2014,38(19):1-7.
CHEN Runze,SUN Hongbin,LI Zhengshuo,et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014,38(19):1-7.
- [8] 崔杨,杨志文,严干贵,等. 降低火电机组调峰成本的光热电站储热容量配置方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1605-1611,1896.
CUI Yang,YANG Zhiwen,YAN Gangui,et al. Capacity configuration of thermal energy storage within CSP to reduce the cost of peak load regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(6):1605-1611,1896.
- [9] 房磊. 光热发电参与电力系统调峰策略研究[D]. 兰州:兰州交通大学,2018.
FANG Lei. Strategy study of concentrating solar power participating in peak load regulation of power system[D]. Lanzhou:Lanzhou Jiaotong University, 2018.
- [10] SIOSHANSI R,DENHOLM P. Benefits of colocating concentrating solar power and wind[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013,4(4):877-885.
- [11] 崔杨,张汇泉,仲悟之,等. 基于分时能量互补的风电-光热联合外送容量优化配置方法[J]. 电网技术,2019,43(11):3875-3882.
CUI Yang,ZHANG Huiquan,ZHONG Wuzhi,et al. An optimization method to determine power delivery capacity of combined wind-CSP system based on time-sharing energy complementation[J]. Power System Technology, 2019, 43(11):3875-3882.
- [12] DOMÍNGUEZ R,CONEJO A J,CARRION M. Operation of a fully renewable electric energy system with CSP plants[J]. Applied Energy, 2014,119:417-430.
- [13] 刘文颖,文晶,谢昶,等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(5):1079-1088.
LIU Wenying,WEN Jing,XIE Chang,et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2015,35(5):1079-1088.
- [14] 晋宏杨,孙宏斌,郭庆来,等. 含大规模储热的光热电站-风电联合系统多日自调度方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(11):17-23.
JIN Hongyang,SUN Hongbin,GUO Qinglai,et al. Multi day self dispatching method of solar thermal power plant wind power combined system with large-scale heat storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016,40(11):17-23.
- [15] 隋鑫,卢盛阳,苏安龙,等. 计及风电和柔性负荷的核电多目标优化调度研究[J]. 中国电机工程学报,2019,39(24):7232-7241,7496.
SUI Xin,LU Shengyang,SU Anlong,et al. Research on multi-objective optimal scheduling of nuclear power considering wind power and flexible load[J]. Proceedings of the CSEE, 2019,39(24):7232-7241,7496.
- [16] 李志伟,赵书强,刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):214-223.
LI Zhiwei,ZHAO Shuqiang,LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019,39(8):214-223.
- [17] 刘波,王凌,金以慧. 差分进化算法研究进展[J]. 控制与决策,2007,22(7):721-729.
LIU Bo,WANG Ling,JIN Yihui. Advances in differential evolution[J]. Control and Decision, 2007,22(7):721-729.
- [18] 沈鑫,邹德旋,张强. 采用双变异策略的自适应差分进化算法及应用[J]. 计算机工程与应用,2020,56(4):146-157.
SHEN Xin,ZOU Dexuan,ZHANG Qiang. Adaptive differential evolution algorithm using double mutation strategies and its application[J]. Computer Engineering and Applications, 2020, 56(4):146-157.
- [19] 王小磊. 面向核电调峰的电力系统联合优化调度[D]. 大连:大连理工大学,2016.
WANG Xiaolei. Combined optimal dispatch of power system with nuclear power participating in peak load regulation[D]. Dalian:Dalian University of Technology, 2016.

作者简介:



张尧翔

张尧翔(1994—),男,浙江绍兴人,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统运行、新能源发电等(E-mail:zhangyx_94@163.com);
刘文颖(1955—),女,北京人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统分析与控制、电力系统智能调度等(E-mail:liuwenyingls@sina.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第32页 continued on page 32)

Two-stage operation optimization of rural biomass energy integrated energy system considering heat network loss

LI Shouqiang, LIU Zongqi, WANG Jing, LIU Wenxia, GUO Haoming

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to increase the energy utilization efficiency and improve the rural energy structure, as well as promote the efficient application of biomass energy in rural areas, an electricity-heat IES(Integrated Energy System) with biomass energy as the core is constructed, and a two-stage optimization method of IES is proposed considering heat network loss. In the first stage, the outlet temperature of multi-heating equipment is optimized with the objective of minimizing the daily total heat supply. Then, the output model of biomass cogeneration is established by analyzing its output mechanism. Furthermore, the energy supply cost model is built considering the whole process of biomass transportation, storage and treatment. In the second stage, the output of IES equipment is optimized with the objective of maximizing daily profit. The case results verify that using the two-stage optimization can decrease the complexity of problem, adopting cogeneration can increase the biomass utilization efficiency, and constructing biomass energy IES can obtain better profit.

Key words: biomass energy; combined heat and power; two-stage optimization; electricity-heat energy system; heat network loss

(上接第7页 continued from page 7)

Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy

ZHANG Yaoliang¹, LIU Wenying¹, LI Xiao¹, YANG Meiyang¹, ZHOU Qiang², WANG Ningbo²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China)

Abstract: In order to solve the problem of insufficient peak load regulation ability for power grid accessed with high proportion of renewable energy, an optimal control method of peak load regulation combined CSP (Concentrating Solar Power) and thermal power is proposed. The adjustable characteristics of CSP and the control feasibility of peak load regulation combined CSP and thermal power are analyzed, on this basis, an optimal control mode of peak load regulation combined CSP and thermal power is proposed for power grid accessed with high proportion of renewable energy. Furthermore, an optimal control method of peak load regulation combined CSP and thermal power is proposed with the minimum system blocked wind and solar power as its objective. Case simulation shows that the proposed control method can effectively improve system peak load regulation ability and reduce the blocked wind and solar power.

Key words: CSP; peak load regulation; high proportion of renewable energy; dispatching strategy; thermal power unit

附录 A:

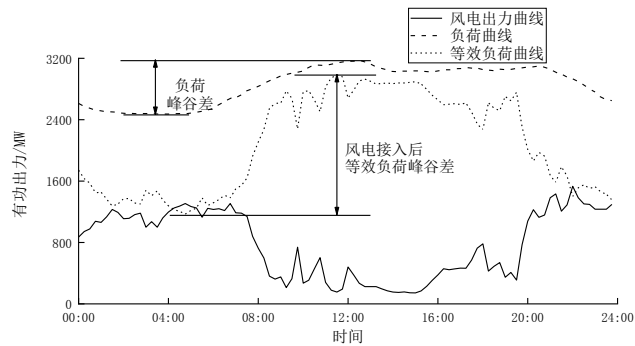


图 A1 风电反调峰特性示意图

Fig.A1 Schematic diagram of wind power anti-peak regulation characteristics

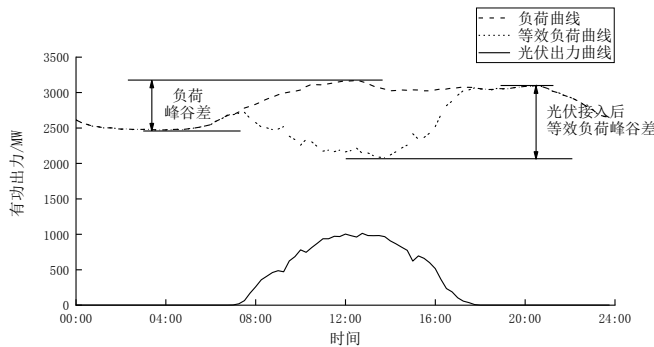


图 A2 光伏发电特性示意图

Fig.A2 Schematic diagram of photovoltaic power generation characteristics

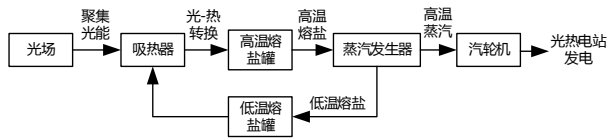


图 A3 光热电站主要结构

Fig.A3 Main structure of CSP

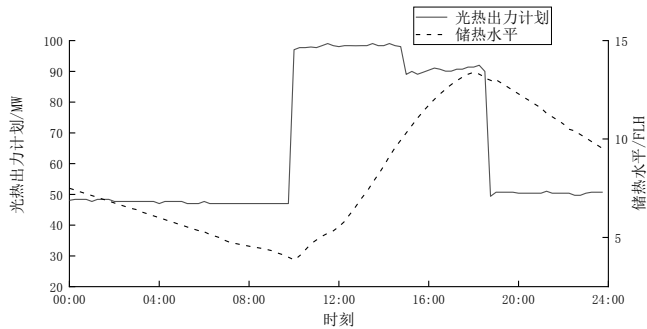


图 A4 光热电站运行曲线

Fig.A4 Operation curve of CSP station

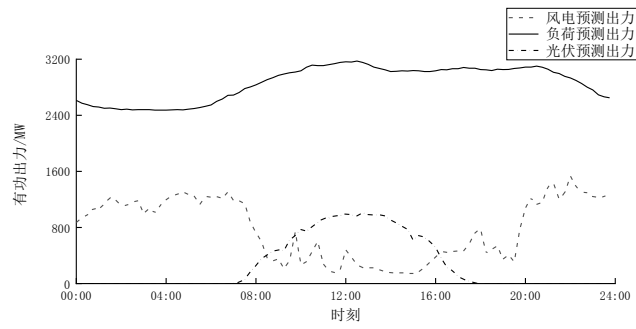
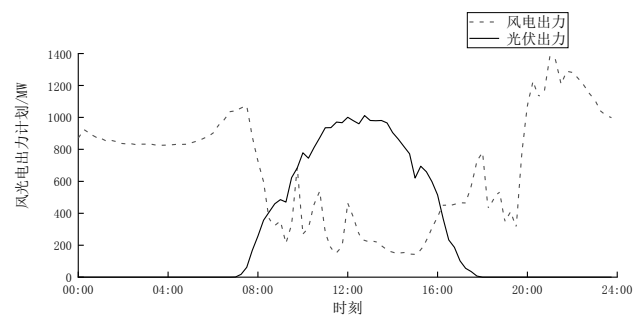
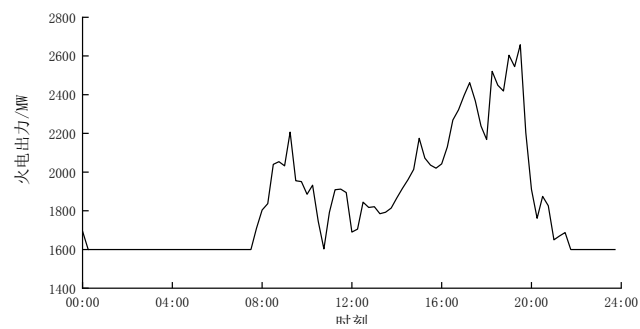


图 A5 风电、光伏及负荷预测出力

Fig.A5 Forecasting output of wind power, photovoltaic and load



(a) 风电、光伏计划出力



(b) 火电计划出力

图 A6 光热参与调峰控制前风电、光伏、火电初始计划出力

Fig.A6 Initial planned output of wind power, photovoltaic and thermal power before CSP participating in peak load regulation and control

表 A1 100 MW 塔式光热电站参数

Table A1 Parameters of 100 MW tower CSP station

参数	数值
光热电站最大有功功率/MW	100
光热电站最小有功功率/MW	10
光热电站最大向上爬坡速率/ (MW · h ⁻¹)	80
光热电站最大向下爬坡速率/ (MW · h ⁻¹)	80
热启动时间/min	20
储热系统最大储热容量/ (MW · h)	1100
储热系统最小储热容量/ (MW · h)	150
光-热转换效率	0.80
热-电转换效率	0.21
占地面积/km ²	8

附录 B:

光热系统储热容量 Q_{nCSP}^t 表达式为:

$$Q_{nCSP}^t = Q_{nCSP}^{t-1} + P_{nST}^t \Delta t - P_{nTE}^t \Delta t \quad (B1)$$

其中, Q_{nCSP}^t 为光热机组 n 储热系统在 t 时刻的储热量; Q_{nCSP}^{t-1} 为光热电站 n 储热系统在 $t-1$ 时刻的储热量; P_{nST}^t 为太阳能光场流向储热系统的热量; P_{nTE}^t 为光热电站储热系统流向发电系统的热量。

太阳能光场流向储热系统的热功率由太阳直接辐射指数 (DNI) 决定, 其表达式为:

$$P_{nST}^t = \eta_{ST} S_{SF} D_t \quad (B2)$$

其中, η_{ST} 为太阳能光场与储热系统光热转换效率; S_{SF} 为光场面积; D_t 为 t 时刻的太阳直接辐射指数(DNI)。

光热电站储热系统流向发电系统的热量决定了光热电站的出力大小, 其表达式为:

$$P_{nCSP}^t = \eta_{TE} P_{nTE}^t \quad (B3)$$

其中, η_{TE} 为储热系统至发电系统热电转换效率; 结合 (B1) — (B3), 得到光热系统储热容量与光热电站有功出力关系表达式为:

$$Q_{nCSP}^t = Q_{nCSP}^{t-1} + \left(\eta_{ST} S_{SF} D_t - \frac{P_{nCSP}^t}{\eta_{TE}} \right) \Delta t =$$

$$Q_{nCSP}^{t_0} + \sum_{t=0}^t \left(\eta_{ST} S_{SF} D_t - \frac{P_{nCSP}^t}{\eta_{TE}} \right) \Delta t \quad (B4)$$

其中, $Q_{nCSP}^{t_0}$ 为储热系统初始时刻的储热量。