

# 分时电价政策下大工业用户投资光伏发电的经济性研究

邬明亮<sup>1</sup>,戴朝华<sup>2</sup>

(1. 国网浙江省电力有限公司 建设分公司,杭州 310000;2. 西南交通大学 电气工程学院,成都 610031)

## Economic research on photovoltaic power generation investment of large industrial users under time-of-use pricing policy

WU Mingliang<sup>1</sup>, DAI Chaohua<sup>2</sup>

(1. Construction Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310000, China;  
2. School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 610031, China)

**摘要:**为推进我国能源生产革命,深入发展光伏发电势在必行。在去补贴的形势下,分时电价为光伏发电提供了新的收益点。分析了现行的分时电价政策及大工业用户投资光伏发电的优势,建立了光伏发电的全寿命周期经济性模型,以平准化度电成本、内部收益率、投资回收期为经济性评估指标,分析了典型地区大工业用户投资光伏发电的经济性。结果表明,各地区的光伏发电项目均可实现盈利,且分时电价可显著提高其经济性;电价水平越低,光伏发电的经济性越差,但光照资源丰富可一定程度上弥补电价水平的影响;分时电价的时段划分影响光伏发电的经济性,光伏发电时段内包含高峰电价的时间越长、越集中于发电量最大的时段内,光伏发电的经济性越好;电价的逐年下降将降低光伏发电的经济性,在投资决策时有必要充分考虑电价的变化趋势。

**关键词:**光伏发电;分时电价;平准化度电成本;内部收益率;投资回收期

**Abstract:** In order to promote the energy production revolution, it is imperative to develop photovoltaic power generation. Under the situation of de-subsidy, time-of-use policy provides a new revenue point for photovoltaic generation. The current time-of-use policy and the advantages of large industrial users investing photovoltaic generation are analyzed. A life cycle economic model of photovoltaic generation is built. The economic performance of photovoltaic generation invested by large industrial users in typical areas is analyzed with the levelized cost of energy, internal rate of return and payback period as economic evaluation indicators. The results show that photovoltaic generation in all areas can profit, and the time-of-use pricing policy can significantly improve its economy. The lower the electricity price level is, the worse the economy of photovoltaic generation will be. but the abundant radiation resources can compensate for the impact of electricity price level to a certain extent. The time division of time-of-use pricing policy affects the economy of photovoltaic generation. The longer the photovoltaic generating period contains the peak price and the more concentrated it is in the maximum power generating period, the better the economy of photovoltaic generation will be. The annual decline of electricity price will reduce the economic performance of photovoltaic generation, which makes it necessary to fully consider the changing trend of electricity price when making investment decisions.

**Key words:** photovoltaic power generation; time-of-use pricing; levelized cost of energy; internal rate of return; payback period

## 0 引言

随着我国电力系统的日益成熟,单纯的扩大规模已经无法顺应当前的社会发展趋势,能源变革逐渐成为了当前电力系统的发展主题。中共中央、国务院发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中明确指出,我国电力市场改革的目标是“坚持清洁、高效、安全、可持续发展,全面实施国家能源

战略”<sup>[1]</sup>;党的十九大报告指出“要推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的能源体系”。近年来,“能源互联网”、“再电气化”、“清洁替代”、“综合能源”等概念被陆续提出<sup>[2-4]</sup>,而在践行这些概念的过程中,深入发展新能源都是举足轻重的工作。

光伏发电具有无噪音、无污染、易维护的特点<sup>[5]</sup>,是一种具有发展前景的新能源发电形式,经过近10年的快速发展期,光伏发电的累计装机规模增长了25倍,同时成本下降超过70%。在此背景下,对光伏行业去补贴化是提高发展质量、实现市场化的必然选择。2018年5月31日,国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布《关于2018年光伏发电有关事项的通知》,对光伏发电项目实行加快补贴退

收稿日期:2020-02-09;修回日期:2020-07-20

基金项目:四川省科技项目(2020YJ0250)

This work is supported by Science and Technology Project of Sichuan Province(No.2020YJ0250)

坡、降低补贴强度的措施,该通知对光伏行业产生较大的影响;2019年1月9日,国家发展改革委、国家能源局下发《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》,进一步加快了光伏行业的去补贴进程,促进光伏发电向平价上网发展。

补贴是光伏发电收益的重要组成部分,补贴的下调虽然令光伏发电的收益降低,但也能倒逼其成本进一步下降<sup>[6]</sup>,综合来看光伏发电仍存在发展空间。目前,已有较多文献针对光伏发电的经济性进行研究<sup>[7-11]</sup>,重点关注造价、补贴、电价、发电模式、发电量等因素对光伏发电经济效益的影响。现有对光伏发电经济性的研究中,仅针对单一地区进行计算,缺乏对在电价政策不同、气象条件不同的地区投资光伏发电进行横向的经济性对比。此外,现有文献重点分析补贴对光伏发电经济性的影响,无法从完全市场化的角度分析电价政策、气象条件对光伏发电经济性的影响,结论在去补贴的大形势下不具备普适性。

本文分析了电网公司现行的分时电价政策及大工业用户投资光伏发电的优势,建立了光伏发电项目的全寿命周期成本收益模型,以平准化度电成本、内部收益率、投资回收期为经济性评估指标,考虑电价变化趋势,利用实际光照数据,分析了光伏发电用于大工业用户的投资可行性以及气象条件、分时电价政策对光伏发电经济性的影响,结论与分析方法可为未来光伏发电的投资决策提供参考。

## 1 光伏发电用于大工业用户的可行性

### 1.1 现行分时电价政策

分时电价(time-of-use pricing, TOU)是电力需求侧管理的一种有效的经济手段<sup>[12]</sup>,通过在峰、平、谷等不同时段制定不同的电价,刺激用户改变用电方式,对电力系统而言起到了削峰填谷的目的,对于用户而言可一定程度上降低电费。

目前各地的电网公司大多出台了相应的分时电价政策,大工业用户可根据自身的用电特性申请采用分时电价进行电费计量。图1、图2、表1所示为部分地区所公布的分时电价政策中10 kV大工业用户的电价情况(以高峰电价和平段电价的平均值降序排列),其中图1所示为高峰、平段、低谷电价(不计季节性的尖峰电价),图2所示为高峰电价、低谷电价与平段电价的比值,表1所列均为分时电价的时段划分。

能够看到,虽然各地区的电价有所不同,但3种电价之间的差距较为悬殊,高峰电价相比平段电价高出42%~67%,而低谷电价仅为平段电价的41%~63%。另外,低谷时段普遍在凌晨,其余时间为高峰和平段交替。



图1 部分地区10 kV大工业用户分时电价

Fig. 1 TOU of 10 kV large industrial users

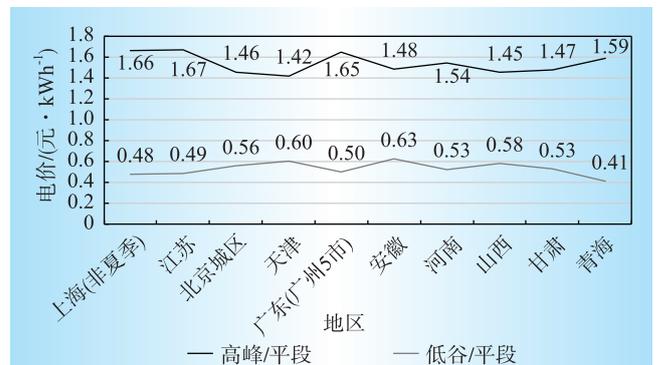


图2 高峰电价/平段电价、低谷电价/平段电价

Fig. 2 The ratios of peak to valley and valley to normal in price

### 1.2 大工业用户投资光伏发电的特点

#### (1) 土地资源丰富

相比居民用户和一般工商业用户,大工业用户通常具有较大面积的厂房等可利用空间,投资光伏发电可实现闲置土地资源的价值变现,提高经济效益。

#### (2) 电价较高

大工业用户的电价虽然不及一般工商业用户,但明显高于居民用户,因此大工业用户投资光伏发电可获得较高的电费收益。

#### (3) 分时电价政策提高企业经济性收益

光伏发电的能量来源是太阳能,其发电时段可认为在6:00-18:00区间内。若大工业用户采用分时电价计费,根据表1所示,光伏发电的发电时段大部分为平段时间,小部分为高峰时间,基本不含低谷时间,这样的构成有利于增加电费收益,提高企业经济性收益。

#### (4) 自发自用电量比例高

由于燃煤机组标杆上网电价低于用电电价,当光伏发电出现“余电上网”时,其收益会较“自发自用”时降低<sup>[11]</sup>。大工业用户所需的负荷功率在日间较大<sup>[13]</sup>,只要保证日间最小负荷功率大于光伏发电的最大输

表1 部分地区分时电价的时段划分

Table 1 Time division of TOU

| 地区           | 高峰                                       | 平段                                       | 低谷         |
|--------------|--|--|------------|
| 上海<br>(非夏季)  | 8:00-11:00<br>18:00-21:00                | 6:00-8:00<br>11:00-18:00<br>21:00-22:00  | 22:00-6:00 |
| 江苏           | 8:00-12:00<br>17:00-21:00                | 12:00-17:00<br>21:00-24:00               | 0:00-8:00  |
| 北京城区         | 10:00-15:00<br>18:00-21:00               | 7:00-10:00<br>15:00-18:00<br>21:00-23:00 | 23:00-7:00 |
| 天津           | 8:00-11:00<br>18:00-23:00                | 7:00-8:00<br>11:00-18:00                 | 23:00-7:00 |
| 广东<br>(广州5市) | 9:00-12:00<br>19:00-22:00                | 8:00-9:00<br>12:00-19:00<br>22:00-24:00  | 0:00-8:00  |
| 安徽           | 9:00-12:00<br>17:00-22:00                | 8:00-9:00<br>12:00-17:00<br>22:00-23:00  | 23:00-8:00 |
| 河南           | 8:00-12:00<br>18:00-22:00                | 12:00-18:00<br>22:00-24:00               | 0:00-8:00  |
| 山西           | 8:00-11:00<br>18:00-23:00                | 7:00-8:00<br>11:00-18:00                 | 23:00-7:00 |
| 甘肃           | 8:00-11:00<br>15:00-16:00<br>19:00-23:00 | 7:00-8:00<br>11:00-15:00<br>16:00-19:00  | 23:00-7:00 |
| 青海           | 9:00-12:00<br>18:00-23:00                | 8:00-9:00<br>12:00-18:00<br>23:00-0:00   | 0:00-8:00  |

出功率,就能够保障光伏电量的本地消纳,这也是提高光伏发电项目经济性的较好选择。

## 2 光伏发电的经济性模型

### 2.1 光伏发电的输出功率模型

光伏发电的输出功率与光伏阵列接收到的光照强度、表面温度以及效率有关。实际工况下,光照强度、气温、风速(影响表面温度)都是实时变化的,在理想情况下(光伏阵列上的光照强度和温度均匀、最大功率点跟踪性能良好),可用式(1)来对光伏发电的输出功率  $P_{PV}$  进行估算<sup>[14]</sup>

$$P_{PV} = \eta_m \eta_s P_{STC} \frac{S_{ref} [1 + k(T_{STC} - T_{ref})]}{S_{STC}} \quad (1)$$

式中:  $\eta_m$  为光伏组件的发电效率;  $\eta_s$  为发电系统的平均效率(考虑DC/DC变换器、逆变器、变压器的效率及线损等);  $P_{STC}$  为光伏发电在标准测试条件下的最大功率,即光伏装机容量;  $S_{STC}$  和  $T_{STC}$  分别为  $1 \text{ kW/m}^2$  和  $25^\circ\text{C}$ ;  $S_{ref}$  和  $T_{ref}$  分别为光伏阵列所接收到的总辐射光照强度及其表面温度;  $k$  为光伏组件的最大功率温度系数,典型值可取  $0.004$ 。

式(1)所示的估算模型中需要用到光伏阵列的表

面温度,但这一参数在实际情况中并不能直接获取。为了使模型更加精确,利用式(2)对  $T_{ref}$  进行估算<sup>[15]</sup>

$$T_{ref} = T_{air} + S_{ref} \cdot e^{-3.473 - 0.0594F} \quad (2)$$

式中:  $T_{air}$  为空气温度;  $F$  为光伏系统附近的风速,这两项参数均可从气象数据中获取。

利用式(1)和式(2),结合气象数据中的  $S_{ref}$ 、 $T_{air}$ 、 $F$ ,即可估算得到大规模光伏阵列在时间尺度下的输出功率。

### 2.2 光伏组件的功率衰减模型

在全寿命周期的建模中,光伏组件的功率衰减是不可忽略的,包括初始光致衰减和材料老化衰减<sup>[16]</sup>。光伏组件的初始光致衰减指的是光伏组件在刚开始接受太阳光辐射的初期,组件输出功率发生大幅下降的现象;材料老化衰减指的是初始光致衰减结束后,组件输出功率随着材料老化缓慢并稳定下降的过程。目前量产的光伏组件在进行质保时,通常都假设第一年的衰减率为  $3\%$ ,10年内衰减率不超过  $10\%$ ,25年内衰减率不超过  $20\%$ 。参考量产光伏组件的标准,本文假设光伏组件的功率衰减率为第一年  $3\%$ ,之后每年增加  $0.7\%$ ,则  $\eta_m$  的计算如式(3)所示

$$\eta_m = \begin{cases} 0.97 & y = 1 \\ 0.97 - 0.007(y - 1) & 2 \leq y \leq 25 \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $y$  为年份。

### 2.3 光伏发电的成本模型

光伏发电的成本包括初始投资成本及运维成本两部分。其中初始投资成本包括电气设备成本、土建费用、人工费用等,总体来说一定规模的光伏发电的初始投资成本与装机容量成正比,如式(4)所示

$$C_{PV} = k_1 W_{PV} \quad (4)$$

式中:  $C_{PV}$  为光伏发电的初始投资成本;  $k_1$  为单位装机容量的初始投资成本,元/Wp;  $W_{PV}$  为装机容量, Wp。

除了初始投资外,在光伏发电的寿命周期内(一般为  $20 \sim 25$  年),还需对其进行运行与维护。光伏发电的年运维成本  $C_{OM}$  用初始投资成本的百分比表示,如式(5)所示

$$C_{OM} = k_{OM} C_{PV} \quad (5)$$

式中:  $k_{OM}$  为百分比系数。

### 2.4 光伏发电的收益模型

假设负荷最小用电功率大于光伏发电的最大输出功率,即光伏发电电量完全由本地负荷消纳,在无补贴的情况下,光伏发电的收益全部来源于电费收益。电费收益指的是光伏发电所发出的电能直接由本地负荷消耗,抵消原本需要开支的部分电费而带来的收益。考虑到分时电价以小时为界限,

按小时计算的电费收益  $B_{PV}(h)$  如式(6)所示

$$B_{PV}(h) = \sum_{m=1}^{60} \frac{P_{PV}(m) \cdot F_E(h)}{60} \quad (6)$$

式中:  $F_E$  为单位电价;  $m$  为时间, min;  $h$  为时间, h。

则全年的电费收益  $B_{PV}(y)$  为

$$B_{PV}(y) = \sum_{h=1}^{8760} B_{PV}(h) = \sum_{h=1}^{8760} \sum_{m=1}^{60} \frac{P_{PV}(m) \cdot F_E(h)}{60} \quad (7)$$

### 2.5 光伏发电的残值

残值指的是在设备使用寿命的末期, 处置设备可能获得的价值。光伏发电的残值可以视为寿命周期内的最后一项收益, 一般用初始投资成本的百分比表示。光伏发电的残值  $B_{RV}$  如式(8)所示

$$B_{RV} = r_{RV} C_{PV} \quad (8)$$

式中:  $r_{RV}$  为残值率。

## 3 经济性评估方法

### 3.1 收益的现值及净现值

利用上文的全寿命周期经济性模型, 可以对光伏发电的净收益情况进行逐年计算, 这些净收益的值被称为年值(annual worth, AW)。考虑到资金的时间价值, 年值并不能准确地反映经济性, 需要将其折算到一个相同的时间点上。本文采用将各年净收益都折算到项目投资初期的方式, 此时这些值被称为现值(present worth, PW), 如式(9)所示

$$B_{PW}(y) = \begin{cases} \frac{B_{PV}(y) - C_{OM}}{(1+r_D)^y} & 1 \leq y \leq 24 \\ \frac{B_{PV}(y) + B_{RV} - C_{OM}}{(1+r_D)^{25}} & y = 25 \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $r_D$  为基准贴现率, 可以看作是投资人期望达到的内部收益率, 电力行业一般取 8%<sup>[17]</sup>。

将所有现值进行累加, 再减去初始投资成本, 则可得到项目寿命周期内截至任意年的累计净现值(net present worth, NPW), 如式(10)所示

$$B_{NPW}(t) = \sum_{y=1}^t B_{PW}(y) - C_{PV} \quad (10)$$

### 3.2 平准化度电成本

平准化度电成本(levelized cost of energy, LCOE)是对项目寿命周期内的成本和发电量先进行平准化, 再计算得到的发电成本, 即生命周期内的成本现值/生命周期内发电量现值, 如式(11)所示

$$LCOE = \frac{C_{PV} - \frac{B_{RV}}{(1+r_D)^{25}} + \sum_{y=1}^{25} \frac{C_{OM}}{(1+r_D)^y}}{\sum_{y=1}^{25} \sum_{h=1}^{60} \frac{P_{PV}(m)}{60(1+r_D)^y}} \quad (11)$$

$LCOE$  与电度电价的大小关系可以用来衡量项目的经济可行性, 在其他条件不变的情况下,  $LCOE$  也可以用来表征光伏发电量的大小, 也就是光照资源的丰富程度。

### 3.3 内部收益率

内部收益率(internal rate of return, IRR)指的是令项目寿命周期内的收益净现值累计等于 0 时对应的贴现率, 可由式(12)表示

$$\sum_{y=1}^{25} \frac{B_{PV}(y) - C_{OM}}{(1+IRR)^y} + \frac{B_{RV}}{(1+IRR)^{25}} - C_{PV} = 0 \quad (12)$$

$IRR$  是评价项目盈利能力的动态指标, 当  $IRR$  大于基准贴现率时, 认为项目在经济上可以接受, 反之则不可接受。

### 3.4 投资回收期

投资回收期(payback period, PP)指的是项目的净收益收回项目初始投资所需要的时间, 是评价项目投资回收能力的主要指标。投资回收期的计算方式如式(13)所示

$$PP = T - 1 + \frac{|B_{NPW}(T-1)|}{B_{PW}(T)} \quad (13)$$

式中:  $T$  为累计净现值首次为正或零的年数。

## 4 算例分析

利用上文的经济性模型及投资可行性评估方法, 结合实际气象数据, 对部分地区的 10 kV 大工业用户投资光伏发电的经济性进行模拟, 参数如表 2 所示, 分钟级气象数据取自 Metonorm 7, 组件最佳倾角由 PVsyst 计算得到。

表 2 参数设置

Table 2 Parameters setting

| $\eta_s$ | $k_i / (\text{元} \cdot \text{Wp}^{-1})$ | $k_{OM} / (\text{元} \cdot \text{Wp}^{-1})$ | $r_D$ | $r_{RV}$ |
|----------|---|--|-------|----------|
| 0.9      | 5                                       | 0.01                                       | 0.08  | 0.04     |

首先作以下假设:

- (1) 地区的光照资源不随年数改变;
- (2) 寿命周期内电价、运维成本保持不变;
- (3) 日间最小负荷大于光伏发电的最大输出功率, 光伏发电量可由本地负荷完全消纳;
- (4) 若不采用分时电价, 电度电价等于平段电价。

选取上海、北京、兰州、格尔木作为典型地区, 对采用分时电价(情景 1)和不采用分时电价(情景 2)时的经济性进行评估, 图 3 所示为各地区首年各小时全年累计发电量, 表 3 所示为两种情景下计算得到的经济性评估指标。

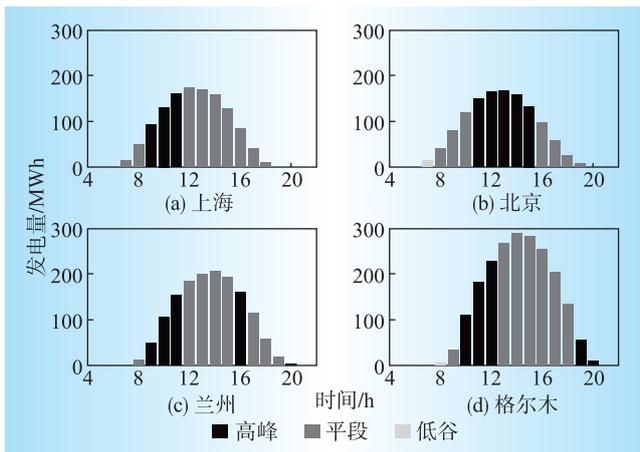


图3 首年各小时发电量

Fig. 3 Generating capacity of the first year in each hour

表3 经济性评估指标

Table 3 Indicators of economic evaluation

| 指标  | 上海      | 北京      | 兰州      | 格尔木     |
|---|---------|---------|---------|---------|
| $LCOE / (\text{元} \cdot \text{kWh}^{-1})$ | 0.448 7 | 0.448 0 | 0.373 7 | 0.265 3 |
| $IRR1 / \%$                               | 17.1    | 19.3    | 13.4    | 15.6    |
| $IRR2 / \%$                               | 13.6    | 14.3    | 11.1    | 12.8    |
| $IRR$ 提高/ $\%$                            | 25.8    | 34.7    | 20.7    | 21.3    |
| $PP1 / \text{年}$                          | 7.8     | 6.7     | 10.8    | 8.8     |
| $PP2 / \text{年}$                          | 10.6    | 9.8     | 14.1    | 11.4    |
| $PP$ 缩短时间/ $\text{年}$                     | 2.8     | 3.1     | 3.3     | 2.6     |

分析以上计算结果,可得如下结论:

(1) 得益于光伏发电建设成本的降低,在本文所设定的参数条件下,即使没有补贴,光伏发电在各地均能实现盈利。

(2) 光伏发电时段内的电价以高峰电价和平段电价为主,占比与地区电网公司的政策有关,采用分时电价可以显著提高光伏发电的经济性。

(3) 电价水平影响光伏发电的经济性。兰州的光照资源略优于北京和上海,但电价水平差距非常明显,造成光伏发电的电费收益不足,项目的  $IRR$  指标较低,投资回收期较长,可投资性较差。

(4) 发电量可一定程度上弥补电价水平的劣势。格尔木的电价水平最低,但光照资源特别丰富,一定程度上弥补了电价水平低造成的电费收益不足,项目的可投资性优于兰州。

(5) 分时电价的时段划分影响分时电价对于光伏发电经济性的提升效果。北京和上海的光照资源相近 ( $LCOE$  基本相等),且两者累计发电量的时间特性也基本一致,即使北京的电价水平不及上海,前者在采用分时电价时相比不采用分时电价时  $IRR$  提高了 34.7%,投资回收期缩短 3.1 年,后者仅为 25.8% 和 2.8 年。原因在于在北京分时电价政策下,高峰电价时段包含了光伏发电量最大的 5 h (10:00–15:00),大大增加了这一段时间内电费收

益;而对于上海而言,只有 8:00–11:00 这 3 h 采用高峰电价计量,从时间长度和发电量来看均不如北京。可以预见的是,光伏发电时段内包含高峰电价的时间越长、高峰电价越集中于光伏发电量最大的时间区间内,光伏发电的经济性越好。

以上分析都是基于电价不发生变化的前提得到的,但实际上按照我国电力改革的发展趋势,电价势必呈现逐渐下降的趋势。假设电价以一定的比例逐年递减,以光伏发电经济效益最好的北京为例,投资光伏发电的内部收益率和投资回收期的变化趋势如图 4 所示。

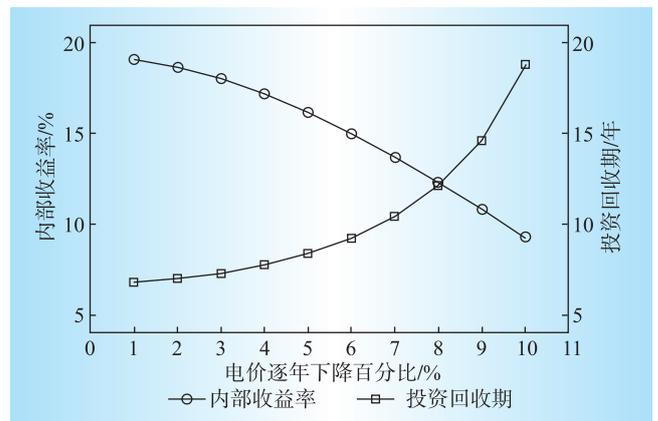


图4 电价下降时的经济性

Fig. 4 Economic performance when electricity price reduces

从图 4 可知,光伏发电的经济性随着电价逐年下降百分比的增大而降低。当电价以 10% 的比例逐年递减时,光伏发电需要 18.8 年回收成本,内部收益率仅 9.3%,虽然理论上存在盈利的可能,但在实际投资中是不可接受的。可以预见的是,当电价逐年下降的百分比进一步增大,光伏发电将无法回收成本。由此可见,在对光伏发电进行投资决策时,认为电价固定无法真实地体现出其经济性,有必要充分考虑电价的变化趋势。

## 5 结束语

本文以平准化度电成本、内部收益率、投资回收期为经济性评估指标,选取典型地区 10 kV 大工业用户投资光伏发电的经济性进行分析。结果表明,在无补贴的情况下,各地区的光伏发电项目均可实现盈利,且分时电价可显著提高光伏发电的经济性;电价水平越低,光伏发电的经济性越差,但光照资源丰富可一定程度上弥补电价水平的影响;分时电价的时段划分影响光伏发电的经济性,光伏发电时段内包含高峰电价的时间越长、高峰电价越集中于光伏

发电量最大的时间区间内,光伏发电的经济性越好;电价的逐年下降将降低光伏发电的经济性,在投资决策时有必要充分考虑电价的变化趋势。

需要注意的是,为了简化模型,本文未考虑季节性的尖峰电价,对于实行季节性尖峰电价的地区,光伏发电的经济性会有小幅度提升。D

参考文献:

[1] 何永贵,韦淑敏.光储电站成本电价模型及投资决策分析[J].太阳能学报,2017,38(8):2 186-2 194.  
HE Yonggui, WEI Shumin. Model of cost price of PV power station combined with storage system and analysis of investment decision[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2017, 38(8):2 186-2 194.

[2] 王庆,王峰,马研.“清洁替代+电能替代”的绿色供电所建设[J].电力需求侧管理,2016,18(6):36-39.  
WANG Qing, WANG Feng, MA Yan. The green power-supply office construction based on clean energy alternative and electrical power alternative[J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(6):36-39.

[3] 李扬,宋天立,王子健.基于用户数据深度挖掘的综合能源服务关键问题探析[J].电力需求侧管理,2018,20(3):1-5.  
LI Yang, SONG Tianli, WANG Zijian. Research on key issues of integrated energy services based on user data deep-mining[J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(3):1-5.

[4] 刘群垚.清洁能源助推再电气化进程[J].电气时代,2018(4):11.  
LIU Qunyao. Clean energy boosts re-electrification[J]. Electric Age, 2018(4):11.

[5] 邬明亮,戴朝华.电气化铁路自发自用型光伏储能系统及其控制策略[J].供用电,2018,35(12):56-62.  
WU Mingliang, DAI Chaohua. Self-accommodation photovoltaic/energy-storage system and its control strategy in electrified railway[J]. Distribution & Utilization, 2018, 35(12):56-62.

[6] 李青丽.分布式光伏发电项目成本收益分析[J].电力与能源,2018,3(5):667-670.  
LI Qingli. Cost benefit analysis of distributed PV power generation project[J]. Power & Energy, 2018, 3(5):667-670.

[7] 苏剑,周莉梅,李蕊.分布式光伏发电并网的成本/效益分析[J].中国电机工程学报,2013(34):50-56,11.  
SU Jian, ZHOU Limei, LI Rui. Cost-benefit analysis of distributed grid-connected photovoltaic power generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2013(34):50-56, 11.

[8] 王金亮,万国超,孙联喜,等.家庭采用光伏发电并网现状与经济性分析[J].电力需求侧管理,2014,16(6):33-35.  
WANG Jinliang, WAN Guochao, SUN Lianxi, et al. Current situation of photovoltaic power generation in family and economy analysis[J]. Power Demand Side Management, 2014, 16(6):33-35.

[9] 陈铭,韩淳,马顺.分布式光伏投资效益边界[J].技术

经济,2018,37(12):103-110.  
CHEN Ming, HAN Chun, MA Shun. Investment benefit boundary of distributed photovoltaic power generation[J]. Technology Economics, 2018, 37(12):103-110.

[10] 邱腾飞,曹潇,郭雅娟,等.考虑不同补贴方式的分布式光伏运维模式决策[J].电力需求侧管理,2017,19(3):5-9.  
QIU Tengfei, CAO Xiao, GUO Yajuan, et al. Decision on operation and maintenance modes for distributed PV powergeneration considering different subsidies[J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(3):5-9.

[11] 马溪原,郭晓斌,周长城,等.电网公司投资分布式光伏发电系统的典型运营模式分析[J].南方电网技术,2018,12(3):52-59.  
MA Xiyuan, GUO Xiaobin, ZHOU Changcheng, et al. Typical operation mode analysis for distributed photovoltaic generation system invested by power grid corporation[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(3):52-59.

[12] 孔强,付强,林亭君,等.基于成本效益分析的峰谷分时电价优化模型[J].电力系统保护与控制,2018,46(15):60-67.  
KONG Qiang, FU Qiang, LIN Tingjun, et al. Optimal peak-valley time-of-use power price model based on cost-benefit analysis[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15):60-67.

[13] 宁艺飞,陈星莺,颜庆国,等.分时电价下大用户概率响应建模研究[J].电力需求侧管理,2017,19(1):22-28.  
NING Yifei, CHEN Xingying, YAN Qingguo, et al. Research on modeling of large users probability response based on TOU price[J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(1):22-28.

[14] 丁坤,翟泉新,张经纬,等.一种光伏组件输出功率的估算模型[J].可再生能源,2014(3):275-278.  
DING Kun, ZHAI Quanxin, ZHANG Jingwei, et al. An estimation model for PV module output power[J]. Renewable Energy Resources, 2014(3):275-278.

[15] SCHWINGSHACKL C, PETITTA M, WAGNER J E, et al. Wind effect on PV module temperature: analysis of different techniques for an accurate estimation[J]. Energy Procedia, 2013(40):77-86.

[16] 黄盛娟,唐荣,唐立军.光伏组件功率衰减分析研究[J].太阳能,2015(6):21-25.  
HUANG Shengjuan, TANG Rong, TANG Lijun. Research on power attenuation analysis of photovoltaic module[J]. Solar Energy, 2015(6):21-25.

[17] 毛剑,杨勇平,侯宏娟,等.太阳能辅助燃煤发电技术经济分析[J].中国电机工程学报,2015,35(6):1 406-1 412.  
MAO Jian, YANG Yongping, HOU Hongjuan, et al. Techno-economic analysis of solar thermal aided coal-fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6):1 406-1 412.

作者简介:

邬明亮(1992),男,浙江杭州人,硕士,主要研究方向为光伏发电技术。

(责任编辑 郝洁)