

# 电网直购电极限规模及评估指标体系研究

王正风<sup>1</sup> 吴旭<sup>1</sup> 陈实<sup>1</sup> 宋云亭<sup>2</sup> 陈得治<sup>2</sup> 张晨<sup>2</sup>

(1. 国网安徽省电力有限公司调度通信中心, 安徽 合肥 230061;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

**摘要:** 直购电规模的扩大,可能降低峰谷调节能力、加剧输电断面载荷,使得不同容量机组利用小时数不均衡,增加了电网调度难度。因此需要根据发输电约束确定直购电规模,量化评估影响因素。提出了直购电规模上限的量化计算方法。根据历史负荷数据,预测电网负荷。增加大机组开机,减小小机组开机,从而量化直购电规模上限。构建评估指标体系,量化调峰能力、断面载荷、扣减系数等对直购电规模的影响。算例结合实际电网数据验证了所提模型的可行性与正确性。

**关键词:** 直购电; 评估算法; 量化指标; 开机方式; 影响因素

中图分类号: TM715 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2019)02-0080-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2019.02.016

## Research on Upper Limit and Evaluation Indices of Direct Power Purchase

Wang Zhengfeng<sup>1</sup>, Wu Xu<sup>1</sup>, Chen Shi<sup>1</sup>, Song Yunting<sup>2</sup>, Chen Dezhi<sup>2</sup>, Zhang Chen<sup>2</sup>

(1. Dispatch and Communication Center, State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230061,

Anhu, China; 2. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China)

**Abstract:** The increase of direct power purchase may reduce the regulation capability to peak/valley loads and intensify the loading of transmission sections, which yield more diverse utilization hours of the thermal units with different capacities, thus add difficulty to power dispatching. Therefore, it is necessary to decide the upper limit of direct power purchase and analyze the influencing factors. The quantitative calculation method for the upper limit of direct power purchase is proposed. Based on the historical load data, the load is forecasted. The upper limit of direct power purchase can be quantified by adjusting the thermal units with large or small capacities. The relative factors, such as the regulation capability to the peak/valley loads, transfer capability of critical transmission sections and the reduction coefficients are analyzed to derive the evaluation indices. The numerical results of a practical system verify the feasibility and accuracy of the proposed algorithm and indices.

**Key words:** direct power purchase; evaluation algorithm; quantitative index; unit commitment; influencing factors

## 0 引言

随着中国电力市场发展,继厂网分开后,在售电侧逐步引入竞争机制,在现行售电体制下增加了直购电交易,从而形成了“直购电+传统计划”的不完整市场体系<sup>[1]</sup>。参加直购电交易,用电企业可以减少成本,增加产品竞争力,扩大生产规模;发电企业可以增加机组利用小时数和效益<sup>[2]</sup>;因此直购电对于中国电力市场改革具有积极意义。

目标电网作为直购电试点单位,在2014年建成

交易平台,同年直购电直接交易 $5.201 \times 10^9$  kWh。随着中共中央国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号文)发布,大用户直购电规模进一步增大,2017年目标电网直购电规模接近 $5.5 \times 10^{10}$  kWh,占比在所有省级电网中最高,但也遇到了很多问题。随着直购电规模增大,不同容量机组利用小时数偏差增大,电网调峰空间降低,部分输电断面的流经功率增加,增加了电网调度工作的压力。为保证电网安全稳定运行,需要计算所能承受的直购电规模上限。

国内外针对直购电已经做了一定的研究。文献[3]

针对含大用户直购电系统,分析了直购电对电网调度以及效益的影响。文献[4]构建了大用户最优直购电合同电量模型,给出电网最优合同电了解。文献[5]在直购电准入标准之上,计算了各企业所能获得的直购电量。文献[6]提出了考虑新能源消纳的大用户直购电模型。文献[7]提出一种基于双边形态技术匹配的撮合交易模型。但上述研究成果无法量化电网所能承受的直购电规模上限。

为进一步研究直购电规模上限,需要量化电网参数对直购电规模的影响。文献[8-11]研究了直购电与电网政策、运营以及运行等的关系。文献[12]分析了直购电对可利用输电能力的影响。文献[13]量化了直购电对网损的影响。文献[14-15]建立模型,分析了直购电价变化对电厂、大用户及电网公司利润的影响。目前,尚未有量化指标分析各参数对直购电规模的影响。

下面依托目标电网网架结构与历史负荷数据,预测 2018 年负荷,选取典型日并确定开机方式,提出量化直购电规模上限的计算方法。针对相关影响因素,提出指标体系以量化各参数对直购电规模上限的影响。通过实际电网数据分析,验证了所提模型的可行性与正确性。

## 1 目标电网直购电极限规模计算

为计算直购电规模,在保证有功负荷与出力平衡的情况下,要尽可能压缩小机组(300 MW 机组)出力,提高大机组(600 MW 及以上机组)利用时间。直购电规模的上限  $W_{zmax}$  可以通过式(1)求取。

$$W_{zmax} = (T_{60} - T_{30}) P_{N60} \quad (1)$$

式中:  $T_{60}$  和  $T_{30}$  分别为大机组和小机组的利用小时数;  $P_{N60}$  为大机组的额定容量总和。

由此可见,为了计算电网小机组的最小利用小时数,需要提前对电网进行负荷预测与典型日的选取,并针对各典型日确定机组的开机方式。

### 1.1 目标电网负荷预测

首先根据历史负荷数据,确定 2018 年夏天和冬天的最高峰负荷。假设 2018 年统调用电量增长比例为 6%。考虑负荷预测采用的历史数据应遵循时效性原则,选取 2016 年 9 月至 2017 年 8 月的负荷数据作为预测基础。2018 年各月的最大负荷由历史负荷按 6% 的年增长率确定。

虽然负荷有一定随机性,但年负荷曲线同期相似程度较高,因此可通过对往年负荷曲线的平移和拉伸得到 2018 年负荷,保留了日负荷曲线变化规律。

全年负荷预测见式(2)。

$$L^i = L_{min}^i + \frac{L_{max}^i - L_{min}^i}{L_{Hmax}^i - L_{Hmin}^i} \times (L_H^i - L_{Hmin}^i) \quad (2)$$

式中:  $L^i$  为第  $i$  个月的负荷;  $L_{max}^i$  和  $L_{min}^i$  分别为预测负荷的最大、最小值;  $L_{Hmax}^i$  和  $L_{Hmin}^i$  为第  $i$  月历史负荷数据最大、最小值。

### 1.2 典型日选取

由于开机方式的优化及确定过程中需要对目标电网的潮流、静态安全和暂态安全进行校核,选取覆盖 2018 年目标电网安全稳定边界的典型日进行安全稳定校核。

典型日选取应遵循同类型日选取原则,分为工作日和节假日。从安全角度考虑,典型日选取应覆盖各月峰荷及节假日谷荷。全年按照各月不同负荷情况选取典型日,各月所选的典型日平均负荷应真实反映该时间段总体负荷水平。

### 1.3 火电机组开机优化

图 1 给出了火电机组开机方式优化及安全稳定校核时遵循算流程。

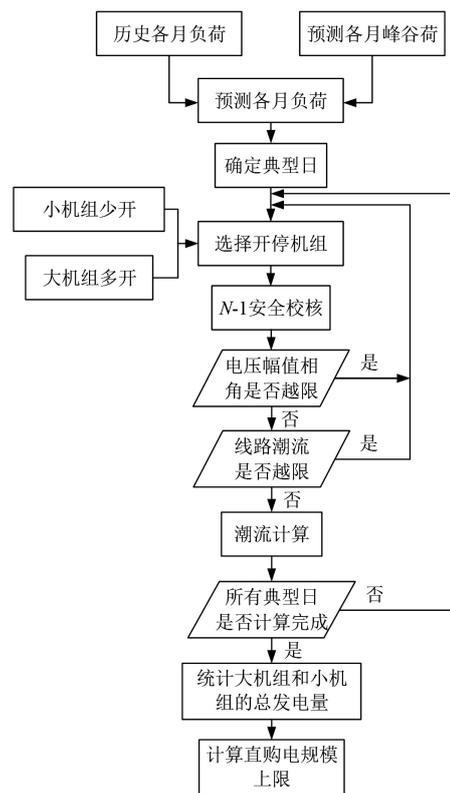


图 1 开机方式优化及直购电规模计算

首先根据典型日负荷计算火电机组总输出功率,确定机组开机规模。根据2018年火电机组检修计划,在该典型日检修的机组应停机。从备用及稳定角度出发,运行中应避免电厂全停,至少保留1台开机。然后根据开机规模安排其他机组开机方式,应尽量减少300 MW机组开机,增加600 MW及以上机组开机。

优化开机方式后,对电网进行潮流、静态安全、暂态安全校核,确保该开机方式下:基础潮流无线路及主变压器过载,电压水平符合要求;静态N-1无线路及主变压器过载,电压水平符合要求;暂态N-1系统保持稳定。

典型日最大负荷通过安全校核后,再对腰荷、谷荷情况进行电网安全校核,通过后即可确定该开机方式,若不通过,根据安全校核中存在的问题重新调整开机方式后继续进行安全校核。

## 2 目标电网直购电指标体系

选取相关敏感参数,构建评估指标体系,为进一步研究直购电规模提供了依据。

### 2.1 直购电对系统调峰能力的影响

处于运行状态机组的调峰能力,理论值等于最大可能出力和最小出力间差值。随着国民经济发展和用电结构变化,各区域电网不同程度出现了峰谷差越来越大的情况,对系统调峰要求也日趋苛刻。随着交易电加入,固化了部分机组的部分甚至全部出力空间,缩小了可调出力范围,如图2所示。

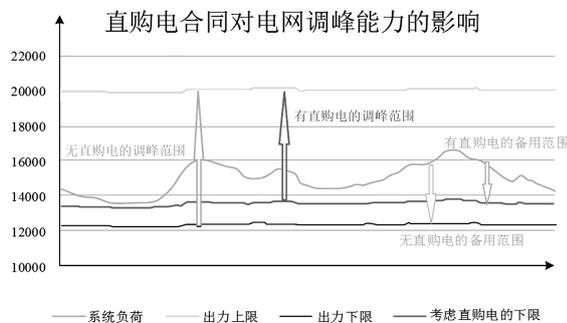


图2 直购电对电网调峰能力的影响

在计算承担直购电交易机组最低出力时,比较其所承担直购电发电负荷  $P_{zi}$  与其最小出力  $P_{i\min}$  间关系,如果  $P_{zi} > P_{i\min}$ ,则最小出力为  $P_{zi}$ ,否则为  $P_{i\min}$ 。除了深度调峰机组外,一般取机组最小出力为额定容量的40%。

### 2.2 基于直购电合理分配确定单笔交易是否可行

为了扩大交易电规模,需要尽可能保证交易电在不同容量机组间的合理分配,杜绝交易电集中于大机组,造成机组发电不均衡。因此审核每笔交易时,可规定交易电量与该机组正常发电量间比值应小于当前时间点目标电网交易电量剩余量与系统总发电剩余量间比值。

$$K_i = \frac{W_{zi}}{\sum_{j=1}^T k_j P_{Ni} t_j} < K_N = \frac{W_{zN} - W_{z1}}{W_N - W_1} \quad (6)$$

式中:  $W_{zi}$  为机组  $i$  在一段时间之中签订的交易电量;  $P_{Ni}$  为其对应的额定功率;  $k_j$  为当前时间负荷占每一天最高峰负荷的比例;  $T$  为交易电交易持续的时间;  $W_{z1}$  和  $W_1$  为当前时间点已经发出的交易电量和总的发电量;  $W_{zN}$  和  $W_N$  为预测的全年交易电量和系统总发电量。

### 2.3 扣减系数对各机组直购电量不均衡度的影响

每年年初,政府会下达各电厂经磋商获得的交易电量。根据各机组的扣减系数,可以得到各发电机组的年度市场电量上限。如果根据交易电计算得到的全年总电量和利用小时数太低或者太高,则认为校核不通过,需要调整个别机组的交易电量。

假设某发电机组分到的交易电量为  $W_z$ , 则其剔除容量

$$P_T = \frac{W_z}{T_D} k_T \quad (7)$$

式中:  $T_D$  为大用户利用小时数,一般取5800 h;  $k_T$  为扣减系数,300 MW机组取1,600 MW机组取0.9,1000 MW机组取0.85。因此机组的计划容量  $P_j = P_N - P_T$ 。

如果机组没有分配到交易电量,则其基础利用小时数为3174 h,考虑交易电量后的计划容量,机组的基础利用小时数为

$$T_j = 3174 \times \frac{P_j}{P_N} \quad (8)$$

其基本电量为

$$W_j = T_j P_j \quad (9)$$

基本电量和交易电量之和即为该机组的全部电量。

通过对比不同扣减系数下各机组的总发电量,分析不同机组不同扣减系数对总电量的影响,从而确定最优扣减系数,防止不同容量机组之间获得电量偏差过大。

### 2.4 负荷增长对直购电规模上限的影响

为了探究目标电网负荷增长率对系统所能承受的直购电规模上限的影响,需要先得到不同增长比例下各时间点电网的总负荷。通过调整夏高顶峰负荷的大小,按照原有的各时间点对顶峰负荷所占比例,可以计算出各时间点的负荷。再根据各典型日所对应的负荷,重新制定开机计划。同样,应尽量减少300 MW机组开机,增加600 MW及以上机组开机。

获得不同负荷增长率下全年300 MW和600 MW机组的利用小时数,通过式(1)求得所对应的直购电规模上限。

## 3 计算分析

### 3.1 目标电网直购电规模上限

#### 3.1.1 2018年目标电网负荷预测

根据目标电网2016年9月至2017年8月的历史负荷数据,提取各月的高峰和低谷负荷,预测出2018年全年目标电网各月的负荷如表1所示。可以看出,最大负荷逐年显著增大,但低谷负荷增加幅度不显著,因此2018年各月的最大负荷按照增长率6%计算。预测的2018年每小时的全年统调负荷曲线如图3所示。

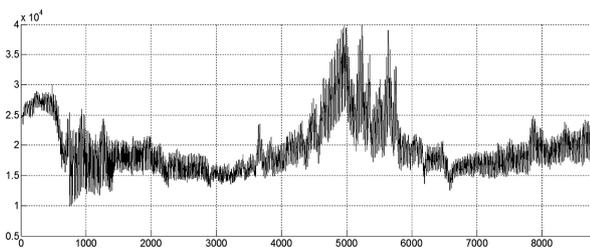


图3 目标电网统调负荷曲线

#### 3.1.2 典型日的选取

按照2.2节中所提典型日的选取办法,得到2018年目标电网的典型日如表2所示。

#### 3.1.3 直购电规模上限

在满足电网安全稳定运行、迎峰度夏度冬及供热需求等约束下,2018年目标电网300 MW火电机组的年最低利用小时数为3228 h(对应发电量 $3.13 \times 10^{10}$  kWh),此时的600 MW及以上火电机组的最大利用小时数为5092 h(对应发电量 $1.166 \times 10^{11}$  kWh)。2018年目标电网统调用电量为 $1.741 \times 10^{11}$  kWh,吉泉直流送入电量为 $4.0 \times 10^9$  kWh,具有参与市场交易资格的统调火电机组(不计自备电厂)发电总量为1.479

$\times 10^{11}$  kWh。

表1 目标电网统调负荷 单位: MW

月份		2016年	2017年	2018年	增长率
1月	峰荷		24 630	30 000	指定冬高
	谷荷		9882	9900	
2月	峰荷		24 680	26 200	1.06
	谷荷		11 960	12 000	
3月	峰荷		20 690	22 000	1.06
	谷荷		15 040	15 000	
4月	峰荷		19 250	20 400	1.06
	谷荷		13 140	14 200	
4月	峰荷		20 920	22 200	1.06
	谷荷		12 770	14 200	
6月	峰荷		22 520	23 900	1.06
	谷荷		14 260	14 500	
7月	峰荷		36 220	40 000	指定夏高
	谷荷		15 430	16 000	
8月	峰荷		32 650	40 000	指定夏高
	谷荷		15 610	16 000	
9月	峰荷	20 790		23 400	$1.06 \times 1.06$
	谷荷	13 240		14 000	
10月	峰荷	18 950		21 300	$1.06 \times 1.06$
	谷荷	12 020		13 000	
11月	峰荷	23 680		26 600	$1.06 \times 1.06$
	谷荷	14 310		15 000	
12月	峰荷	24 000		27 000	$1.06 \times 1.06$
	谷荷	15 270		16 000	

若300 MW及以下机组最低利用小时数为3228 h(年发电量 $3.13 \times 10^{10}$  kWh),600 MW及以上大机组满足电网正常运行的最低利用小时数也取300 MW机组的计算值3228 h(年发电量 $7.39 \times 10^{10}$  kWh),则利用统调用电量减去满足电网正常运行的最低发电量,可得2018年目标电网大用户直购电交易规模上限为 $4.27 \times 10^{10}$  kWh。

### 3.2 目标电网直购电指标研究

#### 3.2.1 直购电对电网调峰能力的影响分析

图4给出了目标电网每天处于运行状态下机组的最大最小出力,图5给出有无直购电情况下的系统调峰能力。在夏高和冬高时期,交易电将导致系

统调峰能力的下降。

表2 目标电网典型日 单位: MW

类型	日期	最大负荷	谷荷	腰荷
春节	2018-1-28	17 210	10 900	13 340
清明节	2018-4-4	18 170	14 690	16 040
劳动节	2018-5-1	17 540	14 500	15 680
中秋节	2018-9-15	18 440	15 420	16 630
国庆节	2018-10-1	17 470	14 510	15 500
月最大 负荷 典型日	2018-1-20	26 200	16 520	20 760
	2018-2-8	30 000	16 190	23 840
	2018-3-13	22 000	15 000	18 820
	2018-4-10	20 400	15 390	18 100
	2018-5-28	20 710	16 500	18 170
	2018-6-29	23 900	18 350	20 830
	2018-7-26	40 000	26 960	33 530
	2018-8-6	40 000	24 450	30 780
	2018-9-2	23 400	17 470	20 950
	2018-10-29	21 300	15 530	18 090
工作 典型日	2018-11-24	26 600	18 020	22 260
	2018-12-27	27 000	17 420	22 330
	2018-2-16	22 280	15 500	18 730
	2018-6-9	21 060	16 040	18 500
	2018-7-5	26 420	19 050	22 580
	2018-7-13	30 720	21 790	25 640
	2018-7-30	30 450	23 180	26 630
	2018-8-15	27 200	18 700	22 480
2018-9-20	20 600	16 690	18 420	
2018-11-1	21 300	15 000	17 870	

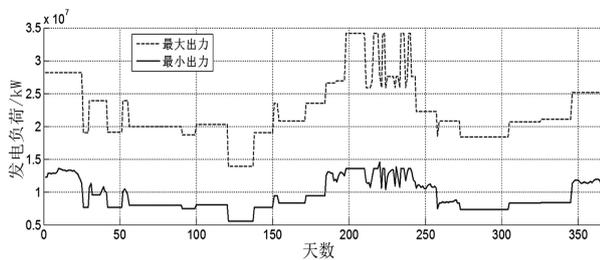


图4 机组每天最大最小出力

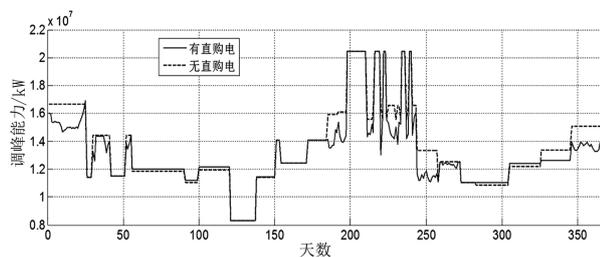


图5 直购电对系统调峰能力的影响

### 3.2.2 确定单笔交易是否可行

假设某电厂签订了一份在2月份的 $1.0 \times 10^8$  kWh的交易电量,在此时间点,剩余的交易电量假设为 $4.2 \times 10^{10}$  kWh。根据1月份的发电预测,剩余的总发电量为 $1.434 31 \times 10^{11}$  kWh,因此 $K_N = 0.293$ 。根据式(6)可以计算出 $K = 0.178 1$ 大于 $0.5K_N$ ,所以满足直购电的合理分配。

### 3.2.3 扣减系数对机组分配电量的影响分析

对于单台机组,改变其扣减系数,其交易电量对应的利用小时数见图6。无论是300 MW、600 MW还是1000 MW机组,当其扣减系数增加后,其全部电量的利用小时数随之减小。因此为了控制不同容量机组间所分配电量不平衡度,可以考虑增加大容量机组扣减系数、减小小容量机组的系数。

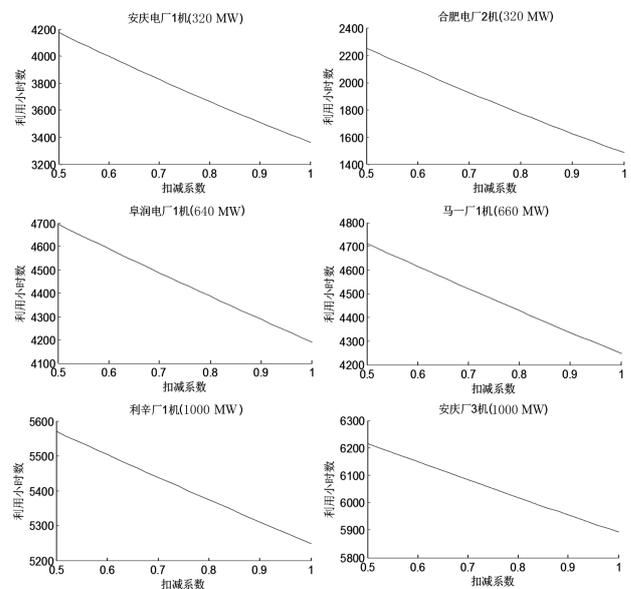


图6 机组利用小时数随扣减系数的变化

### 3.2.4 负荷增长对直购电规模的影响分析

调整夏高顶峰负荷,得到各负荷增长率下电网300 MW机组和600 MW机组利用小时数如表3所示,对应的直购电规模上限如图7所示。可以看出,当2018年目标电网负荷增长率逐渐增加时,系统的整体交易电量上限趋于稳定,大约为 $5.27 \times 10^{10}$  kWh。对于300 MW和600 MW机组的利用小时数,二者增长幅度基本一致。

## 4 结 语

结合目标电网网架结构和历史负荷数据,预测2018年负荷,确定开机方式,计算直购电规模上限。

表 3 不同负荷增长率对应的各机组利用小时数

负荷增长比例	$T_{300}/h$	$T_{600}/h$
1.02	2382	4706
1.03	2411	4768
1.04	2413	4864
1.05	2489	5027
1.06	2548	5190
1.07	2618	5305
1.08	2642	5348
1.09	2664	5394
1.10	2690	5452
1.11	2796	5527
1.12	2845	5637
1.13	2917	5736
1.14	3025	5826
1.15	3064	5890
1.16	3088	5993

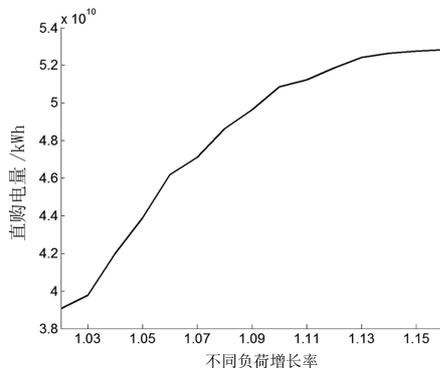


图 7 不同负荷增长比例对应直购电规模上限

对敏感参数构建指标体系,量化各参数对交易电规模的影响,得出以下结论:

1) 由于市场作用,直购电逐渐向大机组倾斜,在量化电网所能承受直购电规模上限时,可以在确定开机方式时尽量多开 600 MW 及以上机组。按照年负荷增长率为 6% 计算,目标电网 2018 年所能承受的直购电规模上限为  $4.27 \times 10^{10}$  kWh。

2) 直购电会固化机组的一部分调峰能力,对比有无直购电下目标电网的调峰能力,可以看出,在夏高和冬高时,直购电导致系统调峰能力下降。

3) 随着扣减系数增加,机组全部电量利用小时数随之减小。为了保证不同容量机组电量的不均衡度较小,考虑增加大机组的扣减系数,同时减少小机组的扣减系数。

4) 当目标电网负荷增长率逐渐增加时,系统的整

体交易电量上限趋于稳定,大约为  $5.27 \times 10^{10}$  kWh。对于 300 MW 和 600 MW 机组的利用小时数,二者增长幅度基本一致。

参考文献

[1] 陈皓勇,张森林,张尧. 电力市场中大用户直购电交易模式及算法研究[J]. 电网技术, 2008, 32(21): 85-90.

[2] 何永秀,黄文杰,赵晓丽,等. 大用户直购电辅助服务成本分摊机制[J]. 华北电力大学学报, 2004, 31(4): 70-74.

[3] 张文韬,王秀丽,吴雄,等. 大规模风电接入下含大用户直购电的电力系统调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(12): 2927-2935.

[4] 郭兴磊,张宗益,亢娅丽,等. 基于 CVaR 模型的大用户直购电决策分析[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(18): 32-37.

[5] 王雁凌,孙健,李艳君. 大用户直购电量模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(13): 1-5.

[6] 张小东,杨廷天,任景,等. 考虑新能源消纳的大用户直购电机制及其在西北电网的应用[J]. 电力建设, 2017, 38(1): 138-143.

[7] 胥威汀,刘俊勇,刘友波,等. 直购电交易下的双边形态技术匹配模型[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(20): 52-56.

[8] 刘春辉,刘敏. 电力市场环境下考虑大用户直购电的电网公司风险管理研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(12): 94-101.

[9] 刘春辉,林品扬,欧家祥,等. 大用户直购电环境下电网公司的风险管理[J]. 电网与清洁能源, 2009, 25(10): 51-55.

[10] 关勇,王绵斌,谭忠富,等. 基于区间法下的大用户直购电风险度量模型[J]. 华东电力, 2009, 37(3): 365-369.

[11] 张宗益,亢娅丽,郭兴磊. 基于谱风险度量的大用户直购电组合模型分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1): 266-270.

[12] 林照航,李华强,王羽佳,等. 基于可利用传输能力与保险理论的大用户直购电决策[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1564-1569.

[13] 刁强,鲍海,王俊梅,等. 大用户直购电中的网损分摊问题[J]. 电网技术, 2007, 31(s2): 236-237.

[14] 王鹏,吴素华,戴俊良,等. 基于激励相容原理的大用户直购电模型与机制研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(10): 91-96.

[15] 肖云鹏,王锡凡,王秀丽. 基于随机生产模拟的直购电交易成本效益分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3287-3292.

(收稿日期: 2019-03-04)