

2017 年上半年云南电力市场化交易 分析及下半年形势预测报告

昆明电力交易中心有限责任公司

2017 年 7 月

一、摘要

2017 上半年，昆明电力交易中心认真贯彻落实电力体制改革精神，严格执行《2017 年云南电力市场化交易实施方案》，在全国首次引入月度双边协商、年度双边合同互保等交易品种，积极引导市场主体按“基准价格+浮动机制”签订中长期双边合同，有序推进云南电力市场建设，持续提升自身服务能力水平。各市场主体理性参与市场竞争，市场能力、风险意识、契约精神不断增强。在各方的共同努力下，上半年云南电力市场化交易总计成交电量 322.37 亿千瓦时，同比增长 23.57%，其中年度、月度、日前交易电量比例为 33.94%、60.51%、5.55%，市场结构进一步优化，“以中长期交易为主，日前交易为补充”的云南电力市场模式更加成熟。上半年云南电力市场化交易平均成交价格每千瓦时 0.21385 元，价格整体保持平稳，有力促进了全省经济稳增长和“三去一降一补”供给侧结构性改革。上半年省内用电量同比增长 11.06%，云南电力市场整体呈现“电量稳步增长，电价稳中缓降”的显著特点，进入“量增价降”的健康可持续发展通道。

下半年随着主汛期的到来，预计云南电力市场价格将适当有所下降，预计全年交易电量 657 亿千瓦时，同比增长 11.36%。

二、上半年基本情况

2.1 发电侧方面

2.1.1 电源装机情况

截至 2017 年 6 月底，全省发电装机（含向家坝）8514 万千瓦。其中，以水电为主的清洁能源装机 7130 万千瓦（水电 6114 万千瓦，风电 805 万千瓦，光伏 211 万千瓦），占比 83.7%；火电装机 1385 万千瓦，占比 16.3%。

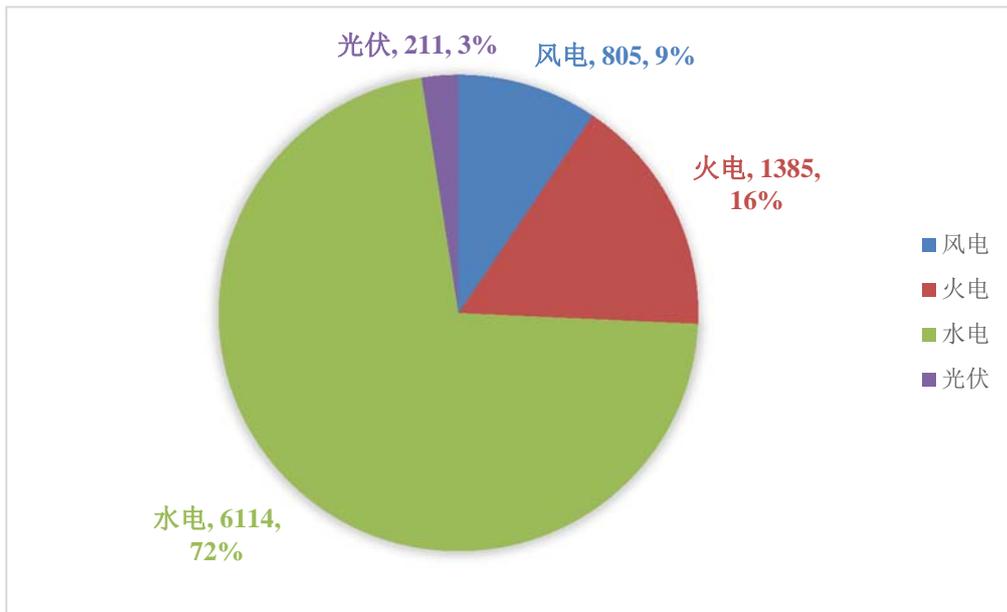


图 2.1 云南省发电装机（万千瓦）

2.1.2 全社会电力生产情况

2017 上半年，全省完成发电量 1246.26 亿千瓦时，同比（去年 1058.66 亿千瓦时）增长 17.72%，其中水电 991.78 亿千瓦时，同比（去年 143.41 亿千瓦时）增长 21.77%，火电 121.68 亿千瓦时，同比（去年 143.41 亿千瓦时）降低 15.15%，风电 117.94 亿千瓦时，同比（去年 90.59 亿千瓦时）增长 30.19%，光伏 14.86 亿千瓦时，同比（去年

10.18 亿千瓦时) 增长 45.98%。

境外电厂发电量 4.71 亿千瓦时，其中，瑞丽江一级电厂发电量 1.74 亿千瓦时，太平江一级电厂发电量 2.97 亿千瓦时。

2.1.3 分电源类型发电量

2017 年上半年，全网统调机组累计发电量 1085.53 亿千瓦时，同比增长 21.38%。其中，以水电为主的清洁能源发电量 1001.58 亿千瓦时，同比增长 23.95%（水电 871.61 亿千瓦时，同比增长 22.97%；风电 115.83 亿千瓦时，同比增长 29.07%；光伏 14.14 亿千瓦时，同比增长 48.47%），清洁能源发电量占比 92.27%；火电发电量 83.95 亿千瓦时，同比减少 2.71%。

表 2.1 2017 年上半年云南统调电厂发电情况（按电源类型统计）

单位：亿千瓦时

序号	电源类型	2017 年上半年		
		发电量	发电量同比	发电量占比
1	清洁能源	1001.58	23.95%	92.27%
1.1	其中：水电	871.61	22.97%	80.29%
1.2	风电	115.83	29.07%	10.67%
1.3	光伏	14.14	48.47%	1.30%
2	火电	83.95	-2.71%	7.73%
3	合计	1085.53	21.38%	/

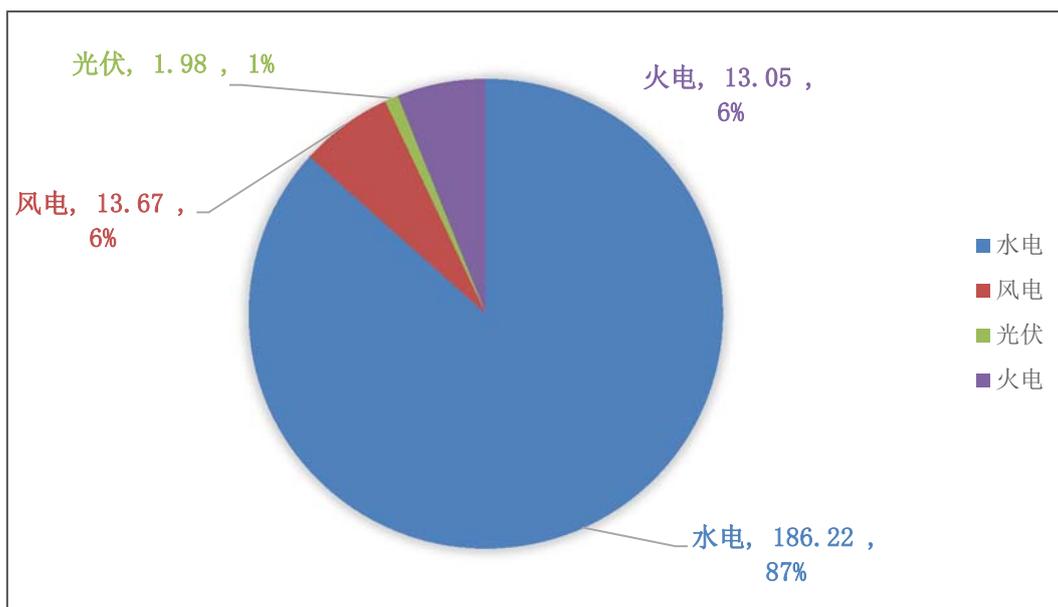


图 2.2 云南全网统调发电情况（按电源类型统计）（亿千瓦时）

2.1.4 分流域发电量

2017 年上半年，云南统调水电发电量 871.61 亿千瓦时。其中，澜沧江流域发电量 364.69 亿千瓦时，同比增加 42.91%，占比 41.84%；长江流域发电量 331.55 亿千瓦时，同比增加 20.39%，占比 38.04%；元江流域发电量 27.55 亿千瓦时，同比减少 7.26%，占比 3.16%；伊洛瓦底江流域发电量 42.68 亿千瓦时，同比增加 10.31%，占比 4.9%；珠江流域发电量 13.12 亿千瓦时，同比减少 22.67%，占比 1.5%；怒江流域发电量 7.68 亿千瓦时，同比增加 14.52%，占比 0.88%；其他流域（含地方小电）发电量 84.31 亿千瓦时，同比减少 2.09%，占比 9.67%。

表 2.2 2017 年上半年云南统调水电发电情况（按流域统计）

单位：亿千瓦时

序号	流域名称	装机占比	发电量	发电量占比	发电量同比
1	澜沧江	27.13%	364.69	41.84%	42.91%
2	长江	38.50%	331.55	38.04%	20.39%
3	元江	4.97%	27.58	3.16%	-7.26%
4	伊洛瓦底江	4.97%	42.68	4.90%	10.31%

序号	流域名称	装机占比	发电量	发电量占比	发电量同比
5	珠江	1.89%	13.12	1.50%	-22.67%
6	怒江	0.84%	7.68	0.88%	14.52%
7	其他	21.70%	84.31	9.67%	-2.09%
8	合计	/	871.61	/	22.97%

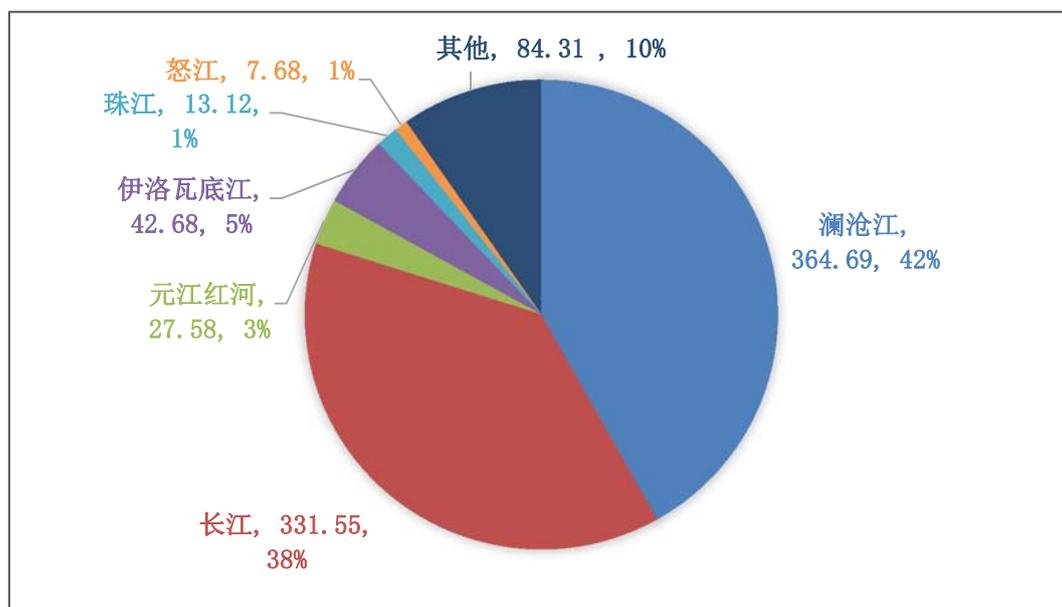


图 2.3 2017 年上半年云南统调水电发电情况（按流域统计）（亿千瓦时）

2.1.5 水电分集团发电量

按所属集团来看，2017 年上半年，云南统调水电发电量中，华能发电量 357.62 亿千瓦时，同比增加 42.5%，占比 41.03%；华电发电量 84.59 亿千瓦时，同比增加 27.55%，占比 9.71%；大唐发电量 56.76 亿千瓦时，同比增加 10.24%，占比 6.51%；国电发电量 7.51 亿千瓦时，同比增加 5.3%，占比 0.86%；国家电投发电量 19.35 亿千瓦时，同比增加 21.44%，占比 2.22%；三峡发电量 121.92 亿千瓦时，同比增加 12.76%，占比 13.99%；汉能发电量 35.78 亿千瓦时，同比增加 13.37%，占比 4.1%；其他集团合计发电量 187.98 亿千瓦时，同比增加 6.09%，占比 21.58%。

表 2.3 2017 年上半年云南统调水电发电情况（按所属集团统计）

单位：亿千瓦时

序号	所属集团	装机占比	发电量	发电量占比	发电量同比
1	华能	28.40%	357.62	41.03%	42.50%
2	华电	12.07%	84.59	9.71%	27.55%
3	大唐	9.22%	56.76	6.51%	10.24%
4	国电	1.11%	7.51	0.86%	5.30%
5	国家电投	2.21%	19.35	2.22%	21.44%
6	三峡	10.87%	121.92	13.99%	12.76%
7	汉能	4.14%	35.78	4.10%	13.37%
8	其他	31.97%	187.98	21.58%	6.09%
9	合计	/	871.61	/	22.97%

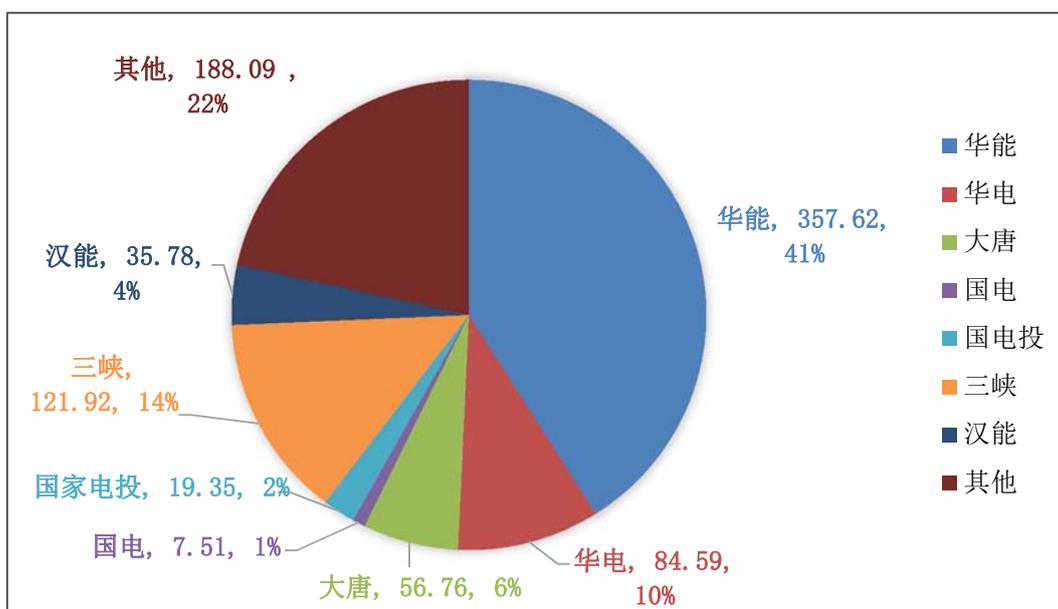


图 2.4 2017 年上半年云南统调水电发电情况（按所属集团统计）（亿千瓦时）

2.1.6 优先发电量

2017 年上半年，优先发电量合计 371.94 亿千瓦时。其中，保电网安全火电（含热电联产）电量 49.89 亿千瓦时；贫困老区政策性火电发电量 15.81 亿千瓦时；火电备用状态确认电量 5 亿千瓦时；2004 年以前投产的水电厂发电量 101.68 亿千瓦时；跨境电厂电量 1.53 亿千瓦时；其他地方小电电量 103.98 亿千瓦时；年调节水库调节电量

56.19 亿千瓦时，溪洛渡留存云南消纳电量 6.23 亿千瓦时；风电、光伏居民电能替代电量 31.62 亿千瓦时。

表 2.4 2017 年上半年优先发电量统计表

单位：亿千瓦时

序号	电量类别	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计
1	保电网安全火电	8.55	7.72	8.55	8.27	8.55	8.27	49.89
2	贫困老区政策性火电发电量	2.05	1.05	3.72	2.77	3.59	2.65	15.81
3	火电备用启停电量	0.00	0.88	3.24	0.88	0.00	0.00	5.00
4	2004 年前投产水电	15.65	14.80	16.67	16.15	19.69	18.73	101.68
5	跨境电厂	1.53	/	/	/	/	/	1.53
6	其他地方小电	17.32	13.29	14.83	16.28	18.56	23.70	103.98
7	调节电量	1.23	24.11	9.34	8.48	3.00	10.03	56.19
8	溪洛渡留存电量	6.23	/	/	/	/	/	6.23
9	风电、光伏居民电能替代电量	/	3.52	4.70	4.31	3.59	15.50	31.62
10	合计	52.55	65.37	61.04	57.14	56.97	78.87	371.94

2.1.7 市场化发电量

2017 年上半年，市场化电厂省内电力市场化交易总计成交市场化电量 322.37 亿千瓦时，同比增长 23.57%，以水电为主的清洁能源成交电量 306.74 亿千瓦时，占总成交电量的 95.15%，其中，水电成交电量 249.12 亿千瓦时，占总成交电量的 77.28%；风电成交电量 51.64 亿千瓦时，占总成交电量的 16.02%；光伏成交电量的 5.98 亿千瓦时，占总成交电量的 1.86%。火电成交电量 15.63 亿千瓦时，占总成交电量的 4.85%。

2.2 用电侧方面

2.2.1 2017 年 1-6 月云南省经济运行情况

上半年，全省经济运行高开趋稳、稳中有进，经济效益显著提高，

结构调整逐渐优化，主要经济指标处于合理运行区间。

全省实现生产总值 6447.81 亿元，同比增长 9.5%，增速比全国高 2.6 个百分点。**分产业来看：**第一产业增加值 618.62 亿元，增长 5.1%，比全国高 1.6 个百分点；第二产业增加值 2584.78 亿元，增长 10.4%，比全国高 4.0 个百分点；第三产业增加值 3224.41 亿元，增长 9.6%，比全国高 1.9 个百分点。**分行业看：**工业实现增加值 1859.87 亿元，增长 9.4%；建筑业实现增加值 728.49 亿元，增长 13.2%。

上半年，全省规模以上工业增加值同比增长 9.9%，增速比一季度提高 0.6 个百分点，比上年同期提高 8.4 个百分点，比全国高 3 个百分点，增速居全国第 5 位，西部第 5 位。分三大门类看，采矿业增加值增长 11.4%；制造业增长 5.6%；电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 25.5%。

全省非烟工业增加值同比增长 17.9%，增速比上年同期提高 8.4 个百分点。增长较快的行业主要有：电力、热力生产和供应业增长 25.8%，比上年同期提高 25.7 个百分点；医药制造业增长 24.5%，提高 12 个百分点；非金属矿物制品业增长 21.4%，提高 5.6 个百分点；酒、饮料和精制茶制造业增长 18.7%，提高 14.1 个百分点；食品制造业增长 17.2%，提高 0.5 个百分点；农副食品加工业增长 13.4%，提高 4.1 个百分点。

2.2.2 主要行业开工率

整体来看，春节以后，随着宏观经济形势回暖和一系列政策效应的释放，全省主要用电行业复产增产势头良好，主要行业开工率持续

上扬，上半年全省主要用电行业平均开工率 51.7%，同比增长 7.7 个百分点。

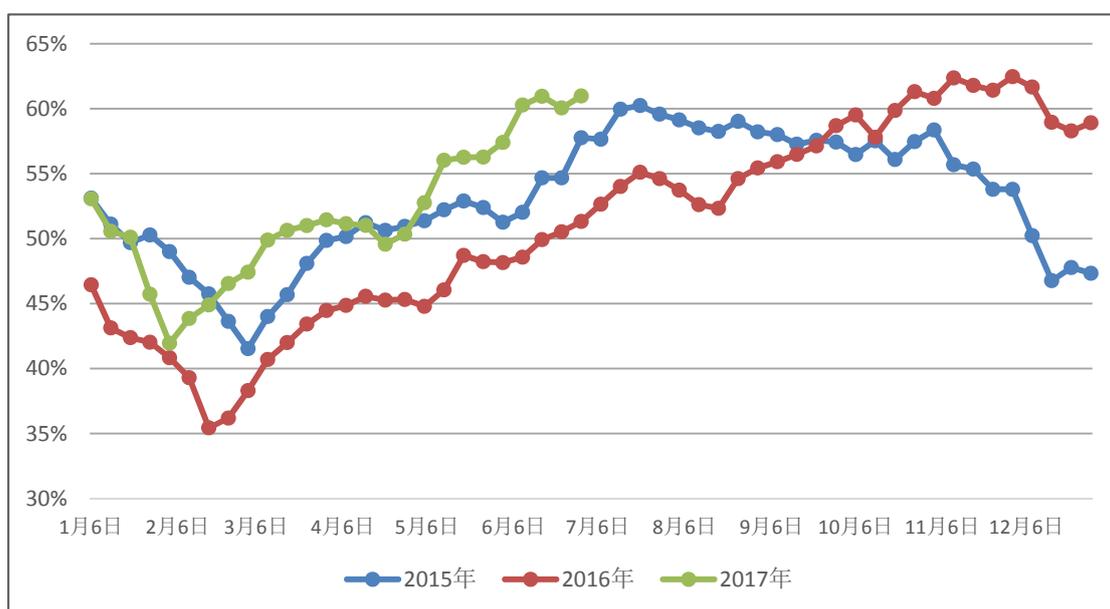


图 2.5 云南主要用电行业历年开工率统计

分行业来看，上半年，一系列供给侧改革政策的发布不断推高铝价，省内**电解铝**企业在客观利润的刺激下，开工积极性高涨，行业开工率达到 90%。**钢铁行业**受国家去产能政策、国内大量基础设施建设项目获批的双重利好影响下，年后开始钢材价格持续上涨，钢铁行业开工率也持续走高，达到 60%，为近三年来同期最高水平。**水泥行业**受全省固定资产投资持续增长带动，春节后开工率持续攀升，4 月份开工率达到 68%，为近三年同期最高。**黄磷行业**虽然受上半年原料成本上涨影响，但在电力市场化改革红利持续释放下，今年以来开工率仍整体好于去年，最高开工率达到了 50%。**铁合金、化肥行业**自 2015 年以来受下游产品价格持续疲软的影响，铁合金、化肥行业开工率一直保持低位运行。其他行业受电力市场改革红利释放的带动，开工率普遍好于去年。

表 2.5 2017 年 6 月全省主要用电行业开工率

序号	工业类别	6 月平均开工率	环比	同比
1	黄磷	45.12%	-2.00%	4.44%
2	化肥	56.39%	0.64%	-1.29%
3	电石	19.88%	1.76%	19.50%
4	钢铁	55.62%	-0.99%	8.46%
5	铁合金	13.56%	1.06%	4.02%
6	电解铝	90.11%	1.23%	14.42%
7	铅锌	66.02%	0.64%	11.30%
8	水泥	59.68%	-3.32%	7.00%
9	工业硅	64.55%	31.13%	11.70%
10	合计	59.94%	4.60%	9.85%

2.2.3 省内用电情况

2017 年上半年，全省全社会用电量 678.93 亿千瓦时，同比增长 8.53%，其中：第一产业用电量 7.82 亿千瓦时，同比增长 10.15%；第二产业用电量 481.25 亿千瓦时，同比增长 8.82%；第三产业用电量 88.91 亿千瓦时，同比增长 12.34%；城乡居民生活用电量 100.94 亿千瓦时，同比增长 3.09%。

2.2.4 西电东送情况

为贯彻落实国务院领导考察云南讲话精神，按照国家 2017 年国家重点水电跨省区消纳工作方案，南方电网及时制定了《促进云南水电消纳 20 条举措》。受益于一系列促进水电消纳措施的出台，2017 年上半年，云南西电东送电量大幅增加，累计送电量（含溪洛渡）488.86 亿千瓦时，同比增长 37.70%。其中，云南电网送广东 353.87 亿千瓦时，同比增长 29.89%；云南电网送广西 52.77 亿千瓦时，同比增长 173.48%；溪洛渡送广东 82.23 亿千瓦时，同比增长 8.91%。

表 2.6 2017 年上半年西电东送完成情况

单位：亿千瓦时

项目	类别	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计
年度计划	云南电网送广东	18.59	18.12	27.89	37.76	53.10	65.47	220.94
	云南电网送广西	6.30	4.90	6.00	7.09	10.74	12.40	47.43
	溪洛渡送广东	7.77	7.92	8.15	8.87	10.02	29.55	72.29
	合计	32.66	30.94	42.04	53.72	73.86	107.42	340.65
实际送电	云南电网送广东	44.08	56.16	59.05	50.14	70.60	73.84	353.87
	云南电网送广西	7.25	7.24	6.90	7.28	11.11	12.98	52.77
	溪洛渡送广东	9.35	10.56	11.50	11.77	15.21	23.84	82.23
	合计	60.68	73.96	77.46	69.19	96.91	110.66	488.86
与年度计划相比	云南电网送广东赠送	25.49	38.04	31.16	12.37	17.50	8.37	132.93
	云南电网送广西赠送	0.95	2.34	0.90	0.20	0.37	0.58	5.34
	溪洛渡送广东赠送	1.58	2.64	3.35	2.90	5.18	-5.71	9.94
	合计赠送	28.02	43.02	35.41	15.47	23.05	3.24	148.21

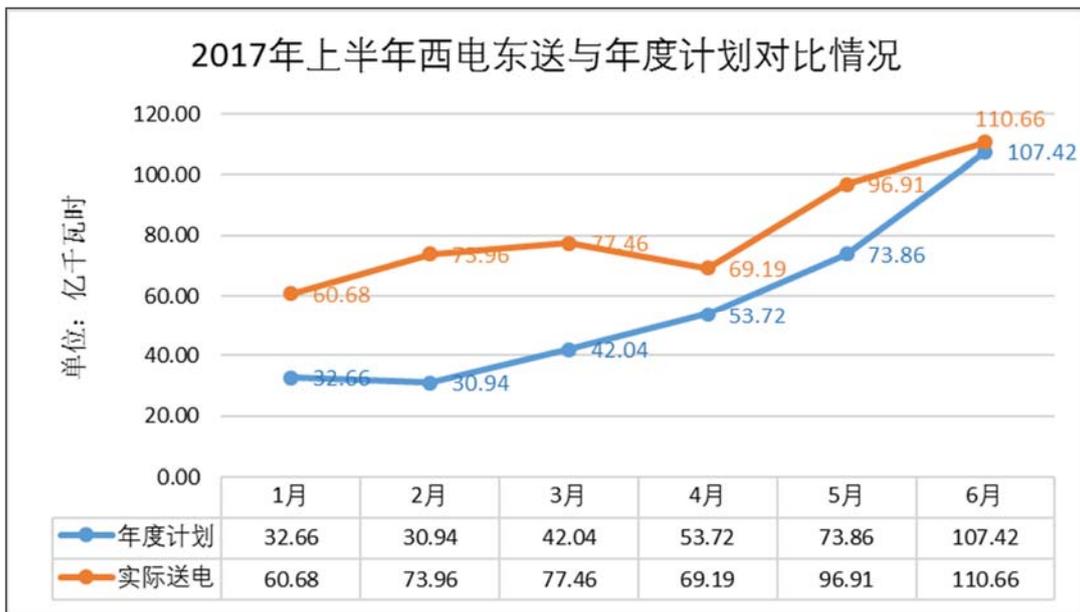


图 2.6 2017 年上半年西电东送与年度计划对比情况

2.2.5 境外售电情况

2017 年上半年，云南电网累计送境外电量 11.90 亿千瓦时，同比减少 12.01%。其中，送越南 10.98 亿千瓦时，同比减少 4.19%；送老挝 0.33 亿千瓦时，同比减少 50.61%；送缅甸 0.58 亿千瓦时，同比减少 58.08%。

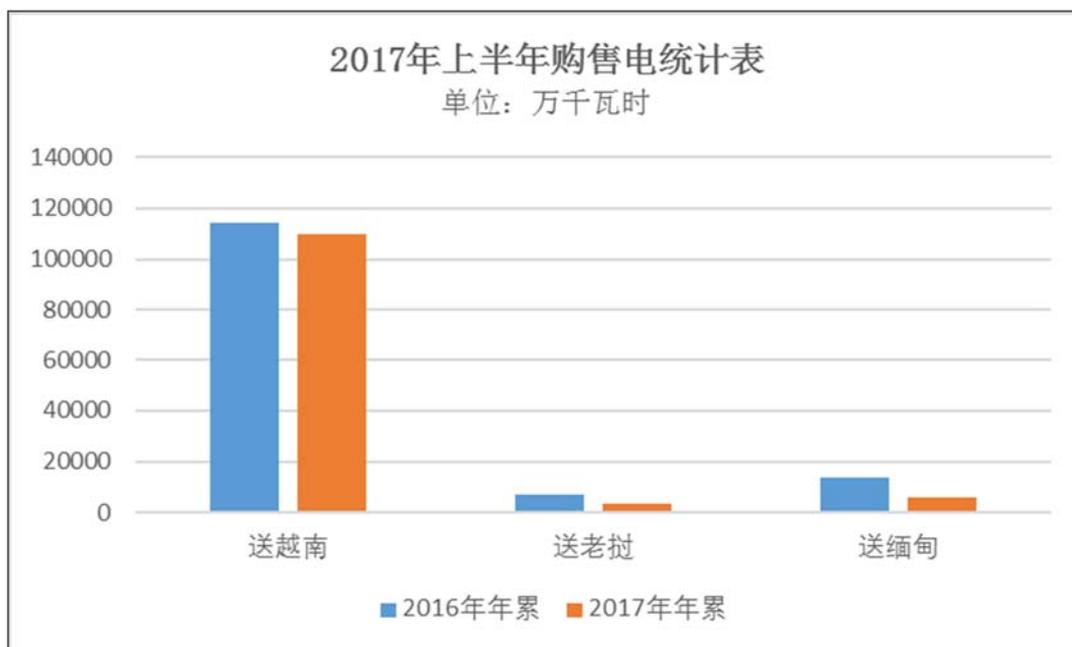


图 2.7 2017 年上半购售电统计表

三、上半年电力市场运行情况

3.1 市场准入情况

2017 年，云南电力市场发电计划放开程度在去年的基础上进一步扩大，2004 年以后投产经 110 千伏及以上电压等级并网的省调平衡电厂全部纳入电力市场化交易，在经过三年的发展和完善后，云南电力市场首次将风电、光伏纳入交易。截至 2017 年 6 月底，云南电力市场共 5191 家市场主体完成市场准入。电厂方面，共 349 家电厂完成市场准入，合计装机容量 6511 万千瓦，其中，水电 135 家，风电 148 家，光伏 55 家，火电 11 家，市场化电厂较去年年底增加 290 家，装机容量增加 1940 万千瓦，全部为清洁能源电厂。用户方面，共 4792 家电力用户完成市场准入，较去年年底增加 944 户。售电公司方面，自 2017 年 1 月 18 日《云南省售电侧改革实施方案》正式印

发后，共 50 家售电公司完成市场准入并开始参与市场交易，有 3 家售电公司正在公示。

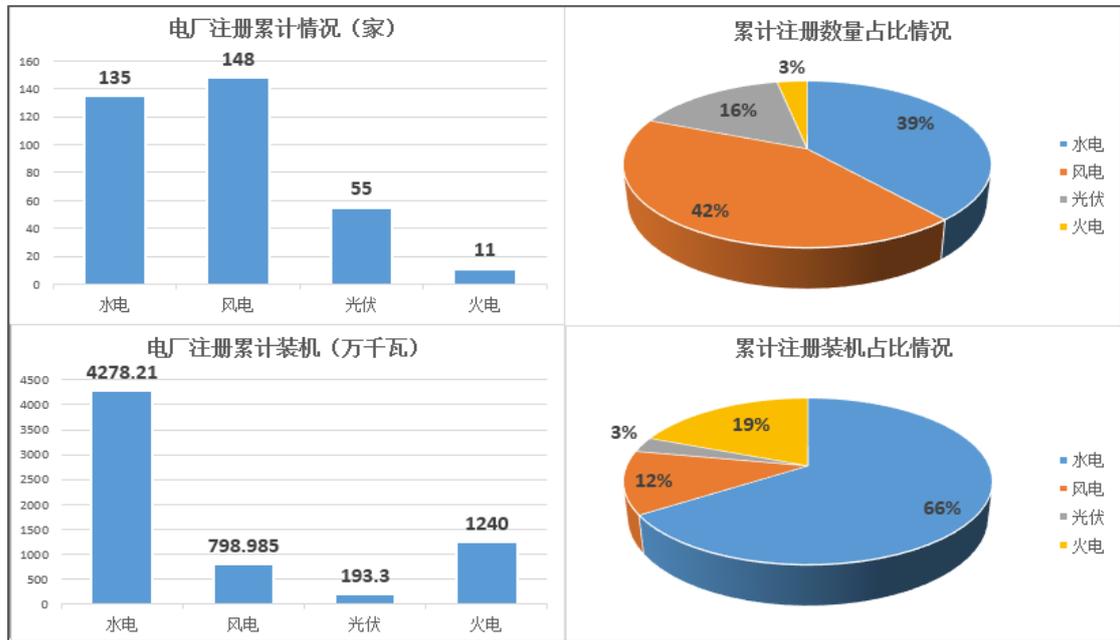


图 3.1 2017 年 6 月底云南电力市场电厂注册情况

3.2 交易组织情况

2017 年上半年，昆明电力交易中心按照省工业和信息化委、省发展改革委、省能源局联合下发的《关于印发 2017 年云南电力市场化交易实施方案的通知》（云工信电力〔2017〕97 号）（下称《方案》），组织开展了年度、月度、日前电力市场化交易 259 场次，内容覆盖省内、外送交易，事前、事后交易，品种包含年度双边协商交易、月度双边协商交易、集中撮合交易、自主挂牌交易、增量挂牌交易、临时挂牌交易、西电东送框架协议内电量分配、日前电量交易及合约转让交易等。

3.2.1 整体情况

2017 年上半年，除部分电量较小、对电价不敏感的小微用户自

主选择暂不参与交易外（电量仅占全部大工业电量的 10%），其他用户均参与了电力市场化交易，上半年共成交电量 322.37 亿千瓦时，同比增长 23.57%，占全省大工业用电量的 92.36%，同比增长 8.46 个百分点，占全部用电量的 56.13%，同比增长 5.68 个百分点。

表 3.1 2017 年上半年云南省内市场化交易电量统计表

单位：亿千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
市场化电量	322.37	50.11	44.47	55.10	55.88	59.76	57.05
占全省电量比例	56.13%	46.34%	48.64%	66.36%	57.40%	63.76%	56.70%
其中：双边交易	159.68	19.49	23.19	31.77	32.03	36.71	16.48
撮合交易	67.83	26.83	6.17	7.35	7.77	11.50	8.21
挂牌交易	76.96	0.75	12.09	12.12	13.90	7.06	31.05
日前交易	17.90	3.04	3.02	3.86	2.18	4.49	1.32

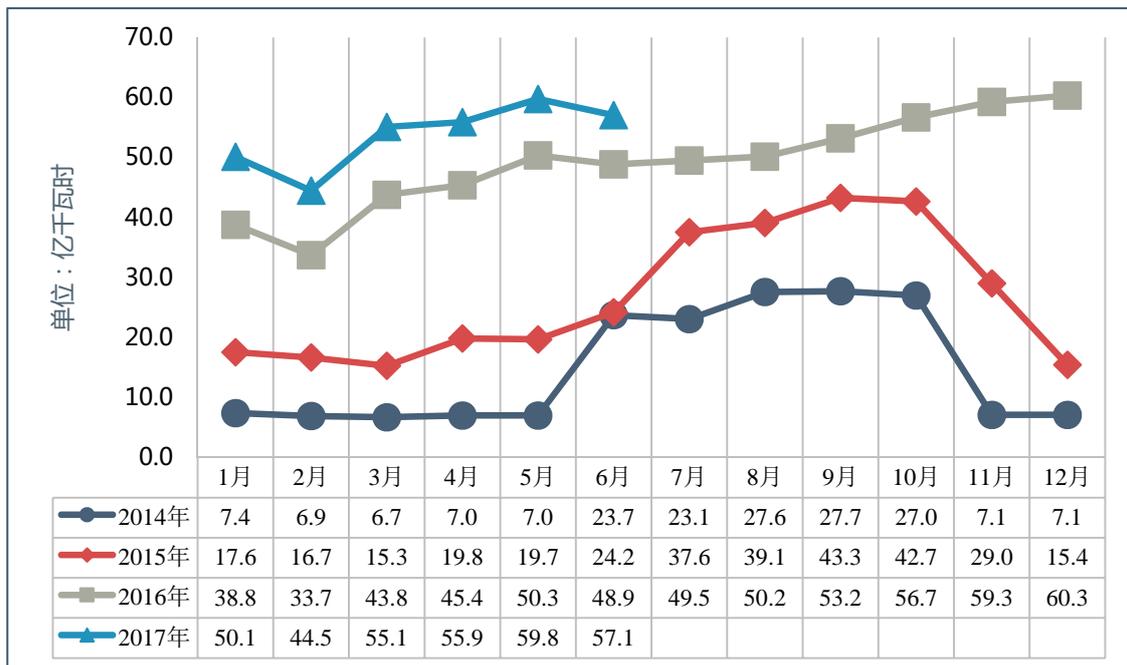


图 3.2 2017 年上半年云南电力市场化交易电量统计情况

受益于市场结构和市场体系的更趋完善，再加上上半年西电东送大幅增送有力缓解了供需矛盾，2017 年上半年云南电力市场化交易成交价格整体平稳，售方平均成交价每千瓦时 0.214 元。在 1 至 4 月

的枯期，售方平均成交价在每千瓦时 0.222 元左右；进入 5 月，部分水电厂入库流量持续增大，电力供应能力有所增强，全月售方平均成交价每千瓦时 0.213 元；进入 6 月，随着汛期的到来，水电发电能力大幅增加，部分调节能力差的电厂弃水压力增大，市场价格环比继续下降，全月售方平均成交价每千瓦时 0.186 元。

表 3.2 2017 年上半年云南省内市场化交易电价统计表

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
售方平均价格	0.21385	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579

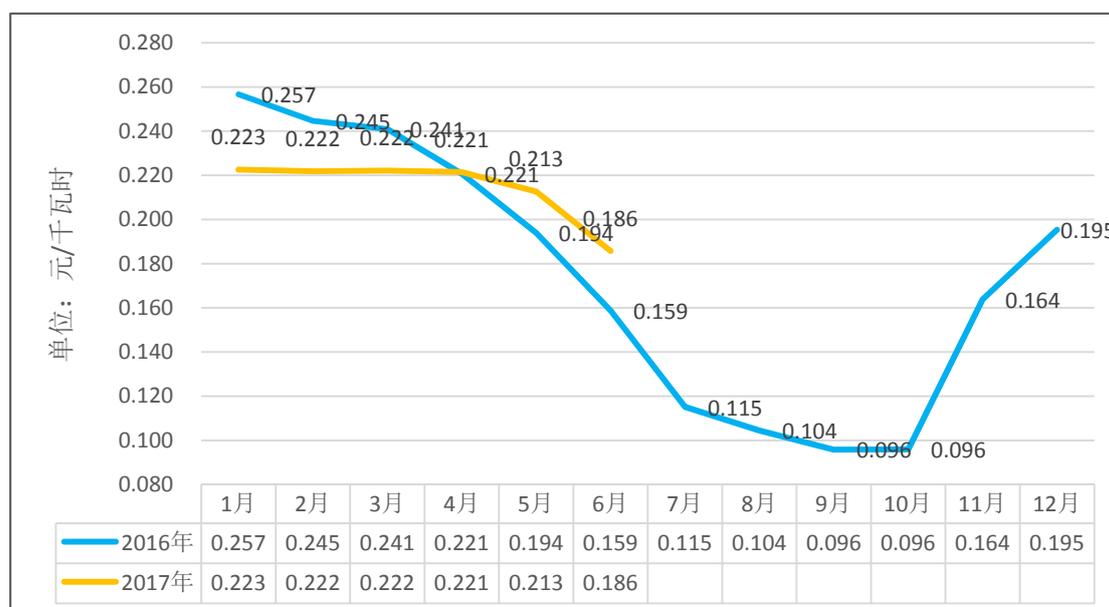


图 3.3 2017 年上半年云南电力市场化交易售方成交电价统计

3.2.2 年度双边交易情况

2017 年全年，共有 164 户用户与 65 家电厂签订了年度双边合同，涉及合同 298 份，合计初始成交电量 204.8 亿千瓦时，预计占全年市场化累计成交电量（657 亿千瓦时）的 31.17%，较去年全年提高约 10 个百分点，电厂侧初始平均成交价格每千瓦时 0.17344 元。其中，上半年初始成交电量 110.75 亿千瓦时，占全部年度双边交易成交电

量的 54.08%，占上半年全部市场化成交电量的 34.35%，电厂侧初始平均成交价每千瓦时 0.19042 元。

根据《方案》，所有的年度双边初始成交电量必须在每月交割之前通过调度机构安全复核后才能执行。受部分电厂来水达不到预期等因素影响，2017 年上半年通过安全复核的年度双边合同电量 109.41 亿千瓦时，较初始成交电量减少 1.31 亿千瓦时。在年初，由于供需双方对汛期市场走势的判断分歧较大，难以达成成交意向，因此 6 月份的年度双边交易成交电量只有 8.46 亿千瓦时，仅占当月市场化成交电量的 13.96%。

表 3.3 2017 年上半年年度双边交易最终成交量与市场化成交量对比

单位：亿千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
市场化成交电量	322.37	50.11	44.47	55.1	55.88	59.76	57.05
年度双边成交电量	109.41	19.49	18.71	20.71	20.08	22.44	7.97
双边占比	33.94%	38.90%	42.07%	37.59%	35.94%	37.55%	13.96%

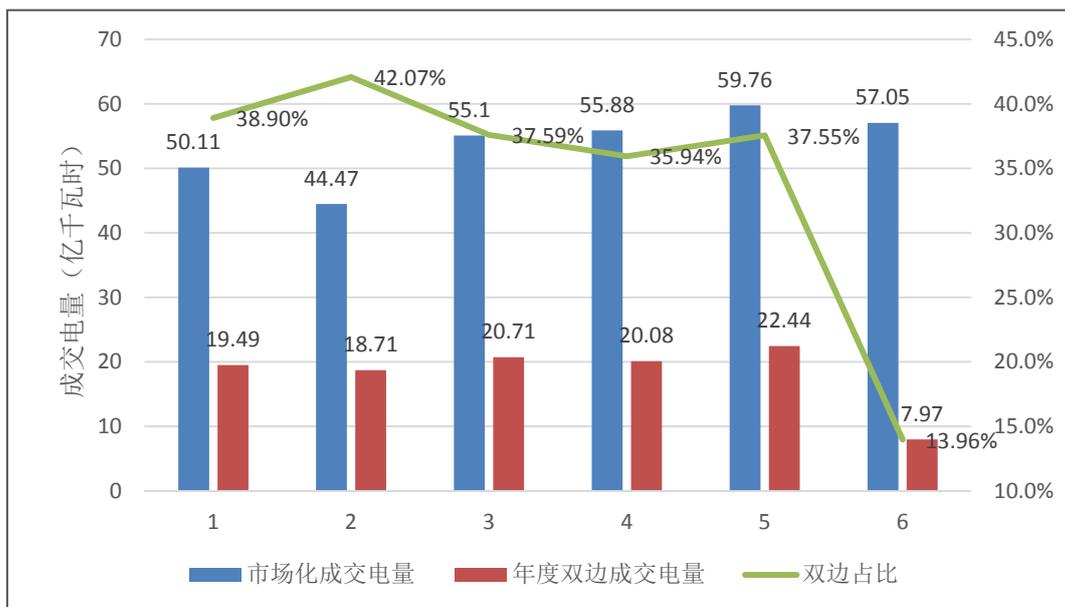


图 3.4 2017 年上半年年度双边交易成交电量与市场化成交电量情况

根据《方案》，年度双边合同成交电价在分月电量交割之前可自行协商修改，部分市场主体通常在签订年度双边合同时共同约定以月度集中撮合交易平均成交价作为参考，上下浮动一定的比例作为最终的成交价。2017 年上半年，年度双边合同电厂侧初始平均成交价每千瓦时 0.19042 元，最终平均成交价每千瓦时 0.19111 元，每千瓦时较初始成交价上涨 0.00069 元，每千瓦时较月度市场平均成交价低 0.023 元。

表 3.4 2017 年上半年双边交易成交电价与市场化成交电价对比

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
初始成交价	0.190416	0.194604	0.196677	0.196919	0.197807	0.192705	0.12679
最终成交价	0.191109	0.19566	0.19682	0.19654	0.19646	0.19127	0.13849
月度市场成交价	0.21385	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579
降幅	-0.02274	-0.02689	-0.02499	-0.02558	-0.02502	-0.02138	-0.0473

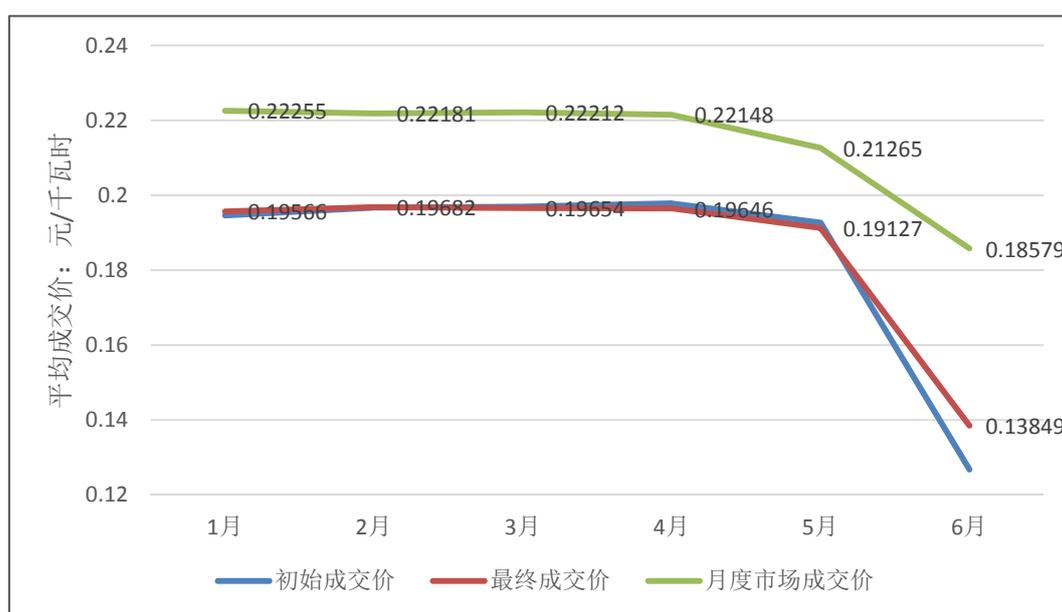


图 3.5 2017 年上半年年度双边交易成交电价情况

3.2.3 月度交易情况

2017 年上半年，昆明电力交易中心按照《方案》，按月组织开

展了月度双边协商交易、西电东送框架协议内电量分配、月度集中撮合交易、挂牌交易、合约转让交易以及月度预招标。

3.2.3.1 西电东送框架协议内交易

根据《方案》，云南电网西电东送框架协议内电量在平衡优先发电量后，剩余电量作为计划性电量，并按照《云南省工业和信息化委关于下发 2017 年云南电网优先发电计划的通知》（云工信电力〔2017〕27 号）明确的具体原则，分配给西电东送送电主通道上 500 千伏电压等级接入的水电厂。2017 年上半年，共安排云南电网西电东送框架协议内电量 300.2 亿千瓦时，其中送广东 252.8 亿千瓦时，送广西 47.4 亿千瓦时，在平衡优先发电计划 138.14 亿千瓦时后，共分配协议内电量 162.06 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.23535 元，其中送广东 135.04 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.25278 元，送广西 27.02 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.14233 元。

表 3.5 2017 年上半年西电东送框架协议内电量分配情况

单位：亿千瓦时

序号	项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
1	云南电网西电东送月度计划	300.2	39.9	39.8	33.9	44.9	63.8	77.9
2	云南电网西电东送分配电量	162.06	0.00	5.90	23.77	31.43	55.81	45.15
2.1	其中：送广东	135.04	0.00	4.64	19.56	26.46	46.42	37.96
2.2	广西	27.02	0.00	1.26	4.21	4.97	9.39	7.19

3.2.3.2 月度双边协商交易

2017 年，云南电力市场在全国范围内率先开展月度双边协商交易，作为对年度双边协商交易的补充，为市场主体提供了更为灵活的交易机制，市场主体可以通过自主协商的方式提前锁定成交电量、电

价，并且还可以在电量交割前共同协商修改成交电价。2017 年上半年，共有 570 户电力用户与 131 家电厂签订了月度双边协商交易，涉及合同 2430 份，初始协商电量 52.21 亿千瓦时，经过安全校核后，最终成交电量 50.27 亿千瓦时，发电侧平均成交价每千瓦时 0.21672 元。

表 3.6 2017 年上半年月度双边协商交易成交电量对比

单位：亿千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
市场化成交电量	322.37	50.11	44.47	55.1	55.88	59.76	57.05
双边交易汇总	159.68	19.49	23.19	31.77	32.03	36.71	16.48
月度双边成交电量	50.27	--	4.48	11.05	11.95	14.26	8.52
占双边交易比例	31.48%	--	19.33%	34.80%	37.31%	38.86%	51.67%
占市场化成交电量比例	15.59%	--	10.08%	20.06%	21.39%	23.87%	14.93%

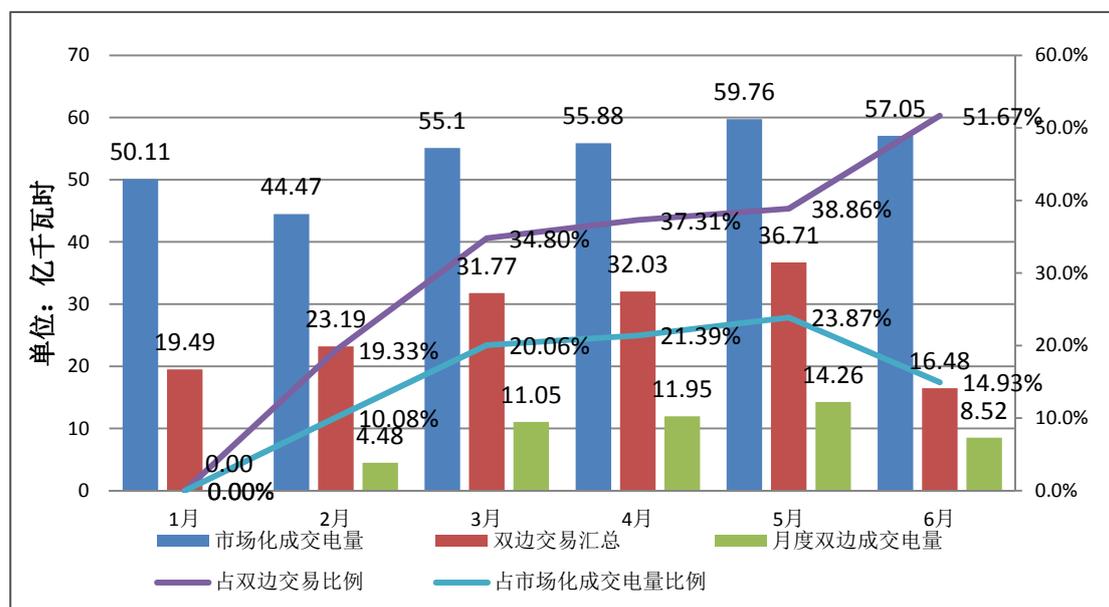


图 3.6 2017 年上半年月度双边协商交易成交电量对比

月度双边协商交易通过实行“基准价格+浮动机制”的价格调整机制，为市场主体提供了一种科学的价格避险手段，促进市场主体在集中市场开启之前尽可能多成交电量，在防范市场风险的同时不断提高市场的资源配置效率。2017 年上半年，通过调度机构安全校核的

2430 份合同中，市场主体对 696 份合同的成交电价进行了修改，占总合同数目的 28.64%，有力促成成交电量 16.96 亿千瓦时，占全部月度双边协商成交电量的 33.73%。上半年，月度双边协商交易发电侧最终平均成交价每千瓦时 0.21697 元，较初始成交价每千瓦时 0.2167 元提高了 0.00027 元。

表 3.7 2017 年上半年月度双边协商交易成交电价对比

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
初始成交价	0.21670	--	0.23287	0.2253	0.2247	0.22017	0.18
最终成交价	0.21697	--	0.23664	0.2268	0.22576	0.21748	0.1807
价格调整幅度	0.00027	--	0.00377	0.0015	0.00106	-0.00269	0.0007
月度市场成交价	0.21385	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579

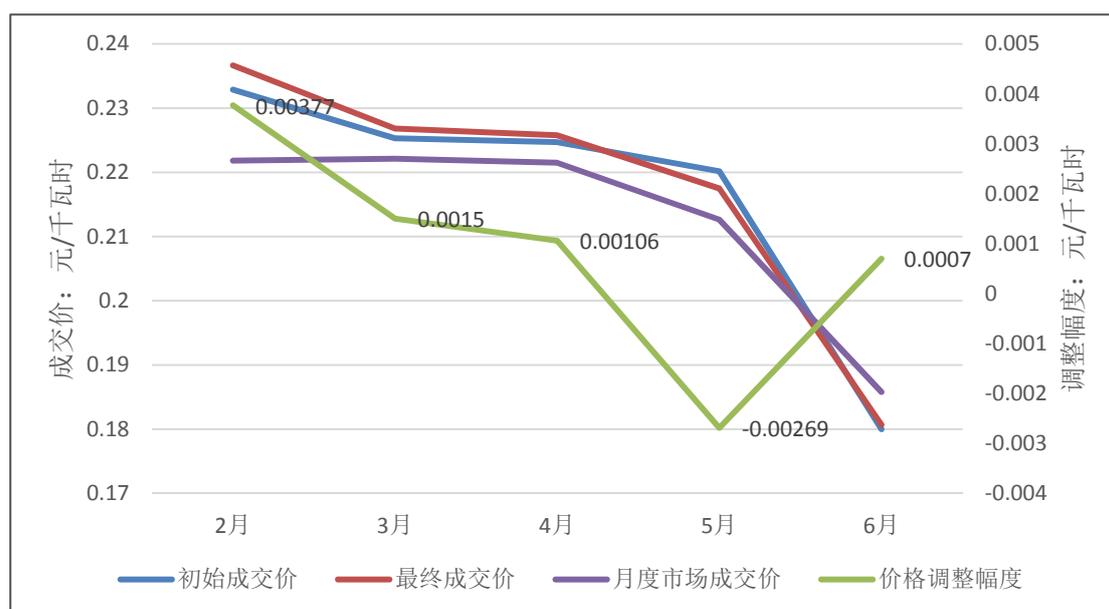


图 3.7 2017 年上半年月度双边协商交易成交电价对比

3.2.3.3 月度集中撮合交易

2017 年上半年，昆明电力交易中心按月组织开展了集中撮合交易，共有逾 3200 户用户参与申报，累计申报电量 131.55 亿千瓦时；售方累计申报电量 350.38 亿千瓦时；上半年集中撮合交易累计成交

电量 67.83 亿千瓦时，占省内市场化成交电量的 21.04%。

与去年所不同的是，随着市场规则的不断完善和市场主体市场意识的不断增强，选择通过中长期交易来参与市场的市场主体越来越多，集中撮合交易成交量占月度市场成交量比例较去年同期有所下降，最高占月度市场成交电量的 53.54%，最低占月度市场成交电量的 13.34%，较去年同期分别下降 38.81 和 44.68 个百分点。

表 3.8 2017 年上半年集中撮合交易成交量与市场化成交量对比

单位：亿千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
集中撮合成交量	67.8	26.8	6.2	7.3	7.8	11.5	8.2
市场化成交量	322.4	50.1	44.5	55.1	55.9	59.8	57.1
集中撮合交易电量占比	21.0%	53.5%	13.9%	13.3%	13.9%	19.2%	14.4%

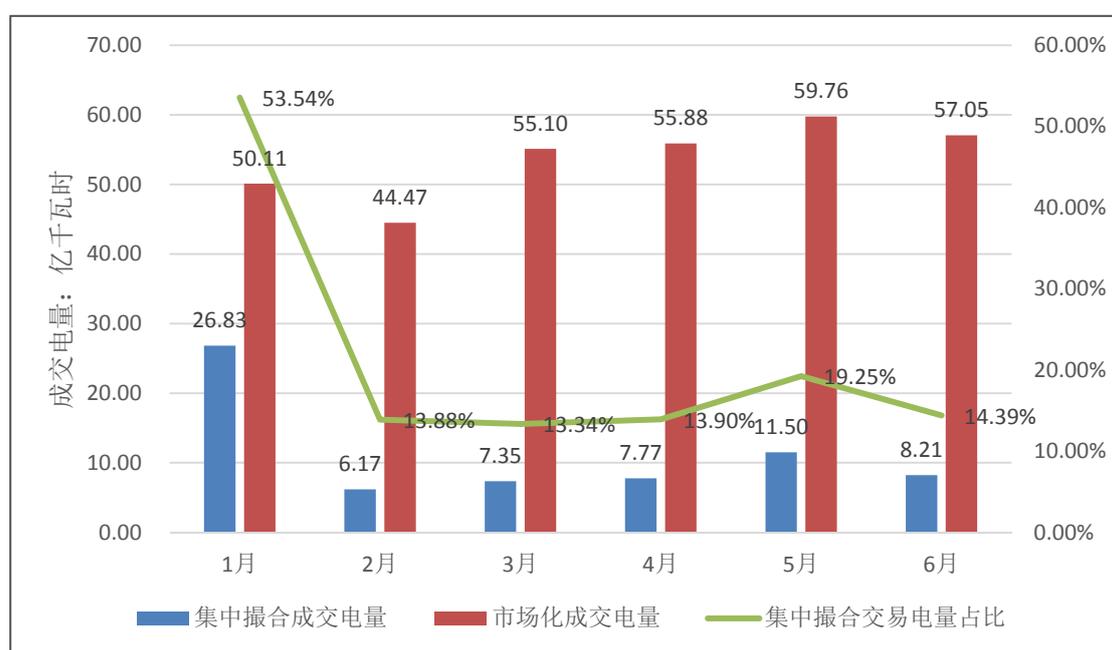


图 3.8 2017 年上半年集中撮合交易成交量与市场化成交量对比

虽然月度集中撮合交易市场占比明显下降，但是月度集中撮合交易作为发现市场价格信号的作用进一步突显，其平均成交价与月度市场化交易平均成交价走势高度一致，主要体现在：（1）双边交易中，

很多市场主体以集中撮合交易平均成交价为“标杆”，按照约定的浮动机制来确定双边交易电量的最终成交价；（2）自主挂牌交易中，市场主体通常将集中撮合交易平均成交价作为摘牌的“底线”；（3）售电公司的价格保底服务模式中，通常将用户成交价低于集中撮合交易平均成交价作为收费的前提条件；（4）在偏差处理机制中，将售方集中撮合交易平均成交价作为上调服务价格的上限。2017 年上半年，月度集中撮合交易售方平均成交价每千瓦时 0.23569 元，在枯平期的 1 至 5 月价格比较平稳，6 月份集中撮合交易平均成交价环比有所下降，为每千瓦时 0.20916 元。

表 3.9 2017 年集中撮合交易平均成交价格与市场化交易平均成交价格对比

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
撮合交易平均成交价格	0.23569	0.23999	0.24099	0.24215	0.24423	0.23186	0.20916
市场化交易平均成交价格	0.21385	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579
降幅	0.02184	0.01744	0.01918	0.02003	0.02275	0.01921	0.02337

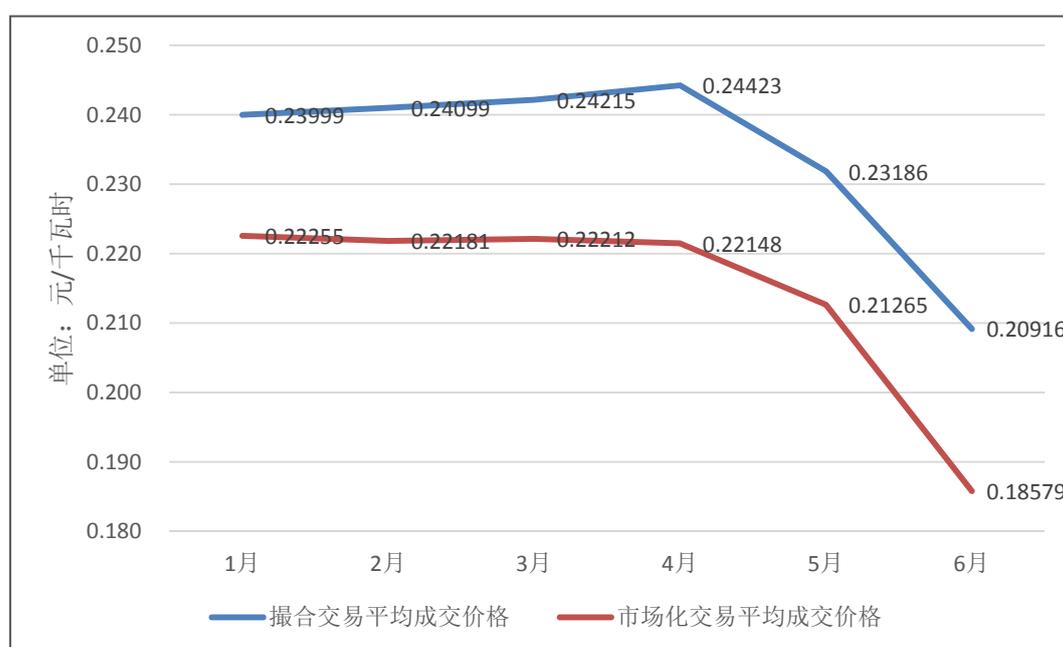


图 3.9 2017 年上半年集中撮合交易成交电价与市场化成交电价对比

3.2.3.4 自主挂牌交易

2017年2月，云南电力市场开始引入发用电侧双向自主挂牌交易品种，主要考虑从加强市场引导和优化机制两个方面入手，鼓励挂牌方、摘牌方在价格接受范围内尽可能多申报挂牌、摘牌电量，通过引导供需双方充分竞争，实现成交量价的有机配合，从而解决单向挂牌交易机制中存在的局部市场过分竞争，另一部分市场竞争不充分的问题。其主要设计思路如下：

(1) 引入信息公示步骤，用电企业公示需求电量和期望电价，发电企业公示满足发电能力约束的可供电量和期望电价，准确展示市场的供需形势和价格诉求。

(2) 采用连续交易的模式，依次组织电厂挂牌用户摘牌、用户挂牌电厂摘牌交易，利用供需双方的市场博弈，促使双方不断调整报价策略，努力缩小双方价格诉求的差距，提高市场总成交量。

(3) 优化摘牌规则，取消总摘牌电量上限约束，将摘牌方公示电量和挂牌方挂牌电量的较小值作为单次摘牌电量的上限，鼓励摘牌方在价格范围内对全部挂牌电量进行摘牌。

(4) 优化出清规则，将供需双方的公示电量作为自身在整个挂牌交易市场成交电量的上限，用户摘牌阶段按照价格由低到高的方式出清，电厂摘牌阶段按照价格由高到低的方式出清，摘牌方总成交量达到公示电量后不再参与后续成交。

2017年上半年，自主挂牌交易市场用户公示电量78.86亿千瓦时，最终成交量37.47亿千瓦时，占总成交电量的11.62%，市场

成交率 47.52%，发电侧平均成交价每千瓦时 0.23573 元。

表 3.10 2017 年上半年自主挂牌交易成交量与市场化成交量对比

单位：亿千瓦时

序号	项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
1	市场化成交量	322.37	50.11	44.47	55.10	55.88	59.76	57.05
2	购方公示电量	78.86	--	12.97	14.06	12.89	7.05	31.89
3	月度自主挂牌交易成交量	37.47	--	11.41	11.98	3.01	3.54	7.53
3.1	其中：电厂挂牌、用户摘牌成交量	17.61	--	5.58	4.66	0.93	2.22	4.22
3.2	用户挂牌、电厂摘牌成交量	19.86	--	5.83	7.32	2.08	1.32	3.31
4	市场占比	11.62%	--	25.66%	21.74%	5.39%	5.92%	13.19%

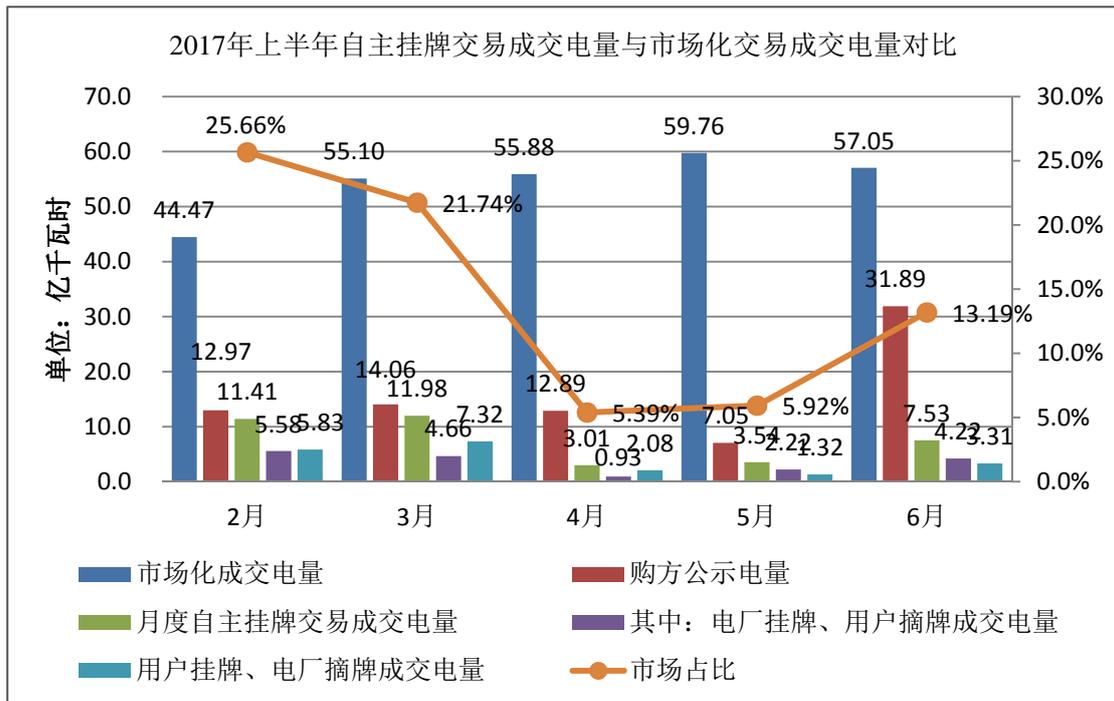


图 3.10 2017 年上半年自主挂牌交易成交量与市场化成交量对比

从成交电价来看，自主挂牌交易具有以下特点：（1）信息公示阶段，购售双方都希望把对自己更有利的价格信号传递给对方，售方公示均价要比购方公示均价每千瓦时高 5 至 7 分钱，能够形成价差的电量很少；（2）在具体的挂牌和摘牌阶段，市场主体会根据集中撮合平均成交价理性调整报价策略，两个交易阶段的平均成交价与集

中撮合平均成交价相差不大；（3）由于用户挂牌、电厂摘牌是本交易品种的最后一轮交易，考虑到市场整体供大于求的供需形势，电力用户通常会在电厂挂牌、用户摘牌平均成交价以下一点进行挂牌，电厂迫于成交压力往往会对小幅低于电厂挂牌、用户摘牌平均成交价的挂牌电量进行摘牌，因此，用户挂牌、电厂摘牌平均成交价都是要略低于电厂挂牌、用户摘牌平均成交价。

表 3.11 2017 年上半年自主挂牌交易成交价格与市场化成交价格对比

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
售方公示均价	0.26572	--	0.27814	0.28130	0.27587	0.27933	0.23041
购方公示均价	0.20267	--	0.23282	0.23262	0.23900	0.20999	0.16089
自主挂牌交易成交价格	0.23520	--	0.24133	0.24284	0.24580	0.23550	0.21203
电厂挂牌、用户摘牌成交价格	0.23514	--	0.24140	0.24304	0.24627	0.23641	0.21499
用户挂牌、电厂摘牌成交价格	0.23627	--	0.24126	0.24272	0.24559	0.23397	0.20825
集中撮合交易成交价格	0.23569	0.23999	0.24099	0.24215	0.24423	0.23186	0.20916

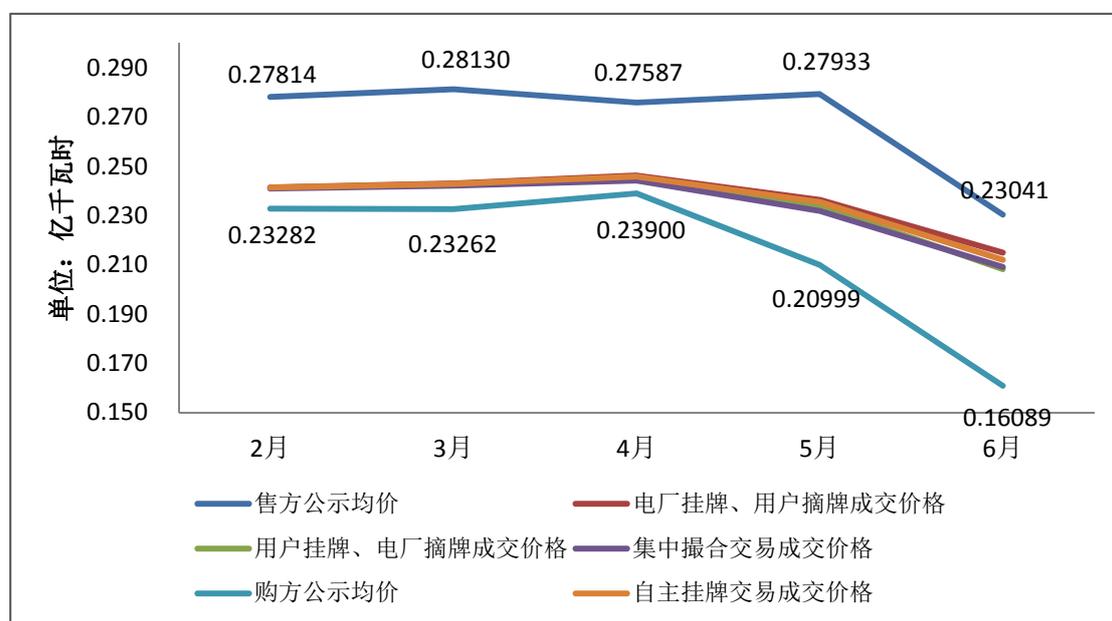


图 3.11 2017 年上半年自主挂牌交易成交价格与市场化成交价格对比

3.2.3.5 其它挂牌交易

2017 年上半年，除自主挂牌交易外，昆明电力交易中心还组织

了撮合未成交挂牌交易、增量挂牌交易和临时挂牌交易，受交易规则与市场不确定性影响，不同种类的挂牌交易并未按月开展，故将三种挂牌交易合并为其它挂牌交易，一并分析。2017 年上半年，其它挂牌交易累计组织挂牌电量 67.35 亿千瓦时，成交电量 39.49 亿千瓦时，市场成交率 58.64%，平均成交价格每千瓦时 0.20292 元。从交易电量分布来看，撮合未成交挂牌交易只在 1 月份开展，增量挂牌交易自 4 月份开始开展，临时挂牌交易共成交电量 37.58 亿千瓦时，占其它挂牌交易成交电量的 95.16%，发电侧平均成交价每千瓦时 0.20187 元，成交电量主要集中在枯汛转换的 5、6 月份，有效稳定了用电需求，实现电力市场由枯期向汛期的平稳过渡。

表 3.12 2017 年上半年其它挂牌交易成交量与市场化成交量对比

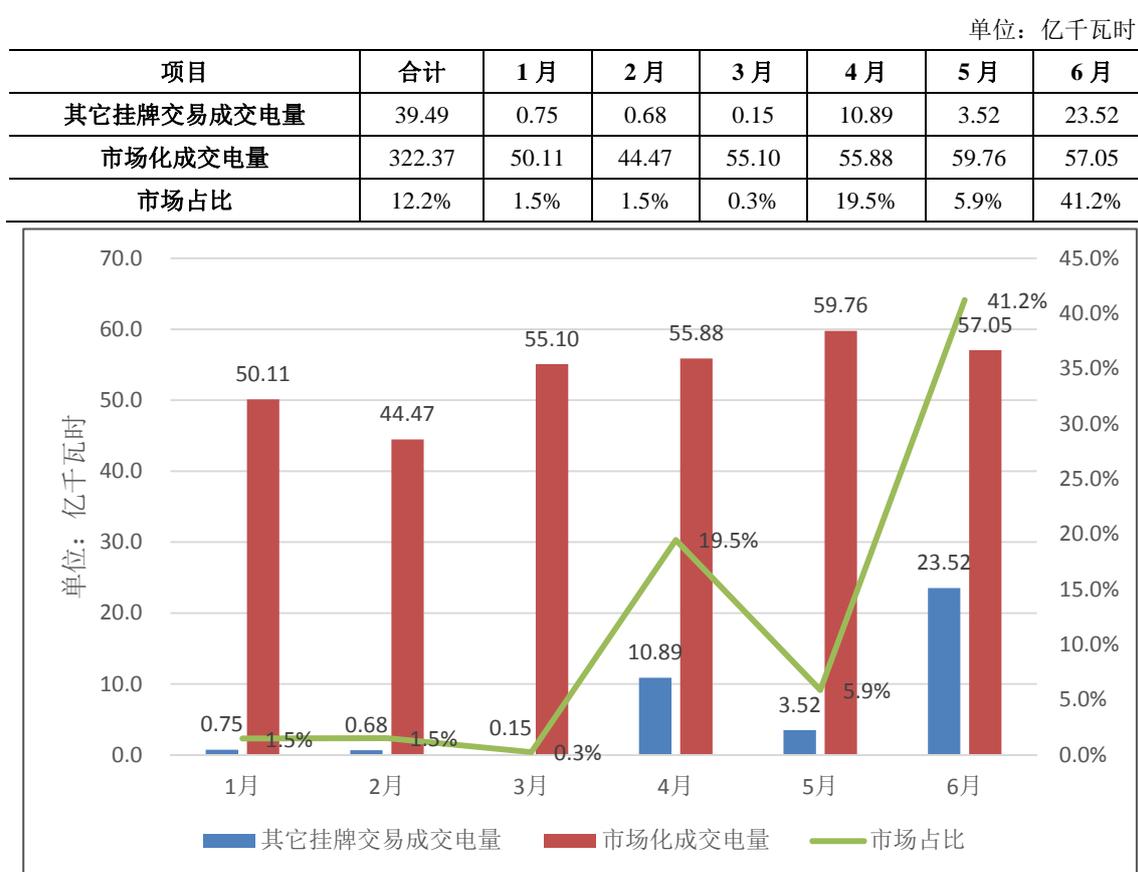


图 3.12 2017 年上半年其它挂牌交易成交量与市场化成交量对比

表 3.13 2017 年上半年其它挂牌交易成交价格与市场化成交价格对比

单位：元/千瓦时

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月
其它挂牌交易平均成交价格	0.20292	0.20830	0.21554	0.23500	0.23642	0.21173	0.18537
市场化交易平均成交价格	0.21385	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579
降幅	-0.01093	-0.01425	-0.00627	0.01288	0.01494	-0.00092	-0.00042

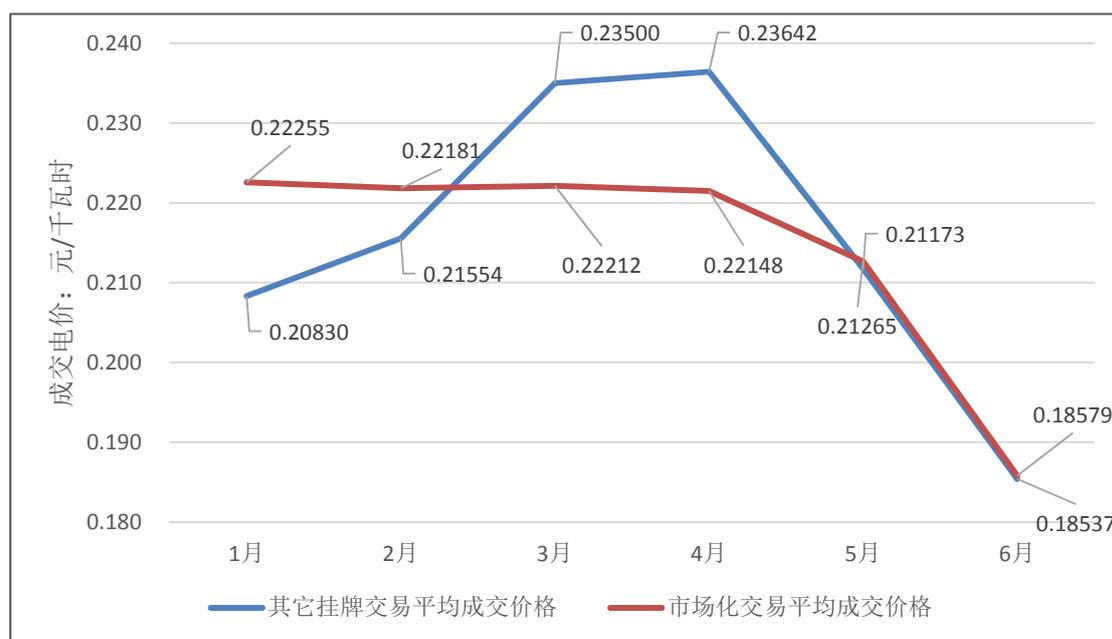


图 3.13 2017 年上半年其它挂牌交易成交电价与市场化成交电价对比

3.2.3.6 月度预招标

2017 年上半年，月度集中市场交易组织完成后，昆明电力交易中心按月组织开展了月度预招标，售电企业共参与申报 836 次，申报价格不高于当月集中撮合交易电厂侧与平均成交价，月度预招标价格作为上调服务的结算依据，亦作为调度安排超发的依据之一。

总体来看，月度预招标电厂报价随发电意愿的变化而变化，枯平期价格高，电厂普遍增发能力不足，大部分电厂选择申报较高的价格以获得较高收益；随着汛期的逐步来临，电厂发电能力充足，“以量换价”意愿强烈，希望通过降低预招标价格获得更多的发电空间。

表 3.14 2017 年上半年上调服务月度预招标申报情况

单位：元/千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月
申报预招标电厂数目	37	180	175	180	177	87
撮合平均成交价	0.23999	0.24099	0.24215	0.24423	0.23186	0.20916
等于撮合平均成交价	73.0%	68.3%	80.0%	85.6%	77.4%	66.7%
低于撮合平均成交价	27.0%	31.7%	20.0%	14.4%	22.6%	33.3%

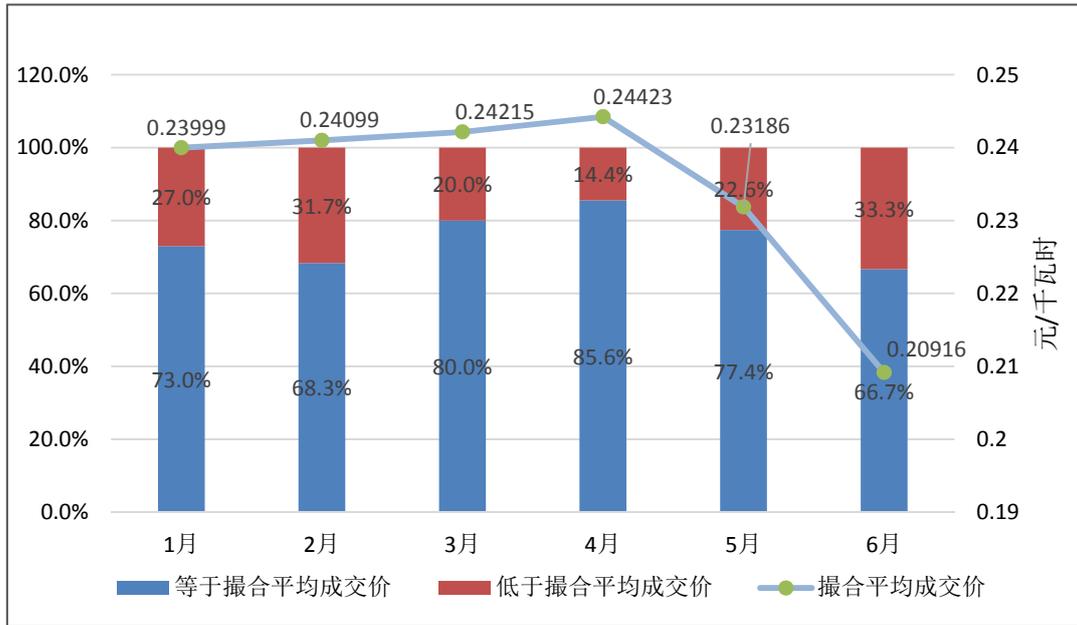


图 3.14 2017 年上半年上调服务月度预招标申报情况

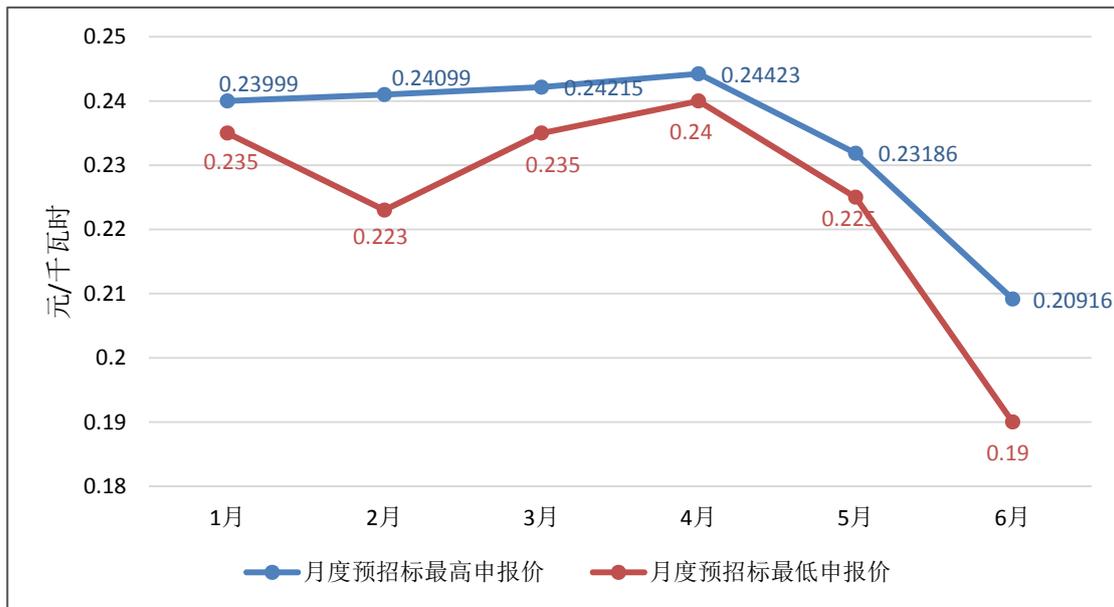


图 3.15 2017 年上半年上调服务月度预招标价格情况

3.2.4 日前电量交易

2017 年上半年，昆明电力交易中心按日组织开展了日前电量交易，共有 391 户用户具备日前电量交易资格，累计申报电量 25.98 亿千瓦时，累计成交电量 17.9 亿千瓦时，占用户累计申报电量的 68.9%。

电量方面，2017 年的日前电量交易规则中进一步强化了“日考核”规则，杜绝了电力用户将多日用电量一次性申报的现象，有效规范和约束了市场主体的市场行为，在电费考核的压力下，市场主体有动力将偏差电量分解到每一个日前电量交易市场上去处理，市场活跃程度显著增强。2017 年上半年，购售双方日前电量交易申报 14242 条次，较去年同期的 6087 条次增加 8155 条次，同比增加 133.97%，上半年日前电量交易累计成交电量 17.9 亿千瓦时，占省内市场化成交电量的 5.55%，较去年同期下降 2 个百分点。

从分月成交情况来看，春节以后，随着用电市场的逐步复苏和企稳，一季度日前电量交易市场较为平稳，每月成交电量在 3 亿千瓦时左右；4 月份，在月度市场成交规模较大和电力用户进入检修高峰期的双重因素影响下，日前电量交易成交电量有所下滑，最终成交 2.18 亿千瓦时；进入枯汛转换的 5、6 月，购售双方的市场博弈程度进一步加深，月度集中市场波动较大，对日前电量交易市场也产生了一定影响，在 5 月日前电量交易成交 4.49 亿千瓦时冲顶后，又下滑至 6 月份的 1.32 亿千瓦时。

表 3.15 2017 年上半年日前电量交易成交量与市场化成交量对比

单位：亿千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计
用户申报电量	7.20	3.25	4.05	2.43	6.09	2.96	25.98

日前成交电量	3.04	3.02	3.86	2.18	4.49	1.32	17.90
市场化成交电量	50.11	44.47	55.10	55.88	59.76	57.05	322.37
日交易成交比例	42.24%	92.94%	95.19%	89.62%	73.79%	44.40%	68.91%
日交易占月交易比例	6.07%	6.79%	7.00%	3.90%	7.52%	2.31%	5.55%

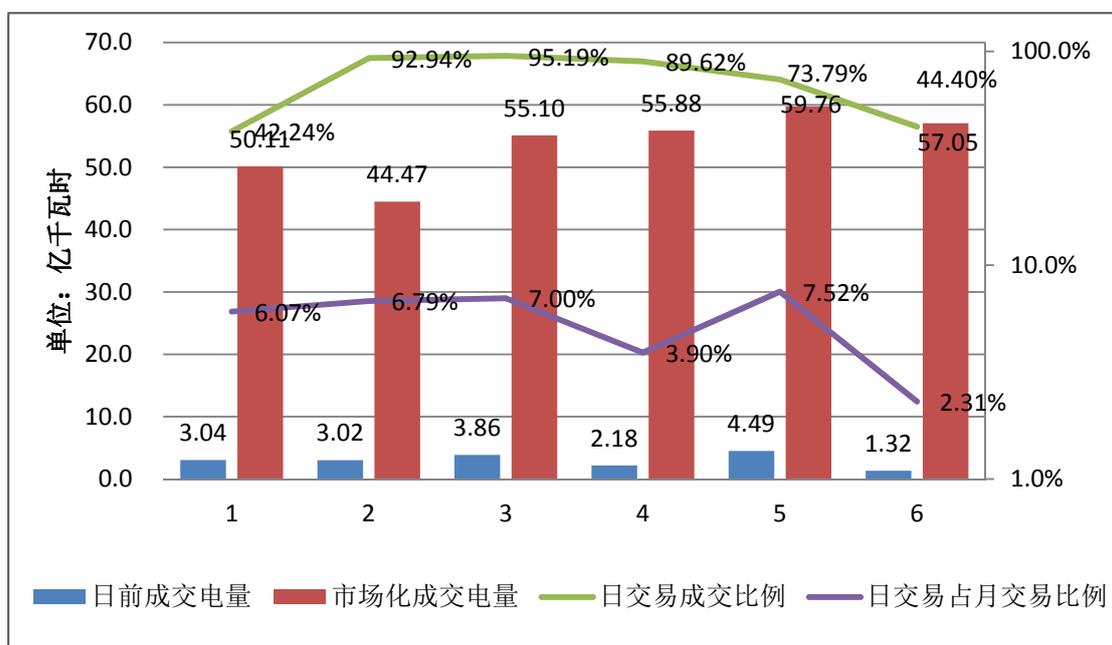


图 3.16 2017 年上半年日前电量交易成交量与市场化成交量对比

从每日成交情况来看，由于生产规模的不确定性，用户月初日前电量交易申报电量、成交电量较低，随着时间推移，日前电量交易市场日趋活跃，通常于月末达到顶峰。2017 年上半年，用户最高申报电量与成交电量均发生在 5 月 31 日，当日用户申报电量 5044.7 万千瓦时，成交电量 4971.5 万千瓦时。2017 年上半年日前电量交易用户申报电量、成交电量曲线如下图所示。

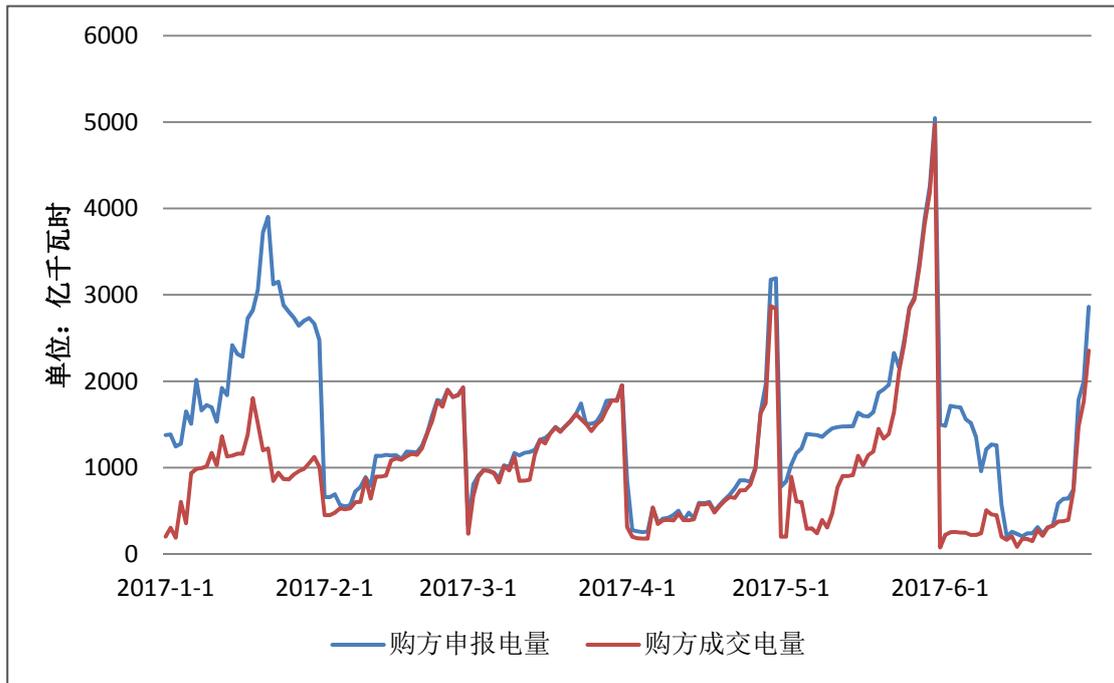


图 3.17 2017 年上半年日前电量交易申报电量、成交电量对比

价格方面，日前电量交易作为对年度、月度各交易品种的补充，成交价格变化趋势与集中撮合交易和月度平均成交价变化趋势一致。

表 3.16 2017 年上半年日前电量交易平均价格与市场化交易平均价格对比

单位：元/千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月
日前电量交易平均成交价格	0.24451	0.24304	0.24311	0.23939	0.23766	0.21643
集中撮合交易平均成交价格	0.23999	0.24099	0.24215	0.24423	0.23186	0.20916
市场化交易平均成交价格	0.22255	0.22181	0.22212	0.22148	0.21265	0.18579

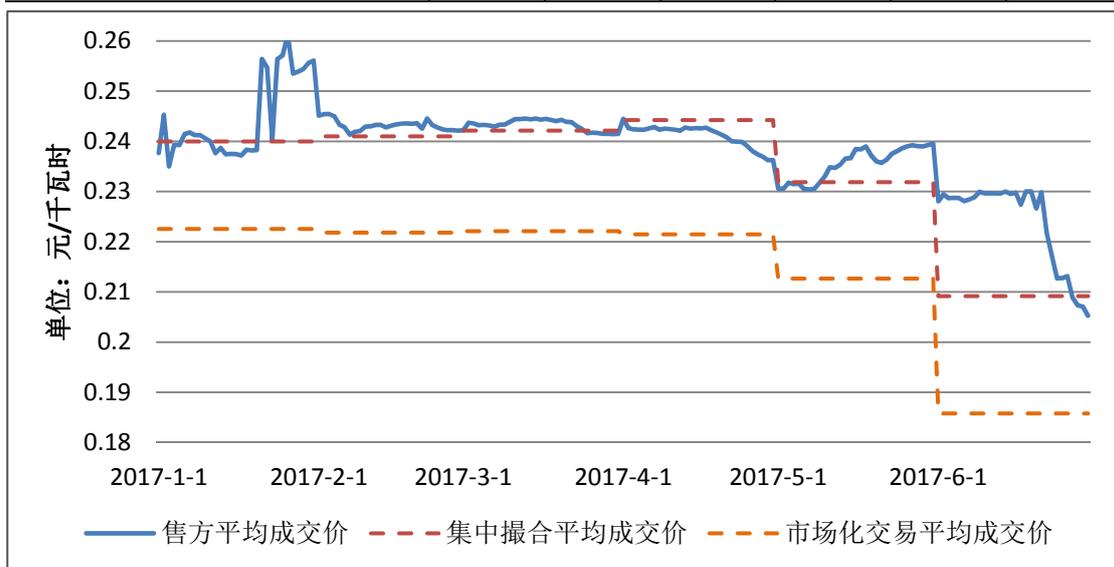


图 3.18 2016 年日前电量交易平均价格与集中撮合交易、月平均成交价对比

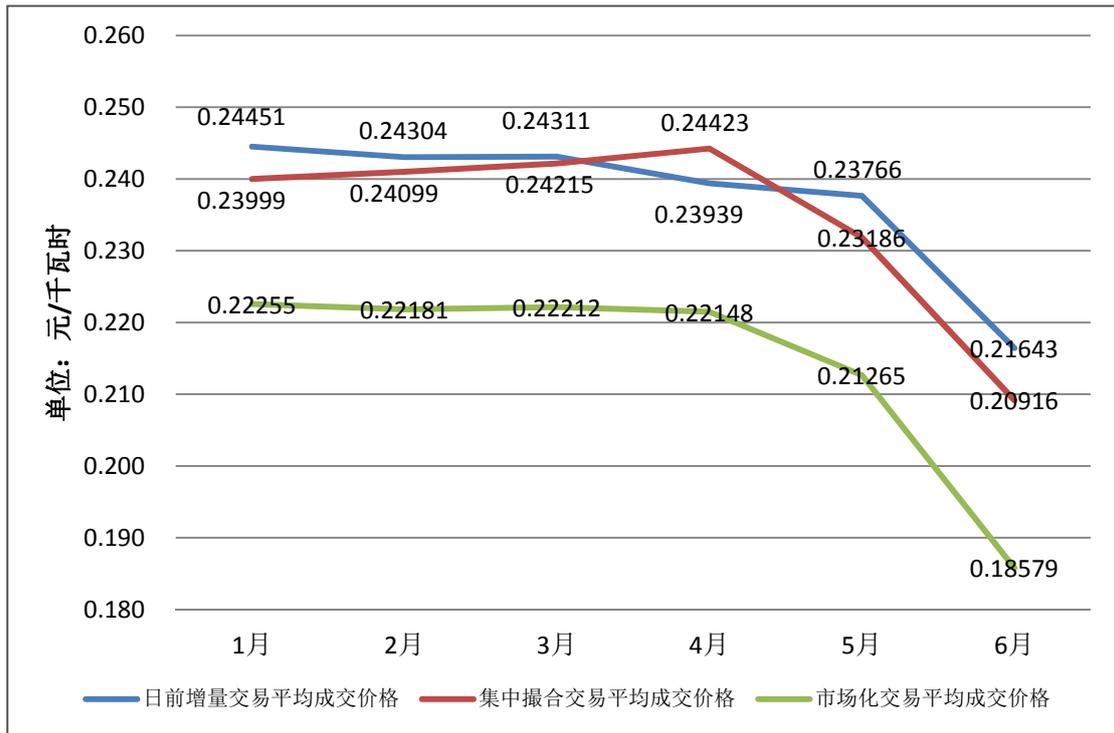


图 3.19 2016 年日前电量交易平均价格与集中撮合交易、月平均成交价对比

3.2.5 售电公司交易情况

2017 年 1 月 18 日,《云南省售电侧改革实施方案》正式印发后,昆明电力交易中心快速响应、优质服务,全力支持培育售电公司,于 1 月 19 日启动售电公司“一注册、一承诺、一公示、三备案”程序,同时开发完善电力交易系统相关功能模块,确保售电公司尽快完成准入程序参与交易。第一批 10 家售电公司于 2 月 19 日完成准入程序,并与 433 家电力用户完成委托服务授权,开始参与日前电量交易。

2017 年上半年,共 50 家售电公司完成市场准入程序,缴纳了保证金的售电公司共有 22 家,共完成电力用户委托服务授权 2055 户,售电公司每月成交电量稳步上升,特别是自 5 月云南慧能售电股份有限公司开始为冶金集团旗下电力用户提供交易服务以来,售电公司当月成交电量达到 28.05 亿千瓦时,6 月份售电公司成交电量达到 30.7

亿千瓦时，市场占比首次过半，达到了 53.81%。

表 3.17 2017 年上半年售电公司成交量与市场化成交量对比

单位：亿千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计
售电公司成交电量	--	0.06	2.94	4.56	28.05	30.70	66.30
市场化成交电量	50.11	44.47	55.1	55.88	59.76	57.05	322.37
市场占比	0.00%	0.13%	5.33%	8.16%	46.94%	53.81%	20.57%

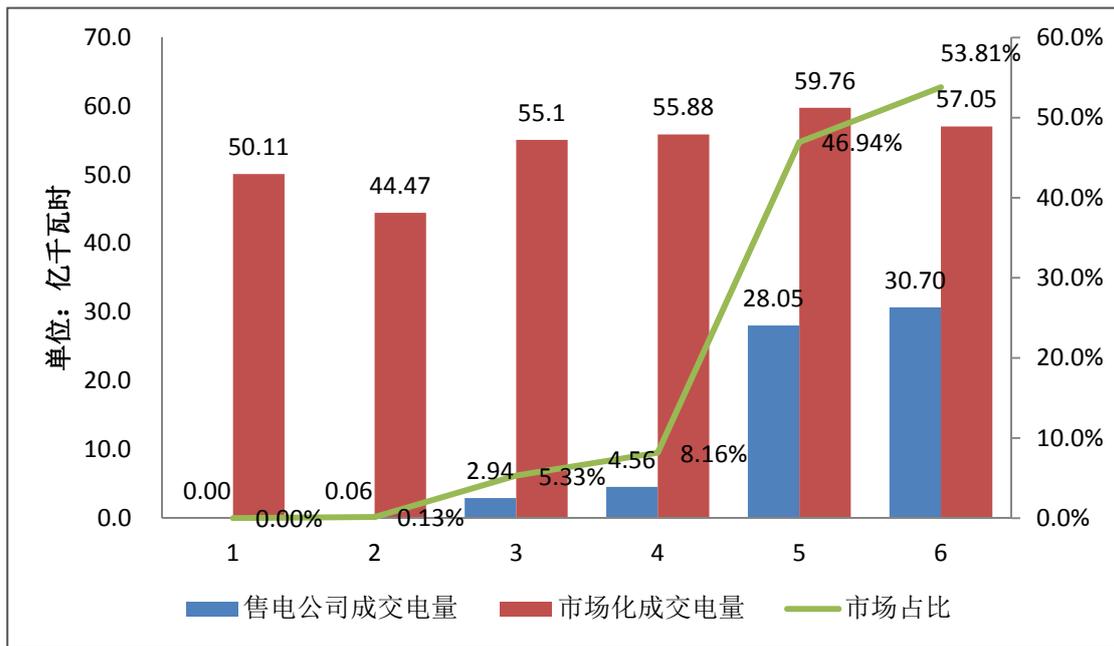


图 3.20 2017 年上半年售电公司成交量与市场化成交量对比

成交电价方面，经过三年培育，云南电力市场中电力用户的市场意识、市场能力较为成熟，交易规则中不对用户电量设置门槛，符合准入条件的用户不论电量大小均可自主参与交易，这就促使售电公司必须提供更加优质的服务才能有效吸引用户，从实际交易情况来看，上半年售电公司平均成交价较市场均价每千瓦时低 1.7 分，售电公司在确保申报电量成交的前提下，能够较为准确地把握了市场走势，体现出了较高的专业水平。

表 3.18 2017 年上半年售电公司成交电价与市场化成交电价对比

单位：元/千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计
售电公司平均成交价	--	0.24533	0.23440	0.23525	0.20212	0.18452	0.19772
集中撮合平均成交价（购方发电侧）	0.24562	0.24908	0.24570	0.24609	0.23511	0.21338	0.24031
市场化成交电价	0.22589	0.22321	0.22273	0.22184	0.21343	0.18653	0.21500

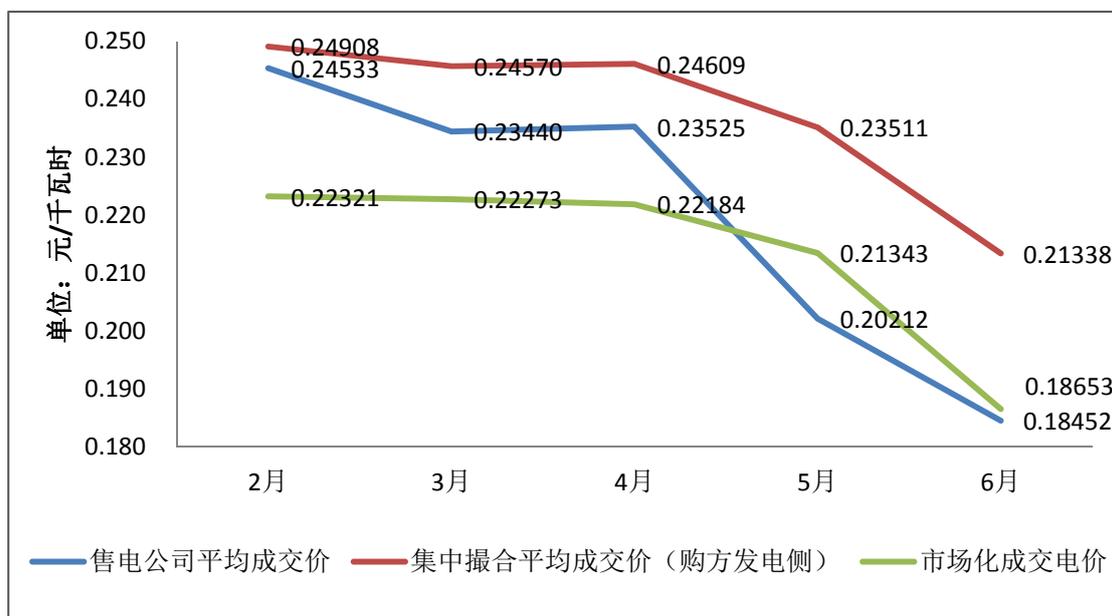


图 3.21 2017 年上半年售电公司成交电价与市场化成交电价对比

四、推动市场平稳有序运行所开展的主要工作

4.1 加强自身能力建设，服务电力市场发展

不断强化电力交易机构自身能力建设，推动各项业务协调发展，为市场主体提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，努力构建公平公正、有效竞争的市场格局。市场机制设计方面，构建多周期、多品种的交易体系，在全国首次引入月度双边协商、年度双边合同互保等交易品种，积极引导市场主体按“基准价格+浮动机制”签订中长期双边合同，引入售电公司打包参与交易，充分满足市场主体多样化的交易需求。市场交易方面，根据政府批准的交易规则组织日常电

力交易，深入州市及重点企业开展交易规则培训解读，走访调研典型发用电企业，通过微信公众号、门户网站、交易系统等途径做好信息公开。交易结算方面，强化交易结算信息化，大力做好结算系统与电网营销管理系统、计量系统的数据交互，持续完善系统结算、分析、统计等核心功能，实现了市场化结算业务与电网营销业务全闭环管理，电费结算准确率得到有效提升，结算周期大大降低。技术支持系统方面，全面建成基于“互联网+”的电力交易系统，在实现与电网企业调度、营销等内部专业系统互联互通的基础上，进一步实现了与银行、税务等外部系统接口的互联互通，有效满足了保证金支付、市场主体线上注册、售电公司委托代理等业务需求，系统消缺率及可用率达100%，有力支撑了全省电力交易业务的顺利开展。

4.2 加强沟通协调，促进汛前水位消落

为充分拉腾小湾、糯扎渡两个主力水库库容，提前为汛期水电消纳做好准备，积极协调政府相关部门、广州电力交易中心等，通过发挥南方电网大平台优势，采用“计划+市场”模式，上半年云南西电东送电量大幅增加148.21亿千瓦时，有力保障了汛前小湾、糯扎渡电站水库水位消落目标。入汛前，全网水电共腾出236亿立方米有效库容，小湾、糯扎渡电站水库水位分别消落至1170米和770米附近，均低于年度计划水位，为汛期减少弃水促进清洁能源消纳打下了坚实基础。

4.3 配合做好西电东送清算工作，维护市场主体利益

2017年上半年，云南西电东送电量增加148.21亿千瓦时，但通过电力交易平台进行交易的电量只有115.1万千瓦时。针对没有通过市场机制形成的西电东送增送电量，昆明电力交易中心积极配合做好发电企业超发电量的预结算工作，通过采取先按各月集中撮合交易平均成交价结算超发电量，事后再进行清算的办法，确保发电企业上网电费及时结算，有效缓解发电企业生产经营压力。与此同时，加强与广州电力交易中心的沟通协调，积极配合做好西电东送增送电量清算方案编制，并在增送电价上积极争取主动，全力维护发电企业利益。

4.4 加强市场培育引导，确保市场运行平稳有序

加强市场培育引导，印发《昆明电力交易中心电力交易业务指南与流程》，进一步明确和细化交易组织流程，为市场主体提供更加优质的电力交易服务。上半年，根据发电企业和电力用户双方的自主申请，组织开展临时挂牌交易19次，促进供需双方在价格接受范围内成交电量37.67亿千瓦时，其中在枯汛交替的5、6月共成交电量25.99亿千瓦时，占临时挂牌交易成交电量的68.99%，占月成交电量的22.25%，有效减少市场主体电量偏差，稳定了用电需求，实现云南电力市场由枯期向汛期的平稳过渡。

4.5 推动双边合同互保交易，健全市场风险防控机制

根据《电力中长期交易基本规则（试行）》，结合云南电力市场

实际，及时明确年度双边合同互保的交易规则和组织方式，允许在发电企业之间以及电力用户之间签订互保协议，并同步发布了互保协议建议文本，标志着《电力中长期交易基本规则（试行）》中提出的互保交易模式在全国首次落地实施，为市场主体提供了更为丰富的风险防控和对冲手段。2017年6月20日，昆明电力交易中心成功组织全国首次年度双边合同互保交易，共计申请互保电量3965万千瓦时，经安全校核后，8家用户成交互保电量2437万千瓦时。

4.6 开展售电公司信用评价，有效规范市场秩序

在全国范围率先启动售电公司信用评价体系建设，建立黑名单和负面准入制度，即基于信用评价，惩戒售电公司违规参与市场行为，建立与信用等级相挂钩的售电公司保证金制度，鼓励售电公司积极为市场做出贡献、规范开展业务，通过信用等级的不断提高，减少保证金资金沉淀，降低企业经营成本。通过暂停交易资格、调整相应售电公司信用等级等方式，引导售电公司健康成长，在培育市场的同时，也为用户进行选择提供了有效参考，有效规范了市场秩序。

五、2017年下半年市场形势预测

5.1 2017年下半年供需形势分析

5.1.1 用电需求分析

省内市场方面，为确保我省经济平稳回升，省政府出台了进一步促进全省经济持续平稳发展22条措施，并持续开展督导工作。昆明

电力交易中心根据市场运行情况，持续优化电力市场化交易组织工作，为企业提供更为丰富、灵活的交易服务，以进一步发挥我省水电富集的优势，持续合理降低企业用电成本。下半年云南省内用电市场将保持平稳较快增长，预计 7-12 月份省调平衡口径发电侧省内用电量 527 亿千瓦时。省外市场方面，依据南方电网公司下达的 2017 年西电东送计划，7-12 月份云南西电东送电量 631.6 亿千瓦时。国外市场方面，预计 7-12 月份送越南、老挝、缅甸电量 3.5 亿千瓦时。

综上所述，预计 7-12 月份省调平衡口径发电侧用电需求 1162 亿千瓦时左右。

5.1.2 供应能力分析

水电方面，预计下半年澜沧江干流偏丰 4%左右，金沙江干流偏丰 5%左右，其他流域偏枯 0-6 成左右。10 月末、年末小湾电站库水位分别按 1240 米、1225 米附近考虑，糯扎渡电站库水位分别按 812 米、807 米附近考虑情况下，下半年纳入省调平衡水电预计可发电量 1467 亿千瓦时左右。火电方面，仅考虑涉及保障电网安全、供热供气、老区政策性电量、机组备用状态确认启停电量的情况下，统调火电预计可发电量 86 亿千瓦时左右。新能源方面，结合装机容量、年度投产计划等，预计可发电量 77 亿千瓦时左右。

综上所述，预计 7-12 月份纳入省调平衡电源可发电量 1629 亿千瓦时左右。

5.1.3 电力电量平衡分析

小湾、糯扎渡以及各流域龙头水库、调节性能较好的水库最大限

度参与调节，火电仅考虑接纳涉及安全、供热、供气、备用能力确认对应电量以及政策性电量，预计下半年系统富余电量 467 亿千瓦时。若用电需求未能达到预期或发电能力大于预期，富余电量有可能进一步增加。

5.2 全年用电需求预测分析

省内用电需求方面。在省政府高度重视省内经济增长的形势下，督导组将继续做好企业复产增产工作，预计今年省内用电需求好于去年同期，预计云南电网全年省内售电量为 1166 亿千瓦时，同比增长 6.33%，其中大工业用电增长 7.33%，预计全年主要行业用电除了钢铁行业负增长外，其他行业均呈正增长，其中增量明显的主要行业有电解铝行业，预计年用电量 207.3 亿千瓦时，同比增长 13.2%，主要是东源铝厂一期停产的 246 个电解槽预计 8 月 10 日全部恢复生产，预计电解铝开工率将从目前的 89% 上升到 93%。

西电东送电量方面。按照南方电网公司下发的“水电消纳 20 条措施”力争云南省全年西电东送电量达 1204 亿千瓦时，同比增长 9.41%，其中云南电网送广东电量 842 亿千瓦时，同比增长 11.7%，送广西电量 142 亿千瓦时，同比增长 41.8%，溪洛渡送广东 220 亿千瓦时，同比减少 10.8%。

境外送电量方面。预计下半年越方仅在 11、12 月有下网需求，预计全年境外送电量 15 亿千瓦时，同比减少 13.5%，其中送越南 13.9 亿千瓦时，同比减少 5.6%，送老挝 0.62 亿千瓦时，送缅甸 0.47 亿

千瓦时。

综上所述，云南电网 2017 年预计完成售电量 2165 亿千瓦时，同比增长 10%。

5.3 全年省内电力市场化交易情况预测

综合上半年电力市场化交易情况和下半年全省主要行业开工率测算情况，预计 2017 年省内电力市场化交易成交电量 657 亿千瓦时，其中，上半年成交 322.37 亿千瓦时，下半年省内市场化电量预计在 334.63 亿千瓦时左右，其中 7 月已成交 58.1 亿千瓦时，8 至 12 月年度双边协商交易初步成交电量 81.44 亿千瓦时，下半年累计初步成交电量 139.54 亿千瓦时，剩余省内市场化电量约 195.09 亿千瓦时左右。

表 5.1 2017 年云南电力市场化交易成交情况预测表

单位：亿千瓦时

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
省内市场合计	50.11	44.47	55.10	55.88	59.76	57.05	58.10	58.00	56.00	55.00	53.00	55.00	657.48
其中：年度双边交易电量	19.49	18.71	20.71	20.08	22.44	7.97	10.66	12.48	12.43	10.75	23.28	23.08	202.10
月度交易电量（含日交易）	30.62	25.76	34.38	35.80	37.32	49.09	47.45	45.52	43.57	44.25	29.72	31.92	455.38