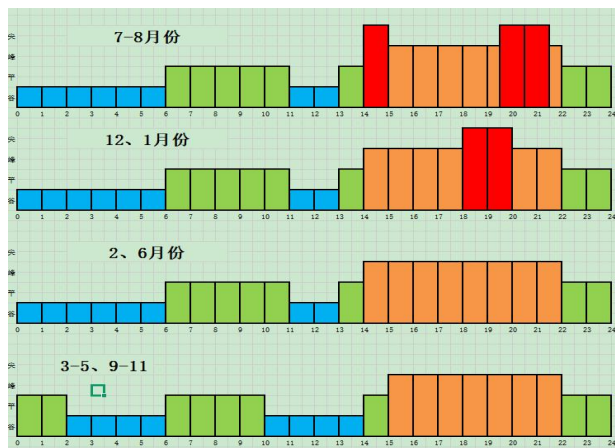


# 2025年电价时段 (新)

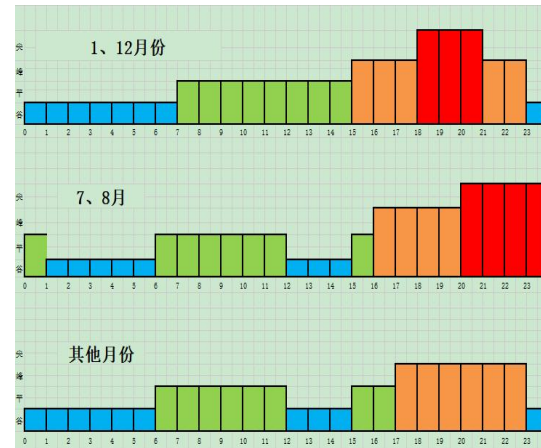
## 江苏



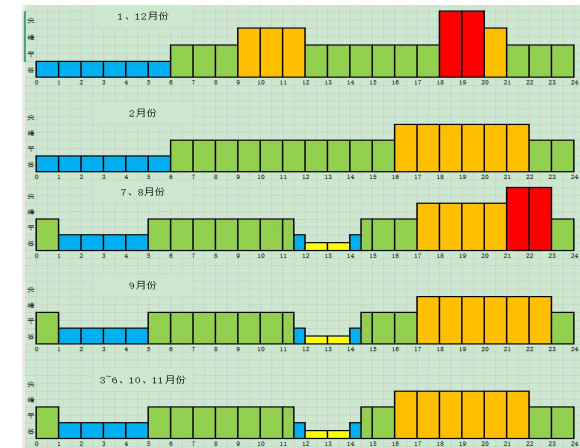
## 四川



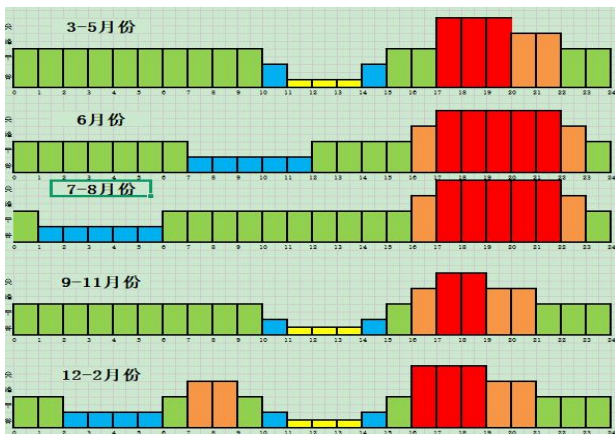
## 湖南



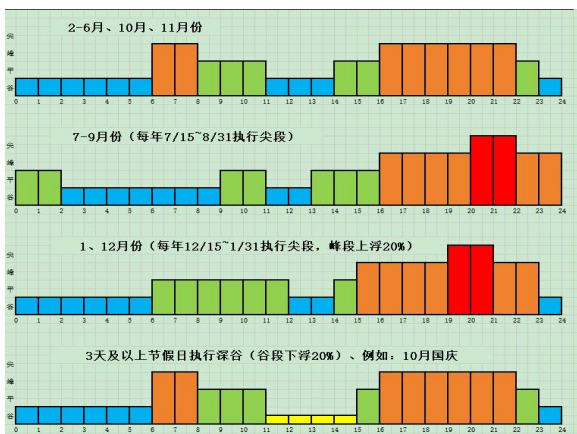
## 江西



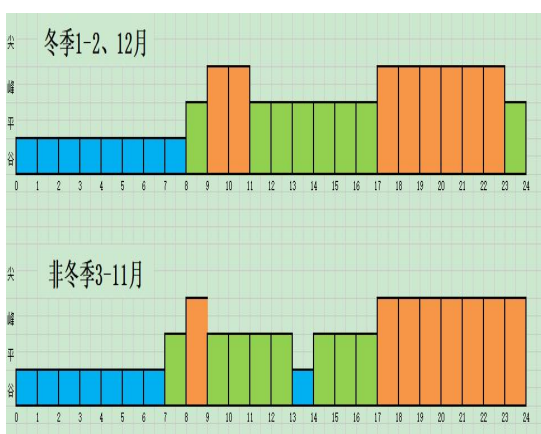
## 山东



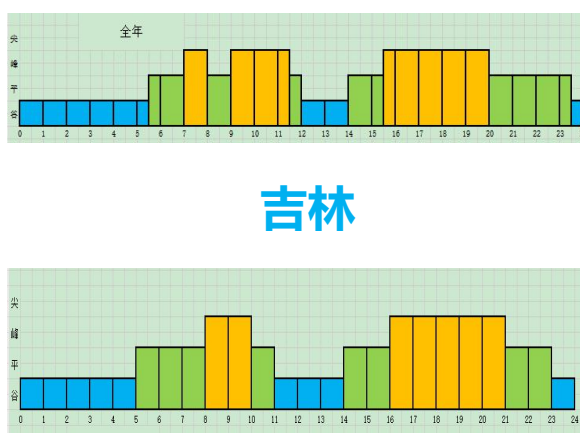
## 安徽



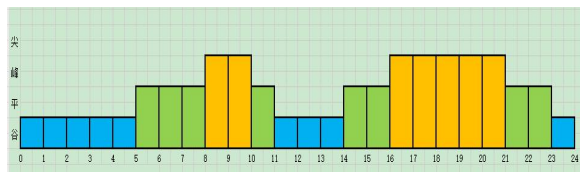
## 贵州



## 黑龙江



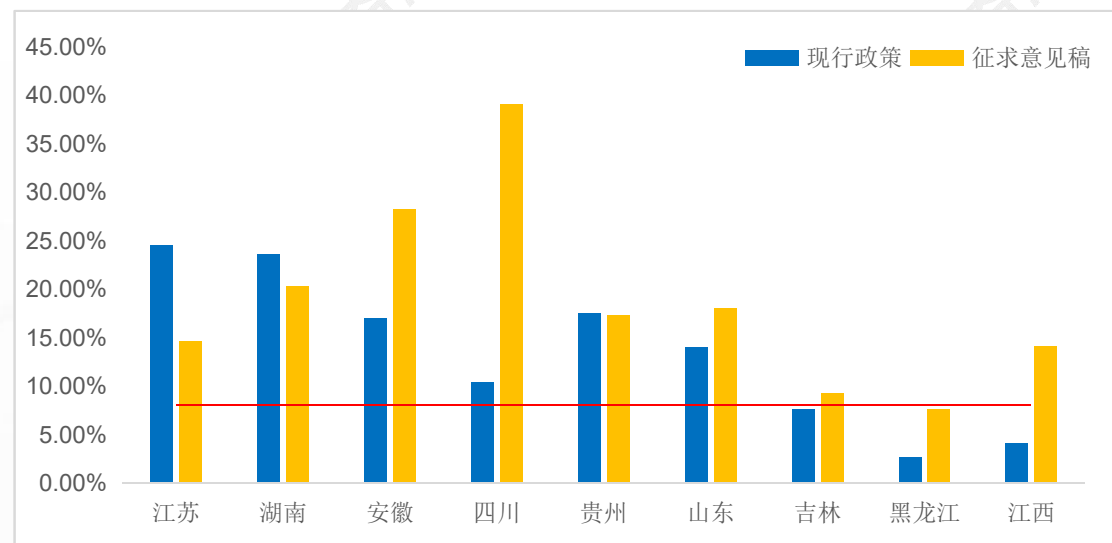
## 吉林



## ■ 新电价时段-工商储收益变化

测算边界：1MW/2MWh，0.9元/Wh，330天，10%分成，电价15年换电模型下，6月国网公布电价，9个重点省份全投资IRR统计如下：

地区	状态	发布时间	影响	现行	征求
江苏	2025.06.01实施	2025.04.30	利差	24.50%	14.59%
湖南	征求意见稿	2024.12.30	利差	23.55%	20.25%
<b>安徽</b>	2025.07.01实施	2025.05.16	<b>利好</b>	<b>16.98%</b>	<b>28.14%</b>
<b>四川 (含合约差价)</b>	4月30日实施	2024.12.23	<b>利好</b>	10.38%	<b>38.95%</b>
贵州	征集意见稿	2025.5.16	利差	17.43%	17.25%
<b>山东</b>	已实施	2025.1.1	<b>利好</b>	<b>13.93%</b>	<b>17.94%</b>
<b>吉林</b>	已实施	2025.1.21	<b>利好</b>	<b>7.54%</b>	<b>9.19%</b>
<b>黑龙江</b>	已实施	2024.10.14	<b>利好</b>	<b>2.59%</b>	<b>7.59%</b>
<b>江西</b>	征求意见稿	2025.4.25	<b>利好</b>	<b>4.05%</b>	<b>14.09%</b>
<b>云南</b>	已实施	2025.1.1	<b>利好</b>	无收益	无收益
甘肃	已实施	2024.8.1	基本无变化	无收益	无收益



在征求意见稿电价政策影响，  
 安徽、四川、山东、江西、吉林、黑龙江、云南政策**利好**工商业储能；  
**江苏**峰谷价差大幅降低，**利差**工商业储能，且有半年的时间午充只有两小时，对**装机容量限制**较大；**综合考虑对江苏市场冲击较大。**  
**四川**电价在新结算机制下，收益提升较大、对于工商业储能项目十分有利。  
**江西**调整后，从不可投资转为具备投资价值，需重点关注！  
**安徽**在现有基础上增加充放电次数，但午充只有两小时，对**装机容量限制**较大。  
 贵州多了部分月的尖峰，收益变化不大；  
**湖南、贵州等地利差，对工商储收益影响极大；**

## ■ 新政策解析-江苏政策



**政策变动后，江苏峰谷价差情况**  
以江苏2025年5月份国网电力购电价为例（10kV,两部制）

电价时段	现行电价	新政后 (浮动: 仅代理购电部分)
高峰时段	1.0871	0.96996
平时段	0.6322	0.6322
低谷时段	0.2646	0.35777
峰谷价差	0.8225	0.61219
平谷价差	0.3676	0.27443
峰谷价差变化		-25.57%

商业用户参与浮动的平段电价为上网电价（交易电价或代理购电价格），输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加、上网环节线损费用**不参与浮动**。

随着国网区域的省份电价频频改革，江苏、贵州两省电价推出新政：工商业用户参与浮动的平段电价为上网电价（交易电价或代理购电价格），输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加、上网环节线损费用不参与浮动。调整电价时段，这对于靠峰谷套利为主要收入来源的工商业储能项目来说较为不利

江苏新能源装机规模不断扩大，区域内电力波动和间歇性增大的情况；  
响应“136号文”变更用户峰谷时段，推动现货市场常态化，挖掘用户主动调峰的能力；  
峰谷价差变小，市场范围扩大，分布式光储协同增加收益空间，推动行业向多元化收益、精细化运营转型

## ■ 新政策解析-四川政策

### 四川省发展和改革委员会文件

川发改价格〔2025〕14号

#### 四川省发展和改革委员会 关于进一步完善新型储能价格机制的通知

##### 二、用户侧新型储能项目充放电价格


用户侧新型储能项目充电时可作为电力用户参加省内电力市场交易。

电力现货市场运行前，**用户侧新型储能项目放电电量参照煤电政府授权合约价格机制执行，获得平均差价费用，并参照分时电价机制（含尖峰电价机制）时段划分和浮动比例执行。**

电力现货市场交易连续结算试运行开始后，用户侧新型储能项目放电价格按照电力市场交易规则形成，不再执行上述政策。

（三）为鼓励电力用户建设新型储能项目，调节供需矛盾，**2026年12月31日前建成投运的用户侧新型储能项目，投运后两年内**其保障新型储能设备正常运行导致用电设备增容而新增的容（需）量电费，纳入全省统筹疏导。按容量电价方式计费的，以新型储能设备新增专用变压器容量确定新增容量电费；按需量电价方式计费的，以用户当月最大需量对应时刻的新型储能设备充电负荷确定新增需量电费，如缺少对应时刻的新型储能设备充电负荷数据，则按前后相邻时刻的负荷平均值确定。

本通知自2025年1月1日起执行，现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。国家和省政策如有调整，从其规定。



四川省发展和改革委员会  
2025年1月9日

煤电机组政府授权合约差价费用=煤电机组政府授权合约电量x〔煤电政府授权合约价格-MAX(省内年度集中交易对应月电能量均价，省内当月月度和月内集中交易电能量均价，各煤电机组当月省内中长期交易合同均价)〕。其中2025年煤电政府授权合约价格为**0.4392元/千瓦时**各煤电机组当月省内中长期交易合同包括年度、月度、月内市场交易合同。

政府合约价差补偿情况

水电占比	月份	年度集中交易均价	月度、月内集中交易均价	各燃煤机组当月中长期合同均价	政府合约价差(补偿)	备注
枯	1月	0.3936	0.3940	数据缺失	0.0452	2024年度数据
枯	2月	0.3936	0.3931		0.0456	
枯	3月	0.3936	0.3938		0.0454	
枯	4月	0.3936	0.3934		0.0456	
平	5月	0.2644	0.2639		0.1748	
丰	6月	0.1337	0.1361		0.3031	
丰	7月	0.1337	0.1316		0.3055	
丰	8月	0.1337	0.1318		0.3055	
丰	9月	0.1337	0.1326		0.3055	
丰	10月	0.1337	0.1379		0.3013	
平	11月	0.2644	0.2654		0.1738	
枯	12月	0.3936	0.3936		0.0456	

政策执行后，四川峰谷价差情况  
以四川2025年6月份国网电力购电价为例（10kV,两部制）

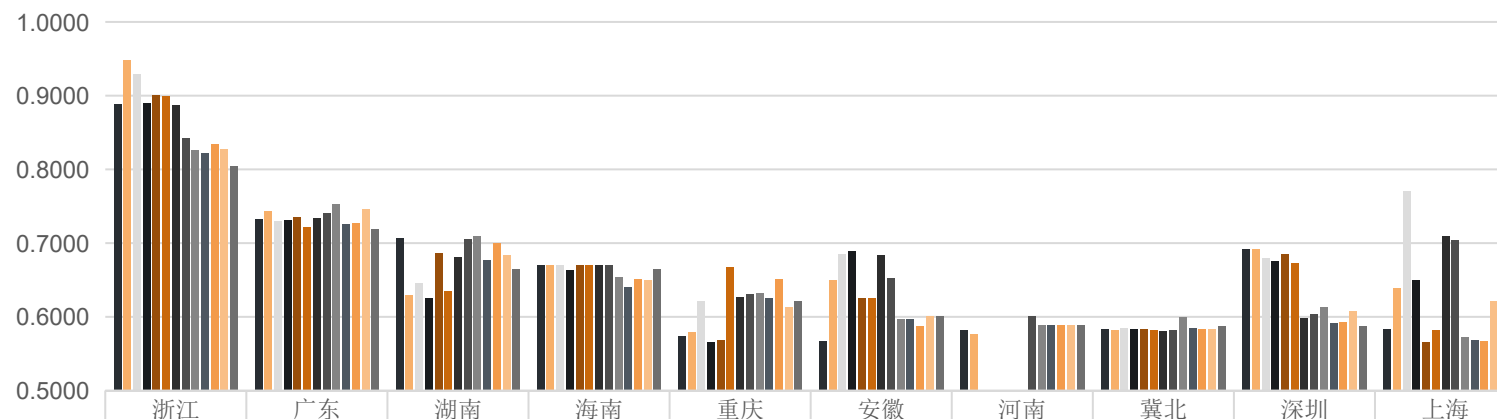
电价时段	国网电价	IRR	含煤电机组政府授权合约差价费用	IRR
尖峰时段	0.891286	10.38%	1.473238	38.95%
高峰时段	0.748207		1.233167	
平时段	0.479934		0.479934	
低谷时段	0.211661		0.211661	

测算边界：1MW/2MWh，0.9元/Wh，330天，10%分成，电价15年换电模型下

四川电价在新结算机制下，对于工商业储能项目十分有利。

# 2025年6月各地区削峰填谷电价差对比分析

对比电价均为各地区10kv大工业电价，根据储能设备每日充放电策略，进行全年削峰填谷电价差加权平均。



	浙江	广东	湖南	海南	重庆	安徽	河南	冀北	深圳	上海
■三月 (24)	0.8883	0.7327	0.7062	0.6705	0.5735	0.5667	0.5819	0.5836	0.6924	0.5830
■四月 (24)	0.9478	0.7429	0.6301	0.6702	0.5792	0.6494	0.5770	0.5819	0.6919	0.6389
■八月 (24)	0.9291	0.7301	0.6464	0.6702	0.6209	0.6847		0.5846	0.6802	0.7713
■九月 (24)	0.8895	0.7311	0.6250	0.6635	0.5655	0.6899		0.5840	0.6753	0.6504
■十月 (24)	0.9006	0.7351	0.6861	0.6702	0.5690	0.6254		0.5829	0.6853	0.5656
■11月 (24)	0.8992	0.7218	0.6355	0.6700	0.6674	0.6251		0.5815	0.6724	0.5827
■12月 (24)	0.8870	0.7343	0.6807	0.6701	0.6264	0.6837		0.5807	0.5983	0.7094
■1月 (25)	0.8419	0.7407	0.7053	0.6700	0.6303	0.6519	0.6005	0.5826	0.6040	0.7046
■2月 (25)	0.8264	0.7530	0.7097	0.6540	0.6320	0.5975	0.5888	0.5996	0.6138	0.5720
■3月 (25)	0.8224	0.7262	0.6769	0.6398	0.6253	0.5973	0.5888	0.5843	0.5913	0.5689
■4月 (25)	0.8337	0.7273	0.7002	0.6507	0.6507	0.5877	0.5892	0.5837	0.5925	0.5673
■5月 (25)	0.8278	0.7465	0.6841	0.6492	0.6137	0.6014	0.5888	0.5836	0.6084	0.6212
■6月 (25)	0.8045	0.7195	0.6653	0.6653	0.6210	0.6008	0.5886	0.5871	0.5869	0.5829

本月江苏电价下降幅度较大，约  
0.16元/kWh

最高电价差省份：浙江

电价差超过0.7元/kWh的省份：

浙江、广东

本月新进前十地区：

冀北

2025年6月全国前十省份电价差整体呈下降趋势，江苏省电价下降幅度较大。

# 全国主要地区2025年6月电价执行后收益情况

## 各地区投资静态收益率IRR对比表

(输入电价为各省2025.6月执行电价，有效期2025.06.01—2025.06.30，15年收益测算，每年工作330天，每日两充两放100%达成率，充放电深度97%；项目周期15年，项目容量2MWh,系统效率86%，其中第9年初进行技改（整体换电芯或增补能量块），技改投资费用为0.4元/Wh。)

IRR > 15%

投资方式 (15年)	投资建设成本 (元/kWh)	四川 (含合约差价)		浙江		广东		湖南		海南		冀北		上海	
		IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期
业主自营	1000	44.79%	2.1年	38.26%	2.4年	31.06%	2.9年	27.56%	3.3年	26.08%	3.4年	24.03%	3.7年	23.35%	3.7年
合同能源管理 (20%业主分成)	1000	30.02%	3.0年	25.23%	3.5年	19.86%	4.2年	17.18%	4.7年	16.03%	4.9年	14.44%	5.3年	13.91%	5.4年

# 全国主要地区2025年6月电价执行后收益情况

## 各地区投资静态收益率IRR对比表

(输入电价为各省2025.6月执行电价, 有效期2025.06.01—2025.06.30, 15年收益测算, 每年工作330天, 每日两充两放100%达成率, 充放电深度97%; 项目周期15年, 项目容量2MWh, 系统效率86%, 其中第9年初进行技改(整体换电芯或增补能量块), 技改投资费用为0.4元/Wh。)

8% ≤ IRR ≤ 15%

投资方式 (15年)	投资建设成本 (元/kWh)	深圳		重庆		山东		贵州		安徽		河南	
		IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期
业主自营	1000	23.09%	3.8年	22.43%	3.9年	21.38%	4.0年	20.36%	4.2年	20.33%	4.2年	18.01%	4.6年
合同能源管理 (20%业主分成)	1000	13.71%	5.5年	13.19%	5.6年	12.35%	5.8年	11.53%	6.1年	11.50%	6.1年	9.61%	6.7年
投资方式 (15年)	投资建设成本 (元/kWh)	陕西		江苏		冀南							
		IRR	静态回收期	IRR	静态回收期	IRR	静态回收期						
业主自营	1000	17.80%	4.6年	17.74%	4.6年	13.33%	5.6年						
合同能源管理 (20%业主分成)	1000	9.44%	6.7年	9.39%	6.7年	5.71%	11.1年						

# 2025年6月各省2次充放收益排名

## 边界条件:

2025年6月各省电价

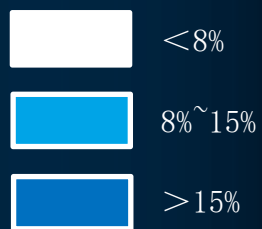
储能电站EPC成本1.0元/Wh, 电站容量

2MWh; 系统效率86%;

合同能源管理EMC 15年、2: 8分成

充放电策略: 2充2放, 2小时系统

## 收益率IRR:



排行	地区	1.0元/Wh, IRR
NO.1	四川 (含合约差价)	30.02
NO.2	浙江	25.23
NO.3	广东 (珠三角五市)	19.86
NO.4	湖南	17.18
NO.5	海南	16.03
NO.6	冀北	14.44
NO.7	上海	13.91
NO.8	深圳	13.71
NO.9	重庆	13.19
NO.10	山东	12.35
NO.11	贵州	11.53
NO.12	安徽	11.50
NO.13	河南	9.61
NO.14	陕西	9.44
NO.15	江苏	9.39

# 2025年6月各省1次充放收益排名

## 边界条件:

2025年6月各省电价

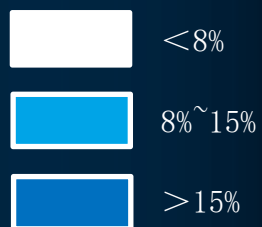
储能电站EPC成本分别为1.0元/Wh

电站容量2MWh;系统效率88.4%

合同能源管理EMC 15年、1:9分成

充放电策略:1充1放,4小时系统

## 收益率IRR:



排名	地区	1.0元/Wh, IRR
NO. 1	四川 (含合约差价)	20.26
NO. 2	广东 (珠三角五市)	15.86
NO. 3	山东	14.45
NO. 4	湖南	14.20
NO. 5	海南	13.37
NO. 6	深圳	13.24
NO. 7	安徽	12.58
NO. 8	上海	12.24
NO. 9	重庆	12.19
NO. 10	浙江	12.13
NO. 11	河南	11.69
NO. 12	贵州	9.95
NO. 13	陕西	8.86
NO. 14	江苏	8.33

# 各省区域实际分成比例业主收益

## 边界条件:

2025年6月各省电价

储能电站EPC成本分别为1.0元/Wh

电站容量2MWh;系统效率86%

合同能源管理EMC 15年

充放电策略: 2充2放, 2小时系统

业主收益: 15年总收益



## 业主收益:



排名	地区	地区常见分成比例	业主收益 (万元)
NO. 1	浙江	3: 7	353. 8359
NO. 2	广东 (珠三角五市)	25: 75	248. 7272
NO. 3	湖南	2: 8	181. 4660
NO. 4	海南	2: 8	174. 1296
NO. 5	冀北	2: 8	164. 1219
NO. 6	上海	2: 8	160. 8758
NO. 7	深圳	2: 8	159. 6097
NO. 8	重庆	2: 8	156. 4423
NO. 9	安徽	2: 8	146. 5228
NO. 10	四川 (含合约差价)	1: 9	134. 9674
NO. 11	江苏	2: 8	134. 5543
NO. 12	山东	1: 9	75. 727
NO. 13	贵州	1: 9	73. 3276
NO. 14	河南	1: 9	67. 8967
NO. 15	陕西	1: 9	67. 4092
NO. 16	冀南	1: 9	57. 5617

# 各省区域实际分成比例资方收益

## 边界条件:

2025年6月各省电价

储能电站EPC成本分别为1.0元/Wh

电站容量2MWh;系统效率86%

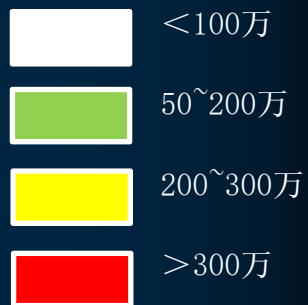
合同能源管理EMC 15年

充放电策略: 2充2放, 2小时系统

资方收益: 15年总收益



## 资方收益:



排名	地区	地区常见分成比例	资方净利润 (万元)
NO. 1	四川 (含合约差价)	1: 9	685.0944
NO. 2	浙江	3: 7	359.2396
NO. 3	广东 (珠三角五市)	25: 75	292.7141
NO. 4	湖南	2: 8	275.6984
NO. 5	海南	2: 8	251.1223
NO. 6	山东	1: 9	238.5808
NO. 7	贵州	1: 9	220.4958
NO. 8	冀北	2: 8	217.5971
NO. 9	上海	2: 8	206.7232
NO. 10	深圳	2: 8	202.4818
NO. 11	重庆	2: 8	191.8712
NO. 12	河南	1: 9	179.5321
NO. 13	陕西	1: 9	175.8443
NO. 14	安徽	2: 8	158.5366
NO. 15	江苏	2: 8	118.2981
NO. 16	冀南	1: 9	101.3525