

江西省分时电价政策对用户负荷特性影响分析及优化建议

戴奇奇¹, 戚沁雅², 王翠³

(1. 国网江西省电力有限公司经济技术研究院, 江西 南昌 330043; 2. 国网江西省电力有限公司电力科学研究院, 江西 南昌 330096; 3. 江西水利电力大学, 江西 南昌 330099)

摘要:针对江西省分时电价政策对新型电力系统发展需求支撑不足的问题,文中通过三均值算法提取负荷特征,结合K-means聚类算法划分峰谷时段,并利用NSGA算法优化峰谷价差。优化结果表明,全省夏季最大削峰、填谷能力分别达到124.6万kW和108.2万kW,冬季最大削峰、填谷能力分别达到121.9万kW和107.9万kW,优化调整后全省工商业用户整体用电成本降低约4亿元。建议结合江西省实际情况,分阶段实施相应的分时电价政策:短期,扩大工商业用户执行范围,常态化执行尖峰电价;中期,衔接现货市场,优化代理购电分时机制;长期,推动工商业全量市场化,同步优化居民分时电价。该研究为江西省优化分时电价机制、缓解电力供需矛盾及促进新能源消纳提供决策依据。

关键词:分时电价;负荷特性;优化分析;政策建议

中图分类号:TM 714 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2025)04-0019-06

0 引言

我国自20世纪80年代起开始执行分时电价政策,40年来基本保持稳定。“十四五”期间,随着新一轮电力体制改革深入推进,国家也进一步提出要深化电价改革、完善电价形成机制的决策部署^[1],要求充分发挥分时电价信号作用,服务以新能源为主体的新型电力系统建设,促进能源绿色低碳发展。

在此背景下,江西省自2002年起,对分时电价政策进行了多次修订和完善^[2-4],对全省分时电价执行范围、峰谷时段划分、峰谷价差、分时损益分摊方式等进行了多次调整。但随着江西省社会经济发展、电力体制和电力系统的深刻演化,现行峰谷分时电价政策未能精准响应实际供需的动态变化及用户对用电成本的合理诉求,亟需科学研判当前全省净负荷特性,综合考虑各类用户用电成本变化,结合电力市场建设进程,构建平稳有序、公平合理的分时电价政策机制。

为适应新型电力系统需求,学界围绕分时电价优化开展了多维度研究。时段划分方法方面,文献[5]提出考虑决策者时长偏好的0-1整数线性规划模型,解

决了传统时段划分与负荷曲线脱节问题;文献[6]基于FCM聚类算法构建动态时段划分模型,验证了分时段动态调整的必要性;文献[7]提出了一种考虑用户响应不确定性的分时电价优化方法,通过改进FCM算法划分更合理的峰谷时段,引导用户错峰用电、实现削峰填谷的分时电价方案。价格机制设计上,文献[8]和文献[9]建立发电侧与售电侧峰谷电价联合优化模型,兼顾经济性与环保性;文献[10]通过多维价格弹性系数,量化了电价调整对负荷特性的影响机理。用户响应机制领域,文献[11]针对多类型工业用户,提出需求响应-电价协同优化策略;文献[12]结合分时电价,设计用户侧储能两阶段配置模型,显著提升经济性。

然而,现有研究仍存在以下局限:多数时段划分模型未充分耦合净负荷特性与季节差异^[5-6];价格优化模型多聚焦单一目标,如峰谷差最小化,缺乏对电网收益、用户成本、新能源消纳等多目标协同的统筹^[13];针对省级电网的分时电价研究普遍忽略负荷结构矛盾及地域特性等^[14]。

针对上述问题,文中提出了基于三均值算法的用电负荷特征提取技术,构建基于K均值聚类算法(K-means clustering algorithm, K-means)的时段划分模

收稿日期:2025-05-03

作者简介:戴奇奇(1992),男,硕士,工程师,主要从事能源研究相关工作。

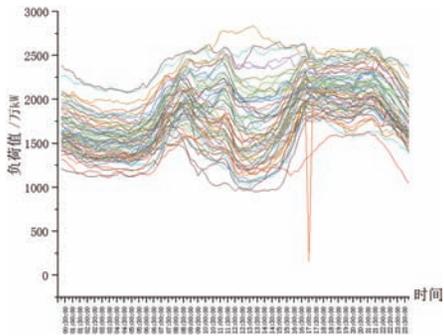
型,对全省各季节峰、平、谷、尖时段进行科学合理划分,明确峰谷电价上下浮动时段;建立电价-负荷敏感度测算模型,以峰谷差率、用电成本最小化为优化目标,通过非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm, NSGA),寻优求解峰谷价差浮动系数,为进一步优化分时电价政策提供相关政策建议。

1 用电负荷特征提取及时段划分方法

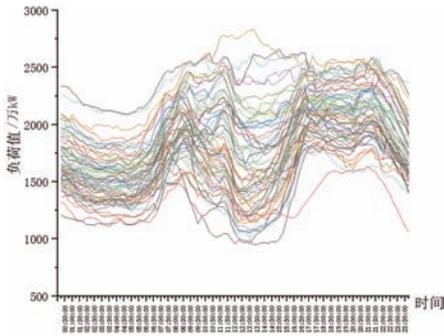
1.1 季节性净负荷特征提取方法

净负荷为全社会用电负荷扣除新能源出力后的实际用电负荷,可有效反映用电负荷实际需求与电力系统实际供应能力之间的平衡状态。考虑江西省新能源装机占比较高、新能源出力随机波动特性,研究选用江西省逐日全社会净负荷数据进行负荷特征提取,数据颗粒度为30分钟。研究采用以下步骤进行季节性负荷特征提取及对应时段划分:

1) 异常数据识别及修正:基于四分位距(IQR)的异常值检测方法,监测数据是否超出构建区间,判断离群点;由于数据颗粒度较细、变化幅度较小,各数据点之间近似于线性关系,因此采用线性插值方法对异常数据进行修正。图1为修正前后的净负荷曲线。



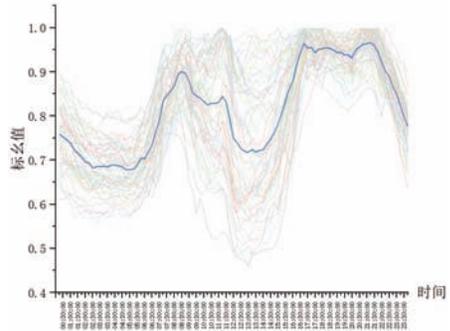
(a) 修正前



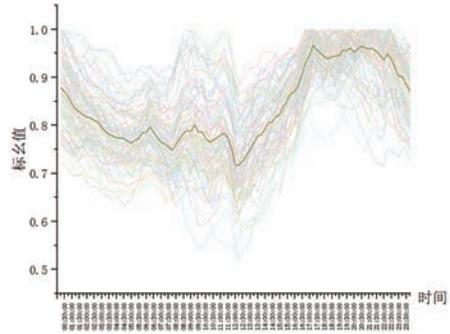
(b) 修正后

图1 修正前后净负荷曲线

2) 季节性负荷数据聚合:首先,对全年净负荷数据标准化处理,消除样本量纲差异;然后,利用长短期记忆神经网络捕捉负荷数据,提取跨季节特征,并按季度维度将时序数据划分为四组进行特征聚合。根据每组数据中1-12月数据出现频次,将全年1-12月净负荷数据规整为12月及1月、2-5月、6-9月、10月及11月共四类进行后续分析。图2为12月、1月以及10月、11月的负荷特性曲线。



(a) 12月和1月



(b) 10月和11月

图2 负荷特性曲线

3) 季节性负荷特征提取:为进一步通过各季节实际净负荷数值体现系统调节需求,选择各季节实际净负荷数据,指定具体月份后,重复步骤(2),提取并绘制季节性典型净负荷曲线,如图3所示。

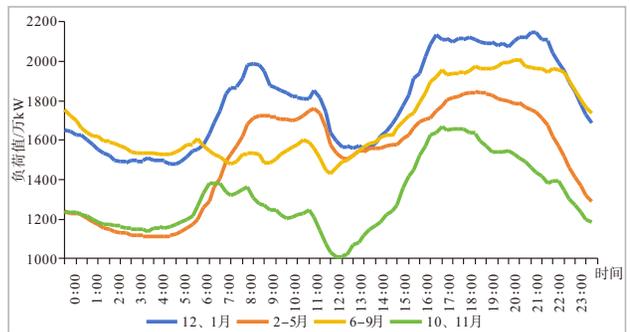


图3 四季度净负荷曲线

4) K-means 聚类算法划分峰谷时段:采用K-

means算法对四季度工作日/节假日负荷数据集进行聚类,生成季节性时段划分方案,叠加时段划分约束规则,确保划分结果与实际用电行为模式匹配。具体包括:①峰谷时长对等,尽量使得谷段减支费用与峰段增支费用相近,避免用户用电成本大幅波动;②峰、平、谷时段保持连续性,将短时间(小于2h)的孤立时段合并到邻近时段,避免短时间内用户频繁调整生产时序;③不能确定的时段按照天数占比最多优先原则进行合并。测算并进行局部调整后,江西省峰谷时段调整建议如表1所示。

表1 分时电价峰谷时段调整建议

设备类别	现行政策	调整建议
夏季 (7-9月)	峰: 16:30-20:30	峰: 16:30-20:30
	尖: 20:30-22:30	尖: 20:30-22:30
	谷: 00:00-06:00	谷: 02:00-06:00 谷: 12:00-14:00
冬季 (12-1月)	峰: 08:30-11:30	峰: 08:30-11:30
	尖: 18:00-20:00	尖: 18:00-20:00
	峰: 20:00-21:00	峰: 20:00-21:00
春季 (2-5月)	谷: 00:00-06:00	谷: 00:00-06:00
	峰: 16:00-22:00	峰: 16:00-22:00
	谷: 00:00-06:00	谷: 00:00-06:00
春季 (6月)	峰: 16:00-22:00	峰: 16:00-22:00
	谷: 00:00-06:00	谷: 02:00-06:00 谷: 12:00-14:00
	峰: 16:00-22:00	峰: 16:00-22:00
秋季 (10-11月)	谷: 00:00-06:00	谷: 02:00-06:00 谷: 12:00-14:00
	峰: 16:00-22:00	峰: 16:00-22:00
	谷: 00:00-06:00	谷: 02:00-06:00 谷: 12:00-14:00

1.2 时段优化匹配情况

为量化评估优化前后时段划分与实际负荷曲线的匹配程度,文中计算了各季度负荷曲线与对应电价时段划分的皮尔逊相关系数(Pearson Correlation Coefficient),结果如下:

夏季(7-9月):现行政策相关系数为0.4777,优化后提升至0.6698,表明优化后时段划分更符合夏季实际用电高峰与低谷特征。

冬季(12-1月):优化前后相关系数保持在0.6562。建议维持现行冬季时段划分,现有时段已能较好反映冬季负荷特性。

春季(2-5月):优化前后相关系数保持在0.8909。建议维持现行春季(2-5月)时段划分,现有时段与实际负荷高度吻合。

春季(6月):现行政策相关系数为0.8052,优化后提升至0.8653,新增午间谷段(12:00-14:00),更好地捕捉了6月特有的负荷低谷。

秋季(10-11月):现行政策相关系数为0.6686,优化后提升至0.8323。优化方案中新增午间谷段、调整凌晨谷段等区间数据,显著提升了与秋季负荷曲线的匹配度。

2 电价-负荷敏感度测算

2.1 电价-负荷互动分析模型

为进一步分析分时电价政策调整对用户削峰填谷的引导作用,并在此基础上分析用户调整用电行为后相应的用电成本变化,需首先分析电价-负荷互动关系。分时电价通过价格杠杆激励用户转移用电时段,具体表现为:峰段向平段、峰段向谷段及平段向谷段转移。构建负荷转移方程如下:

$$Q = \begin{cases} Q_{f0} - \lambda_{fp} \bar{Q}_f - \lambda_{fg} \bar{Q}_f & T \subset T_f \\ Q_{p0} + \lambda_{fp} \bar{Q}_f - \lambda_{pg} \bar{Q}_p & T \subset T_p \\ Q_{g0} + \lambda_{fp} \bar{Q}_f + \lambda_{pg} \bar{Q}_p & T \subset T_g \end{cases} \quad (1)$$

式中: Q 为调整后的用电负荷; Q_{f0} 、 Q_{p0} 、 Q_{g0} 分别为峰、平、谷各区间段的原始负荷; λ_{fp} 、 λ_{fg} 、 λ_{pg} 分别为峰平、峰谷及平谷区间的负荷转移率; \bar{Q}_f 、 \bar{Q}_p 分别为峰段及平段原始负荷的平均值; T 为所属时段区间, T_f 、 T_p 、 T_g 分别为峰、平、谷时段。

采用最小二乘法,建立目标函数(即实测负荷与拟合负荷残差平方和最小),求解最优转移率参数,确保模型预测精度,公式如下:

$$\min \sum_{t \in T} (Q_t - Q'_t)^2 \quad (2)$$

式中: Q_t 为新分时电价执行后 t 时段用户实际负荷; Q'_t 为分时电价执行后 t 时段用户的拟合负荷。

负荷转移约束条件

$$Q_{\min} \leq Q'_t \leq Q_{\max} \quad (3)$$

式中: Q_{\min} 、 Q_{\max} 分别代表用户实际负荷最小值与最大值。

负荷转移率测算模型具体求解步骤:

①获取用户执行分时电价前后典型日的实测电力负荷数据;

②将负荷转移率 λ_{fp} 、 λ_{fg} 、 λ_{pg} 设置为模型输入参数;

③利用负荷转移方程,求解用户各时段负荷拟合值;

④将式(2)的拟合负荷偏差值最小作为目标函数,考虑负荷转移约束条件,利用Matlab优化函数对其进行求解,从而确定用户负荷转移率。

2.2 模型测算结果分析

1) 数据选择

根据《关于完善分时电价机制有关事项的通知》(赣发改价管[2022]898号),2022年12月起,我省执行新分时电价,执行对象主要为大工业用户,因此研究选取江西省2021年12月—2022年11月、2022年12月—2023年11月两个完整周期年的负荷数据作为分析对象,测算分时电价政策调整对于不同时段用电负荷转移影响。

2) 测算结果

根据负荷转移率分析每日负荷转移情况,计算周期年内不同时段下的用电量数据,测算出不同季节的负荷转移率,如表2所示,夏季峰-谷、平-谷、峰-平负荷转移率分别为4.25%、2.26%、2.33%;冬季峰-谷、平-谷、峰-平负荷转移率分别为4.28%、2.21%、2.17%;春秋季节峰-谷、平-谷、峰-平负荷转移率分别为2.94%、2.01%、1.89%。

图4中蓝色曲线为2021—2022年基础数据,通过调整负荷转移率得到橙色曲线,与2022—2023年实际曲线基本一致。

表2 负荷转移率模型测算结果

用户类型	季节	峰-谷负荷转移率	平-谷负荷转移率	峰-平负荷转移率
大工业用户	夏季	4.25	2.26	2.33
	冬季	4.28	2.21	2.17
	春秋季	2.94	2.01	1.89



图4 负荷拟合曲线

2.3 综合优化方案

在确定江西省分时电价分季节峰谷时段、完成建立电价-负荷互动关系模型基础上,需进一步优化调整电价浮动比例,以各类用户用电成本不出现大幅变动为前提,最大程度激励用户削峰填谷,因此,考虑以峰值最小、谷值最大、峰谷差最小、用电成本最小作为优化目标。

1) 优化目标1:峰谷差 f_1 最小

$$f_1 = (Q_{2max} - Q_{2min}) / (Q_{1max} - Q_{1min}) \quad (4)$$

2) 优化目标2:峰值 f_2 最小

$$f_2 = Q_{2max} / Q_{1max} \quad (5)$$

3) 优化目标3:谷值 f_3 最大

$$f_3 = Q_{2min} / Q_{1min} \quad (6)$$

4) 优化目标4:用电成本变动 f_4 最小

$$f_4 = F_2 - F_1 \quad (7)$$

式中: Q_1 和 Q_2 分别为优化前和优化后日负荷; Q_{1max} 和 Q_{1min} 分别为优化前峰、谷段负荷; Q_{2max} 和 Q_{2min} 分别为优化后峰、谷段负荷; F_1 和 F_2 分别为优化前和优化后的电价成本。

(1) 约束条件

1) 电价约束。为确保价格信号强度足以引导负荷转移,系统峰谷差率大于40%的地方,峰谷电价价差原则上不低于4:1,即:

$$\frac{P_F}{P_G} > 4 \quad (8)$$

式中: P_F 为峰时电价; P_G 为谷时电价。

2) 负荷数据约束。采取峰谷电价优化后要保证峰时负荷下降、谷时负荷提高,优化前后用电总量保持基本持平,即:

$$\begin{cases} Q_{2max} < Q_{1max} \\ W_1 \approx W_2 \\ \max\{Q_{2p+g}\} < \max\{Q_{1f}\} \\ \max\{Q_{2p+g}\} < \max\{Q_{2f}\} \end{cases} \quad (9)$$

式中: W_1 、 Q_{1f} 分别为原来总电量和负荷峰值; W_2 、 Q_{2p+g} 、 Q_{2f} 分别为优化电价机制实施后用户总用电量、平时段加谷时段负荷和负荷峰值; \approx 表示基本持平。

3) 减排效果约束。采取峰谷电价前后保证新能源消纳率提高,即:

$$R_{ne_after} > R_{ne_before} \quad (10)$$

式中: R_{ne_after} 代表优化电价执行后的新能源消纳率; R_{ne_before} 代表优化电价前的新能源消纳率。

(2) 电价测算模型求解算法

峰谷电价的选择是实数优化问题,文中选择NS-GA算法作为模型的优化求解算法,具体算法流程图5所示。

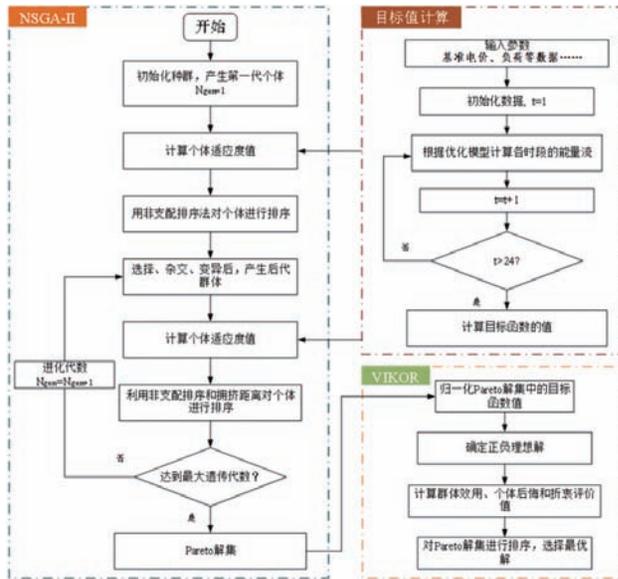


图5 算法流程图

(3) 模型求解结果及预计成效

1) 模型求解结果

江西省现行分时电价执行范围为大型工商业用户,考虑目前全国仅西藏、贵州、江西3省未将一般工商业用户纳入分时电价实施范围,其余省份均将一般工商业用户全部或者部分(100 kVA以上)纳入机制执行范围;同时,江西省100 kVA以上一般工商业用户用电量、户数少,晚高峰时段用电负荷较低谷时段高出156万kW,具备较大的负荷调节潜力;此外,目前全国有12个省份执行上网电价参与分时电价浮动,仅对上网电价进行峰谷浮动更符合改革方向。因此,优化过程前,对现行分时电价执行范围以及浮动基础做前置调整,测算后浮动比例及电价情况,如表3和表4所示。

表3 优化方案下电价浮动(110 kV电压等级/两部制电价)

浮动基础	上网电价+输配电价	上网电价
执行范围	大工业用户为主	大工业&100 kVA及以上一般工商业用户
峰谷价差	峰谷上下浮动50%, 尖峰上浮80%, 深谷下浮60%(重大节假日)	峰谷上、下浮60%, 尖峰上浮80%, 深谷下浮70%(重大节假日)

表4 优化前后电价对比(110kV电压等级/两部制电价)

时段	现行政策		优化方案	
	浮动比例(浮动基础含输配电价)	分时价格(元/kWh)	浮动比例(浮动基础不含输配电价)	分时价格(元/kWh)
尖峰	80%	1.118988(暂缓执行)	80%	0.998588
高峰	50%	0.93249	60%	0.904356
平	/	0.62166	/	0.62166
低谷	-50%	0.31083	-60%	0.338964

表5为优化后大工业用户负荷转移率,从表中数据可以得出:冬、夏季恢复尖峰电价后价差拉大,削峰

填谷效果更好;电力供需较为平缓的春秋季节按现行方案仍然暂缓执行尖峰电价,同时高峰-低谷价差降低,削峰填谷效果降低,但有利于缓解分时电价对用户用电成本影响,综合效果最优。

表5 优化后大工业用户负荷转移率

用户类型	季节	%		
		峰-谷负荷转移率	平-谷负荷转移率	峰-平负荷转移率
大工业用户	夏季	4.51	2.06	2.82
	冬季	4.54	2.01	2.63
	春秋季	2.65	1.81	1.70

2) 预计成效

2023年,大工业用户高峰时段负荷最大约1200万kW,平段最大负荷约1100万kW;100 kVA及以上一般工商业用户高峰时段负荷最大约500万kW,平段最大负荷约430万kW。根据表2和表5计算优化前后削峰填谷效果,如表6所示,计算依据为各时段最大负荷乘以对应负荷转移率。表6中数据表明,全省夏季最大削峰、填谷能力分别达到124.6万kW和108.2万kW,冬季最大削峰、填谷能力分别达到121.9万kW和107.9万kW。

表6 优化前后削峰填谷效果对比

用户类型	季节	万kW			
		优化前		优化后	
		削峰效果	填谷效果	削峰效果	填谷效果
大工业用户	夏季	78.96	75.86	87.96	76.78
	冬季	77.40	75.67	86.04	76.59
	春秋季	57.96	57.39	52.2	51.71
一般工商业用户	夏季	-	-	36.65	31.41
	冬季	-	-	35.85	31.34
	春秋季	-	-	21.75	21.03

用电成本变动方面,根据脱敏后价格数据计算优化前后的用电成本,如表7所示。一般工商业用户由于转移后平段、峰段电量仍然较高,总用电成本增加5亿元;大工业用户谷段电量占比较大,总用电成本减少9亿元。调整后工商业用户整体用电成本降低约4亿元。

表7 优化前后用电成本对比

	优化前				优化后			
	高峰电量/亿kWh	平段电量/亿kWh	低谷电量/亿kWh	电费/亿元	高峰电量/亿kWh	平段电量/亿kWh	低谷电量/亿kWh	电费/亿元
大工业用户	199	487	240	563	184	483	259	554
一般工商业用户	100	226	66	244	93	224	75	249

3 结论与建议

3.1 结论

文中针对江西省现行分时电价政策对新型电力系统发展需求支撑不足的问题,通过负荷特征精准提

取、峰谷时段科学划分以及峰谷电价差多目标优化,系统性地优化了分时电价机制。结果表明,该机制能有效激发用户需求侧响应潜力,显著提升削峰填谷能力,并在保障用户整体利益的前提下,促进电网的平稳运行。

3.2 建议

基于研究结果及江西省电力市场发展实际,提出分阶段、协同推进的分时电价政策优化路径建议:

1) 短期深化机制应用。扩大工商业用户分时电价执行范围并常态化实施尖峰电价,有利于充分释放现有政策框架下的需求响应潜力,缓解短期供需矛盾;2) 中期加强分时电价与现货市场衔接,随着电力现货市场建设的推进,将优化后的分时电价机制与现货市场价格信号有机衔接,并同步优化代理购电用户的分时电价形成机制,确保市场平稳过渡,提升价格引导的精准性;3) 远期推进市场转型,在全面推进工商业用户进入电力市场的同时,前瞻性地研究并优化居民分时电价机制,实现全社会用电行为的协同优化,为高比例新能源消纳和新型电力系统构建提供长期、稳定的价格支撑。

4 结语

分时电价政策作为电力市场改革的重要工具之一,需动态适应电力系统转型与供需变化。文中通过负荷特征提取、时段划分模型及电价敏感度优化,针对江西省现行分时电价政策在时段划分、价差机制和执行范围上的不足,提出了兼顾削峰填谷与经济效率的优化路径。短期至长期的阶段性建议,既考虑了当前电力供需矛盾与设备条件限制,也为未来现货市场建设与用户全量参与预留了衔接空间;此外,居民分时电价与新能源汽车充电政策的协同优化,进一步拓展了分时电价的应用场景。未来研究仍需关注分时电价政策的影响因素,并探索分时电价与现货市场衔接和跨区域电力市场政策协同机制等,以持续提升分时电价在新型电力系统中的调节效能,为能源绿色低碳转型提供长效支撑。

参考文献:

- [1] 国家发展改革委.关于进一步完善分时电价机制的通知[EB/OL].(2021-07-26)[2025-06-25].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067_ext.html.
- [2] 江西省发展改革委.关于完善峰谷分时及季节性电价实施办法的通知[EB/OL].(2005-08-25)[2025-06-25].<https://www.wenku.baidu.com/view/20e49df79e31433239689392.html>.
- [3] 江西省发展改革委.关于完善分时电价机制有关事项的通知[EB/OL].(2022-11-04)[2025-06-25].<http://www.jgs.gov.cn/upload-file/3/Attachment/7f28257e43.pdf>.
- [4] 江西省发展改革委.关于适当调整分时电价机制的通知[EB/OL].(2024-04-24)[2025-06-25].https://fgw.jiujiang.gov.cn/zwzx_205/yaowen/202405/W020240513586688750584.pdf.
- [5] 李艳梅,顾诚凯,任恒君,等.考虑决策者时长偏好的分时电价时段划分[J].电力工程技术,2025,44(03):131-139.
- [6] 曹婧祎,何永秀,周静涵,等.基于需求侧响应的不同时间尺度动态分时电价时段优化研究[J].电力科学与技术学报,2024,39(06):242-250,268.
- [7] 李骏龙,张超,姜一恬,等.考虑电力调节多维价值的分时电价峰谷时段设置评估模型[J/OL].中国电力,1-11[2025-06-25].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20250528.1510.010.html>.
- [8] 陈兴华.以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J].电气应用,2024,43(11):76-82.
- [9] 白青峰.分时电价及电力交易结算优化研究—基于高比例新能源电力系统的电价机制设计[J].价格理论与实践,2024(12):203-209.
- [10] 赵永嘉.基于机器学习的短期电力负荷预测及考虑用户响应的分时电价研究[D].南昌:南昌大学,2024.
- [11] 郑康霖.考虑需求响应的多类型工业用户分时电价优化策略研究[D].西安:西安理工大学,2023.
- [12] 陈景文,单茜,王金锋,等.考虑分时电价下需求响应的用户储能优化配置[J].陕西科技大学学报,2024,42(04):167-176.
- [13] 李明,王阳,张煜,等.基于多维价格弹性系数的分时电价对负荷特性影响机理[J/OL].中国电力,1-10[2025-06-25].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20230920.122.002.html>.
- [14] 禹文静,谢东日,徐琰,等.省域电网负荷特性及需求响应市场探究[J].电力大数据,2025,28(02):18-26.