

引用格式:荆永明,李强,张琳娜,等.基于两阶段场景缩减的多时间尺度时序模拟的新能源承载能力评估方法[J].电力科学与技术学报,2026,41(2):226-235.

Citation: JING Yongming, LI Qiang, ZHANG Lina, et al. An evaluation method of carrying capacity of new energy based on two-stage scenario reduction for multi-time-scale time series simulation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2026, 41(2): 226-235.

# 基于两阶段场景缩减的多时间尺度时序模拟的 新能源承载能力评估方法

荆永明<sup>1</sup>, 李强<sup>1</sup>, 张琳娜<sup>2</sup>, 刘红丽<sup>1</sup>, 许敏茹<sup>1</sup>, 汪维豪<sup>3</sup>

(1. 国网山西省电力公司经济技术研究院, 山西 太原 030021; 2. 国网山西省电力公司, 山西 太原 030021;

3. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072)

**摘要:**为解决新能源承载能力评估多时间尺度耦合导致的计算复杂问题,提出基于两阶段场景缩减的多时间尺度时序模拟的新能源承载能力评估方法,准确、高效地评估新能源承载能力。首先,构建以最小化运行成本为目标函数的电力系统时序生产模拟模型,引入惩罚机制,对弃光、弃风、弃水与切负荷进行量化约束,考虑聚合火电机组和抽水蓄能机组运行约束。其次,提出基于代数建模系统-场景缩减工具(general algebraic modeling system-scenario reduction, GAMS-SCENRED)工具的两阶段场景缩减框架,结合绝对概率距离、相对概率距离、边际相对概率距离等指标,确定缩减场景的数量和具体场景。再次,构建综合新能源承载能力评估指标体系,从供电能力、可靠性和安全性维度,量化评估高比例新能源接入对电网的影响,支撑规划调控决策。最后,采用中国某省电网数据作为实例,验证所提出的方法的可行性与有效性。研究表明:所提方法能准确确定约简场景数量,提高新能源承载能力评估的效率和精确度。

**关键词:**新能源;时序模拟;承载能力;场景缩减

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2026.02.020 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2026)02-0226-10

## An evaluation method of carrying capacity of new energy based on two-stage scenario reduction for multi-time-scale time series simulation

JING Yongming<sup>1</sup>, LI Qiang<sup>1</sup>, ZHANG Linna<sup>2</sup>, LIU Hongli<sup>1</sup>, XU Minru<sup>1</sup>, WANG Weihao<sup>3</sup>

(1. State Grid Shanxi Economic and Technical Research Institute, Taiyuan 030021, China; 2. State Grid Shanxi Electric Power Co., Ltd., Taiyuan 030021, China; 3. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

**Abstract:** To tackle the intricate computational challenges arising from the multi-time-scale coupling in evaluation of the carrying capacity of new energy, a novel evaluation methodology is proposed. This approach, grounded in multi-time-scale time series simulation with a two-stage scenario reduction strategy, is designed to achieve precise and efficient evaluation of the carrying capacity of new energy. First, a time-series production simulation model of the power system is formulated, utilizing the minimization of operational costs as its objective function. A penalty mechanism is incorporated to quantitatively constrain photovoltaic curtailment, wind power curtailment, hydropower curtailment, and load shedding. The operational constraints of aggregated thermal power units and pumped-storage hydroelectric units are also fully considered in the model. Subsequently, a two-stage scenario reduction framework based on the general algebraic modeling system-scenario reduction (GAMS-SCENRED) tool is developed. By integrating key metrics such as absolute probability distance, relative probability distance, and marginal relative probability distance,

收稿日期: 2025-06-28; 修回日期: 2025-09-16

基金项目: 国网山西省电力有限公司科技项目(52053324000B)

通信作者: 荆永明(1987—), 男, 高级工程师, 主要从事可再生能源相关政策、规划等方面的研究; E-mail: wwwjym001@163.com;

the optimal number of reduced scenarios and their specific configurations are determined. Then, a comprehensive evaluation index system for the carrying capacity of new energy is established. From the perspectives of power supply capability, reliability, and security, this system quantifies the impacts of high-penetration new energy integration on the power grid, thereby providing robust support for grid planning, operation regulation, and decision-making processes. Finally, an actual power grid data from a province in China was used as a case to validate the feasibility and effectiveness of the proposed method. The results show that the proposed method can accurately identify the optimal number of reduced scenarios, significantly enhancing both the evaluation efficiency and accuracy of the carrying capacity of new energy.

**Key words:** new energy; time series simulation; carrying capacity; scenario reduction

在全球能源低碳转型与中国“双碳”目标驱动下,新能源得到了快速发展,逐渐成为电力供应重要组成部分<sup>[1-3]</sup>。新能源出力的间歇性与波动性给电力系统安全运行、调峰调频与电能质量带来了严峻挑战<sup>[4-6]</sup>。传统评估方法依赖确定性模型或简单概率场景,无法全面反映新能源出力特性,且缺乏对多时间尺度电力系统运行特征的综合分析,导致评估结果与实际偏差较大,难以支撑新能源规划与电网决策<sup>[7-9]</sup>。随着电力系统规模扩大,亟待构建更精准、快速的新能源承载能力评估方法<sup>[10-11]</sup>。

新能源承载能力评估是实现新能源科学规划与电网安全运行的关键环节之一。目前,许多学者对新能源承载能力评估展开了研究<sup>[12-14]</sup>。文献[15]基于概率分析理论,通过弃电功率概率分布来评估新能源消纳能力,提出了一种基于非时序仿真的新能源消纳能力快速量化评估方法。文献[16]针对高比例新能源并网下配电网灵活性资源匮乏与消纳难题,构建了含多灵活性资源协调调度的新能源优化消纳模型,并利用双层嵌套结构和复合型线性化策略求解该模型。文献[17]针对新能源消纳难题,采用线性化的输电网潮流,在传统时序生产模拟模型中加入该潮流约束,提出了新模型及关键时间断面选取策略。文献[18]针对传统评估方法缺陷,分析新能源消纳机理与空间,构建了含输电网潮流约束的时序生产模拟模型,引入了关键断面潮流选取思想自动模拟,并依据模拟结果获取概率分布算期望值,实现了新能源消纳能力自动评估。

这些文献都建立了时序生产模拟模型,涉及海量数据与复杂计算,故均须对场景进行缩减,降低计算复杂度,提高评估结果的可靠性<sup>[19-21]</sup>。文献[22]综合考虑多种因素,逐时段优化全网含风电的电力平衡,并选取典型日进行含风电的全年电力平

衡计算。文献[23]采用改进的K-means聚类和两步聚类算法,生成能反映全年风电及负荷变化特征的典型场景集,并将其应用在风电接纳能力计算中。文献[24]将计及时间序列数据互相关性的形态距离作为聚类算法的相似性度量函数,建立了基于形态距离的时间序列样本聚类划分方法。文献[25]先利用肘部法则与轮廓系数判断风电、光伏类别个数;再聚类;然后,采用粒子群与遗传算法分别提取典型出力曲线;最后,对比这两种算法结果,生成典型场景。单阶段场景缩减虽可直接处理新能源与负荷联合场景,但二者异质性易导致关键信息丢失,且高维变量组合使计算量激增,难兼顾多时间尺度变量特征。

传统聚类方法则以相似度为核心,忽略了概率分布特征,依赖单一指标,易存在主观偏差。

为准确高效地评估新能源承载能力,本文利用代数建模系统-场景缩减工具(general algebraic modeling system-scenario reduction, GAMS-SCENRED)工具的快速向前选择算法,提出基于两阶段场景缩减的多时间尺度时序模拟的新能源承载能力评估方法。先对单变量缩减,保留关键场景并剥离冗余信息;再联合缩减优化关联性,结合多指标保障精度与效率;最后,采用实际算例进行仿真,验证所提方法能够准确确定约简场景数量,进一步提高新能源承载能力评估的效率和精确度。

## 1 时序生产模拟模型

### 1.1 优化目标

为实现经济性与清洁能源高效消纳的双重目标,本文所构建的电力系统时序生产模拟模型以综合成本最小化为目标函数。引入弃光、弃风、弃水及切负荷惩罚机制,设置4个弃电惩罚因子,强化清洁能源优先消纳原则。该目标函数 $F$ 为

$$\begin{cases} \min F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 + F_\beta \\ F_1 = a_h(P_{h,t})^2 + b_h P_{h,t} + c_h \\ F_2 = \sum_{t=1}^T (C_{h,t}^{\text{on}} + C_{h,t}^{\text{off}}) \\ F_3 = \sum_{t=2}^T |P_{h,t} - P_{h,t-1}| \\ F_4 = \sum_{t=1}^T c_p P_{p,t} + \sum_{t=1}^T c_n P_{n,t} \\ F_5 = \sum_{t=1}^T (c_{p,c} P_{l,c}^t + \sum_{i \in \{W,G,H\}} c_{i,c} P_{i,c}^t) \end{cases} \quad (1)$$

式中,  $F_1$  为火力发电成本;  $F_2$  为火电发电启停过程的总费用;  $F_3$  为火电机组功率爬坡造成的损耗;  $F_4$  为抽水蓄能和核电发电的启动与运行成本;  $F_5$  为灵活性资源惩罚项;  $F_\beta$  为旋转备用系数  $\varphi$  的奖励项;  $a_h$ 、 $b_h$  和  $c_h$  分别为火电机组的燃料成本、发电功率、函数系数;  $C_{h,t}^{\text{on}}$  和  $C_{h,t}^{\text{off}}$  分别为  $t$  时段火电机组的开、停机损耗;  $P_{h,t}$  为火电机组在时序运行  $t$  时段的实际发电功率;  $c_p$  为抽水蓄能机组生产单位电能所产生的综合成本;  $c_n$  为核电机组的单位发电成本;  $P_{n,t}$  为核电机组在时序运行第  $t$  时段的实时运行出力;  $P_{p,t}$  为抽水蓄能机组在时序运行  $t$  时段的实际发电功率;  $c_{p,c}$  为切负荷操作的经济惩罚量化指标;  $c_{i,c}$  为  $i$  类灵活性资源弃电行为的经济惩罚量化指标;  $i$  为灵活性资源类型,  $i \in \{W, G, H\}$ ,  $W$ 、 $G$ 、 $H$  分别为风电、光伏和水电;  $P_{l,c}^t$  和  $P_{i,c}^t$  分别为  $t$  时段的负荷切除功率与  $i$  类灵活性资源的弃电功率;  $T$  为总时间段。

## 1.2 约束条件

### 1.2.1 聚合机组相关约束

基于火电机组的不同特性, 本部分将其划分为燃煤机组、调峰燃气机组及热电燃气机组 3 种类型。构建的聚合机组运行状态的约束条件。

其中, 燃煤机组、调峰燃气机组的出力约束为

$$P_{g,t}^{\min} S_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{\max} S_{g,t}, g \in \{m, q\} \quad (2)$$

式中,  $P_{g,t}$  为  $g$  类火电聚合机组在  $t$  时段的实际发电功率;  $g \in \{m, q\}$  ( $m$ 、 $q$  分别为火电机组中的燃煤机组、调峰燃气机组的聚合机组类型标号);  $S_{g,t}$  为  $g$  类火电聚合机组在  $t$  时段的运行状态的数量;  $P_{g,t}^{\max}$ 、 $P_{g,t}^{\min}$  分别为  $g$  类火电聚合机组内在  $t$  时段的单机运行功率上限与下限。

热电燃气机组在运行过程中须契合供热负荷的基础需求曲线, 其约束表达式如下:

$$P_{r,t} \geq P_{s,t} \quad (3)$$

式中,  $P_{r,t}$  为热电燃气火电聚合机组在  $t$  时段的实际

发电功率;  $P_{s,t}$  为  $t$  时段的供热负荷实际值。

为保障电力系统稳定运行, 各类机组须满足爬坡限制要求: 在持续运行状态下, 机组功率变化须符合爬坡速率标准; 在启动或停机操作期间, 机组功率变化可超出该速率限制。该约束条件为

$$\begin{cases} P_{k,t} - P_{k,t-1} \leq S_{k,t} U_{k,\max} + P_{k,t}^{\max} (S_{k,t} - S_{k,t-1}), \\ k \in \{m, q, r\} \\ P_{k,t-1} - P_{k,t} \leq S_{k,t} D_{k,\max} + P_{k,t}^{\max} (S_{k,t-1} - S_{k,t}), \\ k \in \{m, q, r\} \end{cases} \quad (4)$$

式中,  $S_{k,t}$  为  $k$  类火电聚合机组在  $t$  时段的实际运行机组数量;  $k \in \{m, q, r\}$  ( $m$ 、 $q$ 、 $r$  分别为火电机组中的燃煤机组、调峰燃气机组、热电燃气的聚合火电机组类型标号);  $U_{k,\max}$  和  $D_{k,\max}$  分别为  $k$  类聚合机组在相邻时段内单机允许的最大爬坡功率、滑坡功率;  $P_{k,t}^{\max}$  为  $k$  类火电聚合机组内在  $t$  时段的单机运行功率上限;  $P_{k,t}$  为  $k$  类火电聚合机组在  $t$  时段的实际发电功率。

各类火力聚合机组的启停约束为

$$S_{k,t}^{\min} \leq S_{k,t} \leq S_{k,t}^{\max}, k \in \{m, q, r\} \quad (5)$$

式中,  $S_{k,t}^{\max}$  和  $S_{k,t}^{\min}$  分别为  $k$  类火电聚合机组在  $t$  时段允许投入运行的最多和最少机组数量。

燃煤机组实施单日运行约束。自启动时刻起至当日运行结束, 燃煤机组须保持持续运行状态, 期间禁止停机操作。该约束表达式如下:

$$S_{m,t} - S_{m,t-1} = 0 \quad (6)$$

式中,  $S_{m,t}$  为燃煤火电聚合机组在  $t$  时段的实际运行机组数量。

开机成本约束为

$$\begin{cases} C_{k,t}^{\text{on}} \geq 0, k \in \{m, q, r\} \\ C_{k,t}^{\text{on}} \geq c_k^{\text{on}} S_{k,t}, k \in \{m, q, r\} \\ C_{k,t}^{\text{on}} \geq c_k^{\text{on}} (S_{k,t} - S_{k,t-1}), k \in \{m, q, r\} \end{cases} \quad (7)$$

停机成本约束为

$$\begin{cases} C_{k,t}^{\text{off}} \geq 0, k \in \{m, q, r\} \\ C_{\text{off},t} = 0, k \in \{m, q, r\} \\ C_{\text{off},t} \geq c_k^{\text{off}} (S_{k,t-1} - S_{k,t}), k \in \{m, q, r\} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $c_k^{\text{on}}$  和  $c_k^{\text{off}}$  为  $k$  类火电聚合机组的单位开、停机成本参数;  $C_{k,t}^{\text{on}}$  和  $C_{k,t}^{\text{off}}$  分别为  $k$  类火电聚合机组在  $t$  时段的启、停机过程产生的费用。

所有火电聚合机组启、停机成本约束为

$$\sum_{k \in \{m, q, r\}} \tilde{P}_{k,t} \leq P_z \quad (9)$$

式中,  $\tilde{P}_{k,t}$  为  $k$  类火电聚合机组的装机总容量;  $P_z$  为系统允许的火电聚合机组总出力上限。

### 1.2.2 抽水蓄能机组相关约束

1) 抽水蓄能机组出力上、下限约束。

该约束为

$$-P_{up} \leq P_{p,t} \leq P_{up} \quad (10)$$

式中,  $P_{up}$  为等效抽水蓄能机组的最大出力值。

2) 抽蓄机组水库容量约束。

该约束为

$$\begin{cases} W_{p,s} = \sum_{t=1}^T 0.25P_{p,t} \\ -0.25\eta TP_{up} \leq W_{p,s} \leq 0.25\eta TP_{up} \end{cases} \quad (11)$$

式中,  $W_{p,s}$  为抽水蓄能机组在单位时间内的发电量;  $\eta$  为容量限制系数。

### 1.2.3 其他约束

1) 正负旋转备用约束。

该约束为

$$\begin{cases} \sum_t (P_{k,t} - P_{k,\min}) \geq \varphi P_{l,t}, k \in \{m, q, r\} \\ \sum_t (P_{k,\max} - P_{k,t}) \geq \varphi P_{l,t}, k \in \{m, q, r\} \end{cases} \quad (12)$$

式中,  $P_{k,\max}$ 、 $P_{k,\min}$  分别为  $k$  类火电聚合机组输出功率的最大、最小值;  $\varphi$  为系统旋转备用系数;  $P_{l,t}$  为  $t$  时段的系统总负荷功率。

2) 灵活性资源约束及负荷约束。

该约束式为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{lh,c}^t \leq \tilde{P}_{lh,c}^t \\ 0 \leq P_f^t \leq \tilde{P}_f^t \end{cases} \quad (13)$$

式中,  $P_{lh,c}^t$ 、 $\tilde{P}_{lh,c}^t$  分别为  $t$  时段的  $c$  能源产生的弃电功率与实际发电出力;  $P_f^t$ 、 $\tilde{P}_f^t$  分别为  $t$  时段系统调节削减的负荷功率和负荷侧的实时用电负荷。

3) 功率平衡约束。

该约束为

$$\Delta P = P_c^t + P_g^t + P_h^t + P_n^t + P_p^t + \sum_{i=1}^3 (P_i^t - P_{i,c}^t) + P_{l,c}^t \quad (14)$$

式中,  $\Delta P$  为不平衡功率;  $P_c^t$ 、 $P_g^t$ 、 $P_h^t$  分别为  $t$  时段煤炭、天然气、热冷的实际出力;  $\sum_{i=1}^3 (P_i^t - P_{i,c}^t)$  为风电、光伏、水电在  $t$  时段的实际出力。

## 2 两阶段场景缩减

从历史数据中获取新能源和负荷功率的初始场景集, 分别记其为  $S^N$  和  $S^L$ , 对场景数据进行预处理, 对日前新能源和负荷功率场景值进行最小-最

大归一化处理。两阶段场景缩减流程如图 1 所示。在图 1 中,  $S^{N,1}$  为第一阶段缩减后的新能源出力场景集,  $S^{L,1}$  为第一阶段缩减后的负荷功率场景集,  $S^1$  为第一阶段缩减后的联合场景集。

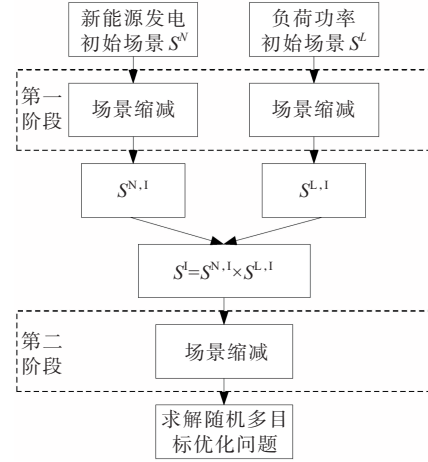


图 1 两阶段场景缩减流程

Figure 1 Flow chart of two-stage scenario reduction

### 2.1 第一阶段的场景削减

在对单个随机变量进行场景缩减处理的过程中, 分别对  $S^N$  和  $S^L$  进行场景削减, 结合绝对概率距离、相对概率距离、边际相对概率距离等指标, 使用 GAMS-SCENRED 的快速前向选择算法。此时, 设初始场景集为  $S^0$ , 其包含新能源和负荷功率等随机变量的场景; 设缩减场景集  $S^R$  (开始为空集)。设定边际相对概率距离的目标值与缩减场景集的最大基数。其中, 绝对概率距离  $\psi^{PD}$  的计算式为

$$\psi^{PD} = \sum_p \sum_{s \in S^0/S^R} \left( \pi_s^0 \min(\delta_n) \right) p \quad (15)$$

$$\delta_n = \sum_t |N_{p,s}^t - N_{p,s'}^t| \quad (16)$$

式中,  $p$  为随机变量(新能源和负荷功率);  $\pi_s^0$  为原始场景  $s$  的概率;  $\delta_n$  为随机变量  $p$  在单位时间内在场景  $s$  和  $s'$  之间归一化后的场景距离, 其通过 L1-范数得到;  $N_{p,s}^t$ 、 $N_{p,s'}^t$  分别为随机变量  $p$  在  $t$  时段的场景  $s$  和  $s'$  归一化后的数据。

原始场景集和缩减场景集之间的相对概率距离是其绝对概率距离除以一个常数。绝对概率距离是简化情景集中单个情景的特殊情况的概率距离, 故有

$$\psi^{RPD} = \psi^{PD} / \hat{\psi}^{PD} \quad (17)$$

$$\hat{\psi}^{PD} = \psi^{PD} |_{|S^R|=1} = \min_{\hat{s} \in S^0} \left( \sum_p \sum_{s \in S^0 / \{\hat{s}\}} (\pi_s^0 \delta_{nl}) \right) \hat{s} \quad (18)$$

式中,  $\psi^{RPD}$  为相对概率距离;  $\hat{\psi}^{PD}$  为缩减场景集只有

一个场景时的概率距离;  $\delta_{nl}$  为随机变量  $p$  在单位时间内场景  $s$  和  $\hat{s}$  之间归一化实现的场景距离。

边际相对概率距离  $\Delta\psi^{\text{mRPD}}$  的计算式为

$$\Delta\psi^{\text{mRPD}} = \psi^{\text{RPD}}|_{|S^q|-1} - \psi^{\text{RPD}}|_{|S^q|} \quad (19)$$

式(19)描述了每增加一个场景到缩减场景集时的相对概率距离的边际变化。

GAMS-SCENRED 的快速前向选择算法可分为4步。

1) 初始场景选取。计算每个场景与其他场景的绝对概率距离,选择绝对概率距离最小的场景加入缩减场景集,该场景最具代表性。

2) 迭代选择。从剩余初始场景中,选择加入后使缩减场景集与原始场景集相对概率距离下降幅度最大(即边际相对概率距离最大)的场景,重复此步骤。

3) 终止判断。当边际相对概率距离低于目标值且缩减场景集基数未超上限,继续迭代;若边际相对概率距离低于目标值且基数达上限,或无法显著降低相对概率距离时,算法停止。

4) 概率重分配。确定最终缩减场景集后,依据原始场景集概率分布及两者关系,重新分配缩减场景集中各场景概率,确保其准确反映原始概率特征。

## 2.2 第二阶段场景削减

将第一步削减后的新能源  $S^N$  和负荷功率  $S^L$  的场景集组合,得到组合场景集。再次运用 GAMS-SCENRED 的快速前向选择算法对组合场景集进行场景削减。此时,在第一阶段的基础上,添加平均一阶矩差和平均二阶矩差指标来评估组合场景削减。其中,平均一阶矩差计算式为

$$\Delta\bar{\lambda}_p = \frac{1}{|T| \sum_t (|\lambda_{p,t}^O - \lambda_{p,t}^R|)}, \forall p \quad (20)$$

$$\begin{cases} \lambda_{p,t}^O = \sum_{s \in S^O} (\pi_s^O \tilde{N}_{ps,t}), & \forall p, t \\ \lambda_{p,t}^R = \sum_{s \in S^R} (\pi_s^R \tilde{N}_{ps,t}), & \forall p, t \end{cases} \quad (21)$$

式中,  $\Delta\bar{\lambda}_p$  为随机变量  $p$  的原始场景集与缩减场景集之间的平均一阶矩差;  $\lambda_{p,t}^O, \lambda_{p,t}^R$  分别为随机变量  $p$  在时间段  $t$  的上场景集  $S^O, S^R$  的一阶矩;  $\pi_s^O, \pi_s^R$  分别为  $\lambda_{p,t}^O, \lambda_{p,t}^R$  的概率;  $\tilde{N}_{ps,t}$  为随机变量  $p$  在  $t$  时段的组合场景  $s$  归一化后的数据。

平均二阶矩差计算式为

$$\Delta\bar{\eta}_p = \frac{1}{|T| \sum_t (|\eta_{p,t}^O - \eta_{p,t}^R|)}, \forall p \quad (22)$$

$$\begin{cases} \eta_{p,t}^O = \sum_{s \in S^O} \left( \sqrt{\pi_s^O (\tilde{N}_{ps,t} - \lambda_{p,t}^O)^2} \right), \forall p, t \\ \eta_{p,t}^R = \sum_{s \in S^R} \left( \sqrt{\pi_s^R (\tilde{N}_{ps,t} - \lambda_{p,t}^R)^2} \right), \forall p, t \end{cases} \quad (23)$$

式中,  $\Delta\bar{\eta}_p$  为随机变量  $p$  的原始场景集与缩减场景集之间的平均二阶矩差;  $\eta_{p,t}^O, \eta_{p,t}^R$  分别为随机变量  $p$  在  $t$  时段的场景集  $S^O, S^R$  上数据的二阶矩。

持续计算绝对概率距离、相对概率距离、边际相对概率距离、平均一阶矩差和平均二阶矩差。当边际相对概率距离值低于目标值,且综合分析平均一阶矩差和平均二阶矩差指标下降显著时,确定该组合场景集基数为最终缩减场景集  $S$  的场景数量,完成场景削减过程。

## 3 综合新能源承载能力评估指标

本文构建综合新能源承载能力评估指标体系,量化分析高比例新能源接入电网后的其对供电能力、运行可靠性与安全稳定性的影响。

### 3.1 新能源-负荷时序相关性评价指标

对每日负荷曲线进行分析,识别其峰值与谷值时刻。若存在多个峰值,优先选取负荷数值最高的前2个峰值时刻与负荷数值最低的前2个谷值时刻。按照时间先后顺序,将这些关键时间点整合为时间序列  $T = \{t_1, t_2, \dots, t_c\}$ ,在此基础上,提取每日负荷曲线与新能源发电功率曲线中对应时间序列  $T$  内各时刻的功率数据,分别构建负荷功率序列  $P_L = \{P_{L1}, P_{L2}, \dots, P_{Lc}\}$  与新能源功率序列  $P_N = \{P_{N1}, P_{N2}, \dots, P_{Nc}\}$ 。在完成数据提取后,对其分别实施归一化处理,即

$$P_{NTi} = \frac{P_{Ni}}{P_{Ni}^{\max}} - 1 = \frac{4P_{Ni}}{P_{Ni}^{\max}} - 1, i = 1, 2, \dots, c \quad (24)$$

$$P_{LTI} = \frac{P_{Li}}{P_{Li}^{\max}} - 1 = \frac{4P_{Li}}{P_{Li}^{\max}} - 1, i = 1, 2, \dots, c \quad (25)$$

即可得到每日的归一化功率序列  $P_{NT}$  和  $P_{LT}$ :

$$\begin{cases} P_{NT} = \{P_{NT1}, P_{NT2}, \dots, P_{NTc}\} \\ P_{LT} = \{P_{LT1}, P_{LT2}, \dots, P_{LTc}\} \end{cases} \quad (26)$$

记日源荷归一化功率序列  $P_{NT}$  和  $P_{LT}$  的相关系数为  $C(P_{NT}, P_{LT})$ ,计算日源荷相关系数  $C(P_{NT}, P_{LT})$  的方差  $S^2$  及其均值  $\overline{C(P_{NT}, P_{LT})}$ :

$$\overline{C(P_{NT}, P_{LT})} = \frac{\sum_{k=1}^{N_y} C_k(P_{NT}, P_{LT})}{N_y} \quad (27)$$

$$S^2 = \frac{\sum_{k=1}^{N_y} [C_k(P_{NT}, P_{LT}) - \overline{C(P_{NT}, P_{LT})}]^2}{N_y - 1} \quad (28)$$

式中,  $C_k(P_{NT}, P_{LT})$  为  $k$  日的日源荷相关系数;  $N_y$  为总天数。

### 3.2 净负荷峰谷差及峰谷差变化率指标

净负荷曲线的峰谷差  $\Delta P_u$  和负荷曲线峰谷差  $\Delta P_L$  计算式分别为

$$\Delta P_u = \max_t \{P_{u,t}\} - \min_t \{P_{u,t}\} \quad (29)$$

$$\Delta P_L = \max_t \{P_{L,t}\} - \min_t \{P_{L,t}\} \quad (30)$$

式中,  $P_{u,t}$  为  $t$  时段的系统净负荷功率;  $P_{L,t}$  为  $t$  时段的系统负荷功率。

峰谷差变化率  $K_\Delta$  为

$$K_\Delta = \frac{\Delta P_u}{\Delta P_L} - 1 \quad (31)$$

若峰谷差变化率为正, 则表明负荷峰谷差值呈扩大趋势; 若峰谷差变化率为负, 则意味着负荷峰谷差值在不断缩小。为有效衡量峰谷差变化特征, 选取峰谷差变化率的均值  $\overline{K_\Delta}$  和方差  $s^2$  作为关键统计评估指标。这两者的计算式分别为

$$\overline{K_\Delta} = \frac{\sum_{k=1}^{N_y} K_{\Delta k}}{N_y} \quad (32)$$

$$s^2 = \frac{\sum_{k=1}^{N_y} (K_{\Delta k} - \overline{K_\Delta})^2}{N_y - 1} \quad (33)$$

式中,  $K_{\Delta k}$  为第  $k$  日的峰谷差变化率。

### 3.3 净负荷正/负爬坡速率及其变化率指标

对日净负荷曲线上相邻的峰谷点间的功率变化速率进行量化分析。在所有计算得出的变化速率中, 选取功率上升方向的最大变化速率作为正净负荷爬坡率  $K_{u,z}$ , 选取功率下降方向的最大变化速率作为负净负荷爬坡率  $K_{u,f}$ , 其计算式分别为

$$K_{u,z} = \max \left\{ \frac{P_{\max} - P_{\min}}{t_m} \right\} \quad (34)$$

$$K_{u,f} = \min \left\{ \frac{P_{\min} - P_{\max}}{t_m} \right\} \quad (35)$$

式中,  $P_{\max}$  和  $P_{\min}$  分别为日净负荷中的最大、最小值;  $t_m$  为最大、最小值之间的时间间隔。

对日负荷曲线, 分别计算正、净负荷爬坡率  $K_{L,z}$  和负净负荷爬坡率  $K_{L,f}$ :

$$K_{L,z} = \max \left\{ \frac{P_{L,\max} - P_{L,\min}}{t_m} \right\} \quad (36)$$

$$K_{L,f} = \min \left\{ \frac{P_{L,\min} - P_{L,\max}}{t_m} \right\} \quad (37)$$

式中,  $P_{L,\max}$ 、 $P_{L,\min}$  分别为相邻的日负荷峰、谷值。

计算净负荷和负荷正、负爬坡率的变化量相对值, 可以得到净负荷正爬坡率变化率  $|K_{u,z} - K_{L,z}|$  与负爬坡率变化率  $|K_{u,f} - K_{L,f}|$ 。

## 4 算例仿真

为验证所提方法的有效性, 采用 2025 年中国某省数据进行新能源承载能力评估。图 2 为 2025 年该省各类常规电源规划装机容量。图 3 为 2025 年该省部分地区光伏发电和风力发电规划装机容量。所有计算均在具有 32 GB 内存的 Intel Xeon 处理器 E5-1650 v3@3.5 GHz 上执行。在 GAMS 41.3.0 中对优化问题进行建模, 使用 Gurobi 9.5.2。每次优化的终止标准为 1 800 s, CPU 时间限制 1% 的相对最优性差距。

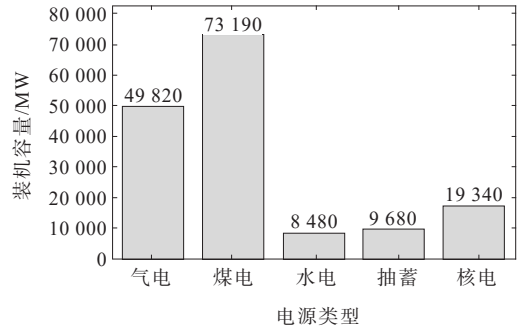


图 2 2025 年某省各类常规电源规划装机容量

Figure 2 Planned installed capacity of various conventional power sources in a certain province in 2025

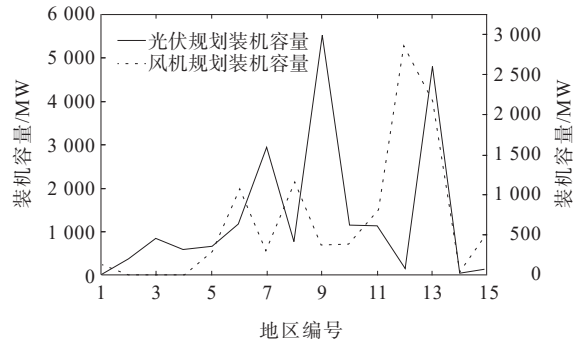


图 3 2025 年某省部分地区光伏发电和风力发电规划装机容量

Figure 3 Planned installed capacity of photovoltaic and wind power generation in some areas of a certain province in 2025

### 4.1 情景缩减

每个随机变量生成 1 000 个初始场景。按照文 1 所述的步骤进行场景缩减。对场景值进行最小-最大归一化处理。第一步缩减后不同缩减场景集基数对应指标如图 4 所示。第二步缩减后不同缩减场景集基数对应指标如图 5 所示。第二步缩减后对应指标得分如图 6 所示。

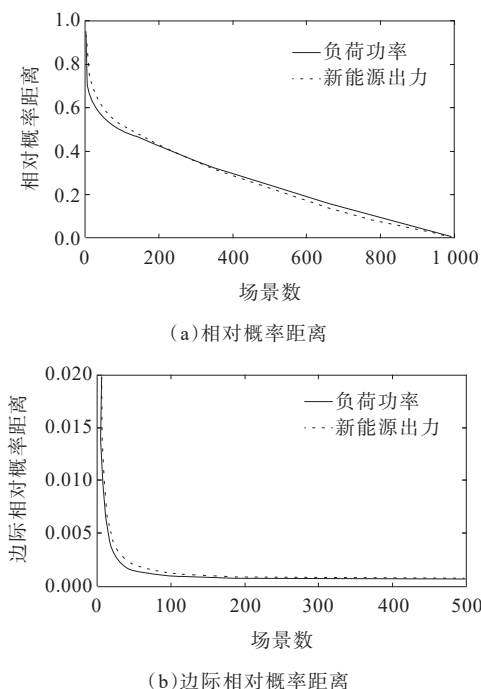


图 4 第一步缩减后不同缩减场景集基数对应指标

Figure 4 Indicators corresponding to the cardinalities of different reduced scenario sets after the first reduction step

图 4(a)展示了每个随机变量的缩减场景集的相对概率距离随所选场景数量增减而变化情况。具体来说,缩减场景中首个场景的相对概率距离值为 1;若将最初的 1 000 个场景全部选入缩减集,则其相对概率距离值变为 0。当场景基数较低时,其相对概率距离呈急剧下降趋势;当场景基数较高时,其相对概率距离几乎呈线性下降。这一现象表明,部分场景的代表性显著更强,即相较于其他场景,部分场景能使相对概率距离值下降的幅度更大。因此,保留这些场景,不仅可准确反映不确定性空间,还能保持较低的场景基数。图 4(b)展示了不同缩减场景数量下的边际相对概率距离结果。边际相对概率距离被定义为相对概率距离值的边际变化的阈值。边际相对概率距离预期会随着缩减场景数量的增加而单调递减。故基于边际相对概率距离设定停止标准,仅保留那些使相对概率距离下降幅度至少达到特定阈值的场景。

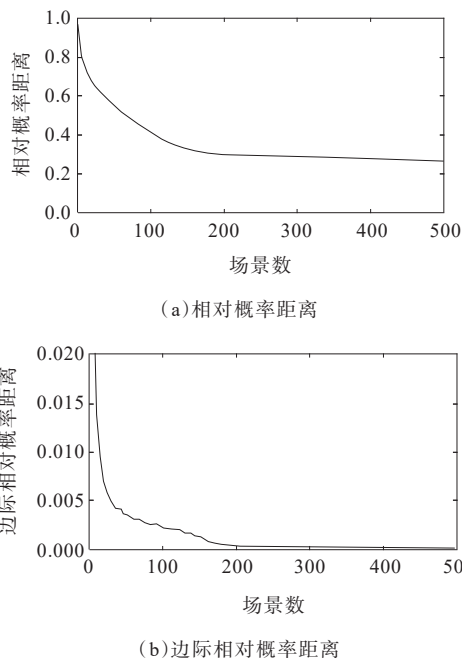


图 5 第二步缩减后不同缩减场景集基数对应指标

Figure 5 Indicators corresponding to the cardinalities of different reduced scenario sets after the second reduction step

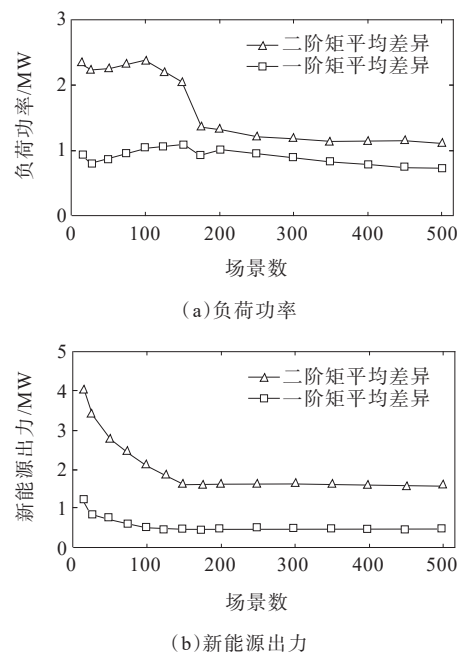


图 6 第二步缩减后对应指标得分

Figure 6 Scores of the corresponding indicators after the second reduction step

将边际相对概率距离的近似目标值设为 0.1%,并在本文所提出的场景缩减框架的每一步中,将最大缩减场景数设定为 400。基于所设定的目标,在第一步场景缩减中,新能源出力的初始场景集被缩减至 150 个,负荷功率的初始场景集被缩减至 100 个。在第二步场景缩减中,缩减场景集 S 的边际相

对概率距离值在缩减场景数约为 150 个时,降至 0.1% 的目标值以下。对一阶矩和二阶矩进行进一步分析,负荷功率的二阶矩平均差异得分在 175 个场景时显著下降。因此,在最后一步场景缩减中选择 175 个组合场景。

### 4.2 新能源承载能力评估

进一步利用缩减后的场景对新能源承载能力进行指标评估计算。新能源-负荷时序相关性评价指标如图 7 所示。图 8 为净负荷峰谷差及峰谷差变化率指标。净负荷正、负爬坡速率指标如图 9 所示。净负荷正、负爬坡速率变化率指标如图 10 所示。

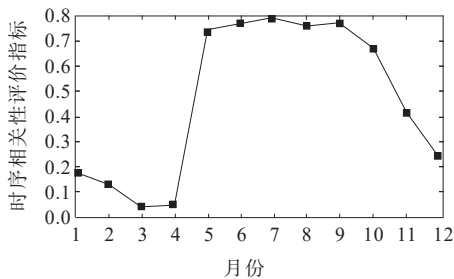


图 7 新能源-负荷时序相关性评价指标

Figure 7 Evaluation indicators for the temporal correlation between new energy and load

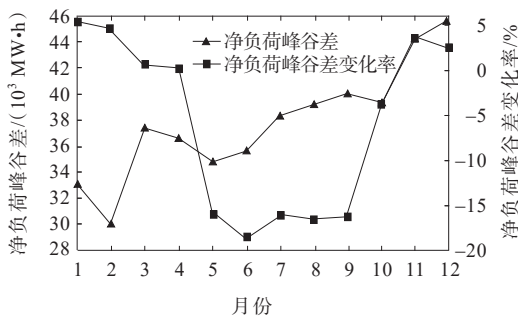


图 8 净负荷峰谷差及峰谷差变化率指标

Figure 8 Net load peak-valley difference and peak-valley difference change rate indicators

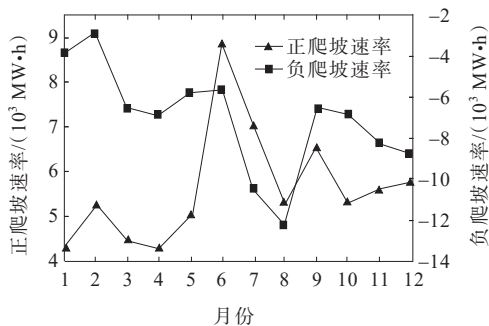


图 9 净负荷正、负爬坡速率指标

Figure 9 Net load positive/negative ramping rate indicators

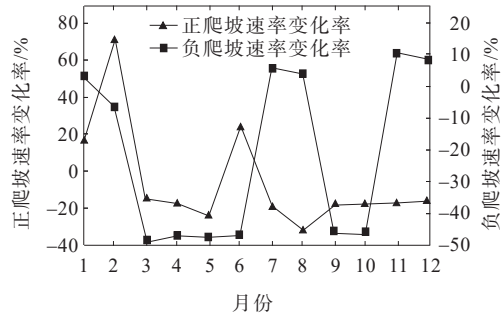


图 10 净负荷正、负爬坡速率变化率指标

Figure 10 Net load positive/negative ramping rate change rate indicators

从图 7、8 中可以看出,5~10 月份的日源荷之间的时序相关性较强,且这些月份的净负荷峰谷差变化率为负;当其他月份的日源荷之间的时序相关性较弱时,负荷峰谷差变化率为正。这一现象说明新能源出力加大了负荷的峰谷差,导致系统对电源的调控能力要求提高。进一步分析图 9、10 的爬坡速率相关指标,可发现:6 月份净负荷正爬坡速率达到最大值,其正爬坡速率变化率也为正;7 月份净负荷负爬坡速率的绝对值最大,且其负爬坡速率变化率同样为正。这些均充分说明,6 月和 7 月新能源出力显著增大了爬坡速率。这不仅对传统机组的快速响应能力提出了更高要求,也使该时段内出现负荷削减情况的可能性大幅增加。

## 5 结语

本文先建立了以实现机组运行成本最小化为目标函数的电力系统时序生产模拟模型;然后,搭建基于 GAMS-SCENRED 工具的两阶段场景缩减框架;最后,建立综合新能源承载能力评估指标体系。依据提出基于两阶段场景缩减的多时间尺度时序模拟评估方法,得出如下结论:

- 1) 利用 GAMS-SCENRED 工具和多种指标缩减场景,能精确定场景数量,降低计算复杂度,保留关键信息,提升评估效率和精确度。
- 2) 构建的评估指标体系可全面评估新能源接入对电网的影响,反映出不同月份新能源与负荷的关系,为电网运行和规划提供参考。

但本文时序生产模拟模型模型未纳入用户侧灵活性资源及新型储能,可能低估了承载能力;未明确输电通道容量约束,新能源装机集中且输电受限区域评估易偏差。在后续研究中,将扩展灵活性资源建模,构建源-网-荷-储的协同模型;融合电网拓扑与潮流约束,建双层模型并考虑省间互济,提

升评估准确性。

### 参考文献:

- [1] 沈豫, 韩钟宽, 曾振松, 等. 基于改进 WCVar 的电力系统低碳经济调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 102-111+128.  
SHEN Yu, HAN Zhongkuan, ZENG Zhensong, et al. Low-carbon economic dispatching of power systems based on fuzzy WCVar[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 102-111+128.
- [2] 罗斌, 白小龙, 臧天磊, 等. 风光水互补发电系统研究综述[J]. 发电技术, 2025, 46(6): 1097-1111.  
LUO Bin, BAI Xiaolong, ZANG Tianlei, et al. Review of research on wind-solar-hydro complementary power generation systems[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(6): 1097-1111.
- [3] 薛宇晴, 杨镜非, 黄淳驿. 计及氢-光-网系统双向耦合特性的多主体复合博弈策略[J]. 智慧电力, 2025, 53(12): 13-21.  
XUE Yuqing, YANG Jingfei, HUANG Chunyi. Multi-agent composite game strategy considering bidirectional coupling characteristics of hydrogen-photovoltaic-grid systems[J]. Smart Power, 2025, 53(12): 13-21.
- [4] 曾小青, 唐超雯. 分时电价环境下计及新能源消纳的虚拟电厂优化调度研究[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(3): 24-34.  
ZENG Xiaoqing, TANG Chaowen. Research on optimization of virtual power plants dispatch by considering the consumption of new energy under time-of-use electricity price environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 24-34.
- [5] 李本新, 樊鑫, 姜涛, 等. 考虑超分辨率风电不确定性的鲁棒安全经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(24): 89-99.  
LI Benxin, FAN Xin, JIANG Tao, et al. Robust security-constrained economic dispatch considering super-resolution wind power uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(24): 89-99.
- [6] 赵振宇, 林杉, 马乾鑫. 基于分布鲁棒优化的综合能源系统共享储能规划[J]. 电力建设, 2025, 46(11): 58-70.  
ZHAO Zhenyu, LIN Shan, MA Qianxin. Shared energy storage planning for integrated energy systems based on distributionally robust optimization[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(11): 58-70.
- [7] 王方敏, 项佳宇, 苏宁, 等. 新型电力系统风险抑制下分布式光伏承载力概率评估方法[J]. 中国电力, 2025, 58(6): 33-44.  
WANG Fangmin, XU Jiayu, SU Ning, et al. Probability evaluation method of distributed photovoltaic carrying capacity under risk suppression in new power system[J]. Electric Power, 2025, 58(6): 33-44.
- [8] 张美霞, 高凌霄, 杨秀. 基于模糊 Borda 法的电动汽车负荷对配电网影响综合评估研究[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(3): 67-77.  
ZHANG Meixia, GAO Lingxiao, YANG Xiu. A comprehensive assessment of the electric vehicle load impact on distribution network based on fuzzy Borda method[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 67-77.
- [9] 李响, 张丹, 李秋燕, 等. 计及随机性的多分布式电源接入中压配电网承载能力评估[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(17): 150-160.  
LI Xiang, ZHANG Dan, LI Qiuyan, et al. Hosting capacity evaluation of distributed generators accessing a medium voltage distribution network considering randomness[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(17): 150-160.
- [10] 黄格超, 朱童, 高剑, 等. 考虑新能源承载能力的交直流电网鲁棒扩展规划方法[J]. 高压电器, 2025, 61(5): 268-278.  
HUANG Gechao, ZHU Tong, GAO Jian, et al. Robust expansion planning method for AC/DC power grid considering the hosting capacity of renewable energy[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(5): 268-278.
- [11] 梁振锋, 李召, 彭书涛, 等. 提升新能源承载能力的抽水蓄能容量配置研究[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4206-4220.  
LIANG Zhenfeng, LI Zhao, PENG Shutao, et al. Research on capacity configuration of pumped storage to improve the carrying capacity of new energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4206-4220.
- [12] 孙荣富, 袁辉, 王小路, 等. 考虑小干扰同步稳定约束的电网新能源承载能力评估方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 47-56.  
SUN Rongfu, YUAN Hui, WANG Xiaolu, et al. Assessment method for accommodable renewable energy capacity of grid considering small-signal synchronous stability constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 47-56.
- [13] 文云峰, 杨游航, 邢鹏翔, 等. 多维因素制约下新能源消纳能力评估方法研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(1): 127-147.  
WEN Yunfeng, YANG Youhang, XING Pengxiang, et al. Review on the new energy accommodation capability evaluation methods considering multi-dimensional factors[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(1): 127-147.
- [14] 于琳琳, 贾鹏, 杨游航, 等. 计及短路比约束的新能源场站布点及网架协调规划方法[J]. 电力建设, 2024, 45(10): 24-33.

- YU Linlin, JIA Peng, YANG Youhang, et al. Coordinated planning method for new energy station siting and network considering short circuit ratio constraints[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(10): 24-33.
- [15] 张振宇,王文倬,张钢,等.基于非时序模型的新能源消纳能力评估方法[J].*电力系统自动化*, 2019, 43(20): 24-30.
- ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, ZHANG Gang, et al. Assessment method of accommodation capacity of renewable energy based on non-time-series model[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(20): 24-30.
- [16] 姜云鹏,任洲洋,李秋燕,等.考虑多灵活性资源协调调度的配电网新能源消纳策略[J].*电工技术学报*, 2022, 37(7): 1820-1835.
- JIANG Yunpeng, REN Zhouyang, LI Qiuyan, et al. An accommodation strategy for renewable energy in distribution network considering coordinated dispatching of multi-flexible resources[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(7): 1820-1835.
- [17] 朱俊澎,施凯杰,李强,等.考虑输电网潮流约束的时序生产模拟及新能源消纳能力评估[J].*电网技术*, 2022, 46(5): 1947-1955.
- ZHU Junpeng, SHI Kaijie, LI Qiang, et al. Time series production simulation and renewable energy accommodation capacity evaluation considering transmission network power flow constraints[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(5): 1947-1955.
- [18] 张艳,孟宪珍,李香平,等.引入输电网潮流约束和概率分析的新能源消纳能力自动评估[J/OL].*自动化技术与应用*, 1-6[2025-05-08].
- ZHANG Yan, MENG Xianzhen, LI Xiangping, et al. Automatic evaluation of new energy consumption capacity considering power flow constraints in transmission networks[J/OL]. *Techniques of Automation and Applications*, 1-6[2025-05-08].
- [19] 廖庆龙,谢开贵,胡博.含风电和储能电力系统的时序随机生产模拟[J].*电网技术*, 2017, 41(9): 2769-2776.
- LIAO Qinglong, XIE Kaigui, HU Bo. Sequential probabilistic production simulation of power systems with wind power and energy storage[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(9): 2769-2776.
- [20] 杨珺,李凤婷,张高航.考虑灵活性需求的新能源高渗透系统规划方法[J].*电网技术*, 2022, 46(6): 2171-2181.
- YANG Jun, LI Fengting, ZHANG Gaochang. Power system planning method with high new energy penetration considering flexibility requirements[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2171-2181.
- [21] 朱睿,胡博,谢开贵,等.含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多源电力系统时序随机生产模拟[J].*电网技术*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- ZHU Rui, HU Bo, XIE Kaigui, et al. Sequential probabilistic production simulation of multi-energy power system with wind power, photovoltaics, concentrated solar power, cascading hydro power, thermal power and battery energy storage[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3246-3253.
- [22] 刘纯,曹阳,黄越辉,等.基于时序仿真的风电年度计划制定方法[J].*电力系统自动化*, 2014, 38(11): 13-19.
- LIU Chun, CAO Yang, HUANG Yuehui, et al. An annual wind power planning method based on time sequential simulations[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(11): 13-19.
- [23] 丁明,解蛟龙,刘新宇,等.面向风电接纳能力评价的风资源/负荷典型场景集生成方法与应用[J].*中国电机工程学报*, 2016, 36(15): 4064-4071.
- DING Ming, XIE Jiaolong, LIU Xinyu, et al. The generation method and application of wind resources/load typical scenario set for evaluation of wind power grid integration[J]. *Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering*, 2016, 36(15): 4064-4071.
- [24] 林俐,肖舒,费宏运,等.基于曲线形态特征的地区规模化风电出力场景划分[J].*电网与清洁能源*, 2020, 36(3): 74-81+88.
- LIN Li, XIAO Shu, FEI Hongyun, et al. Regional scaled wind power output scene segmentation based on curve morphological features[J]. *Advances of Power System & Hydroelectric Engineering*, 2020, 36(3): 74-81+88.
- [25] 白斌,韩明亮,林江,等.含风电和光伏的可再生能源场景削减方法[J].*电力系统保护与控制*, 2021, 49(15): 141-149.
- BAI Bin, HAN Mingliang, LIN Jiang, et al. Scenario reduction method of renewable energy including wind power and photovoltaic[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(15): 141-149.