

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.226209

煤电与清洁能源协同演进优化模型及综合评价体系研究

王晓彬¹, 孟婧², 石访¹, 梁才浩², 汪洋子², 陈正曦²

(1. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东 济南 250061;
2. 全球能源互联网发展合作组织, 北京 100031)

摘要: 在碳达峰、碳中和目标下, 电力行业面临巨大的低碳转型压力。积极谋划煤电有序退出、在保证电网安全前提下加速清洁能源替代是实现双碳目标的必然选择。建立了煤电与清洁能源协同演进双层迭代优化模型。上层为电源投资决策模型, 计及负荷和风光出力波动特性, 以月为时间单位进行决策。下层是以运行经济性和满足调峰能力为目标的短期运行优化模型。进而, 分析经济、技术、安全、环境因素对能源演进路径的影响, 构建了对规划方案的综合评价指标体系, 对能源演进路径薄弱环节进行辨识。最后, 借助所提模型研究了某省级电力系统未来30年煤电与清洁能源协同演进路径, 并对演进路径进行了综合评价, 针对薄弱环节提出了相应的能源发展建议。

关键词: 低碳转型; 燃煤电厂; 清洁能源; 电源规划; 评价体系

An optimization model and comprehensive evaluation system for the synergistic evolution of coal-fired power plants and clean power sources

WANG Xiaobin¹, MENG Jing², SHI Fang¹, LIANG Caihao², WANG Yangzi², CHEN Zhengxi²

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education (Shandong University), Jinan 250061, China; 2. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Beijing 100031, China)

Abstract: With a goal of carbon peaking and carbon neutrality, the power industry is facing huge pressure of low carbon transformation. Actively planning is needed for the orderly withdrawal of coal power and accelerating the replacement of clean power sources while ensuring grid security. This paper establishes a two-layer iterative optimization model for the synergistic evolution of coal and clean power sources. The upper layer is a power source investment decision model that takes into account the fluctuating characteristics of load and wind-PV output, and makes decisions using the month as the time unit. The lower layer is a short-term operation optimization model that aims at operating economy and meeting peak regulation capacity. The impact of economic, technical, safety and environmental factors on the evolution path is analyzed, and a comprehensive evaluation index system is constructed to identify the weak links of the path. Finally, the proposed model is used to study the synergistic evolution path of coal power and clean power sources in a provincial power system over the next 30 years. A comprehensive evaluation of the evolution path is carried out, and targeted energy development suggestions are made for the weak links.

This work is supported by the Natural Science Foundation of Shandong Province (No. ZR2019MEE078).

Key words: low-carbon transition; coal-fired power plant; clean energy; generation expansion planning; evaluation system

0 引言

我国提出“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”,

基金项目: 山东省自然科学基金项目资助(ZR2019MEE078);
全球能源互联网集团有限公司科技项目资助(SGGEIG00JYJS
2000046)

是向世界做出的郑重承诺, 必将引起深刻的经济社会变革。电力行业作为碳排放的最大来源^[1-3], 从经济和技术角度相较于其他行业更易脱碳^[4-5], 被视为低碳转型的排头兵。构建以新能源为主体的新型电力系统将成为电力行业实现低碳转型的有力举措; 而新能源调节性能差, 其出力的波动性、随机性及由此产生的反调峰特性^[6-7]给系统带来了巨大的调

峰压力。在上述背景下,电源侧调节能力需与新能源接入规模同频增加;此外,如何衡量各类电源特别是煤电定位的根本性转变,以及合理配置松弛功率实时平衡刚性约束的储能装置也将成为热点问题。

针对低碳转型目标下中远期多源协同规划问题,文献[8]从规划层与运行层阐述了面向低碳经济的电源规划框架;文献[9]考虑新能源季节出力波动性,建立了经济性和环保性的多目标规划模型;文献[10]兼顾经济效益和社会效益,建立了计及热、光、风发电的多源规划优化模型;文献[11]利用能源电力系统仿真模型,探究了我国低碳转型背景下煤电与风光协同发展趋势;在我国提出双碳目标后,有学者建立了碳约束条件下电力行业长期规划与短期运行联合优化模型^[12],研究了我国2050年能源电力发展趋势;还有学者研究了我国煤电厂逐厂关闭可行的退役路径^[13],分析了煤电关停对电网稳定性、社会公平以及经济的影响。总之,大多文献力求在电源规划模型中通过运行模拟尽可能体现系统短期运行特性,在规划阶段未考虑新能源的波动特征。

针对电源规划结果评价方面,文献[14]从可靠性、安全性、经济型、环保性4个角度出发,建立了17个评价指标,对电源规划结果展开评析;文献[15]借助雷达图,从技术性能、经济效益和社会影响3个评价维度对新能源发电项目展开分析;更多文献以单一角度为切入点,如低碳性^[16-17]、灵活性^[18-19]等对规划路径进行评价。总体来看,电源规划评价方面评价方法多样,评价指标多元,可对规划结果进行比较完整的评价,但也应对路径薄弱环节展开辨识,提出系统性解决方案。

本文对煤电与清洁能源协同演进模型和评价体系展开了研究,其中清洁能源是指具有低碳或者零碳排放的电源,如风电、光伏、水电、核电等。本文主要特色有:1)以月为投资时间单位进行投资决策,在规划阶段充分计及负荷以及风光出力的季节波动性;2)在小时级运行模拟中,对煤电机组进行逐一建模,表现不同类型机组运行差异性;3)基于投资决策与运行模拟结果,建立了综合评价体系,涵盖经济、技术、安全、环境方面,对演进路径薄弱环节进行辨识。

1 多源协同演进优化模型

本文在假设网架结构能随调峰需求增加而同步扩展的前提下,考虑清洁能源与负荷多时间尺度的差异性,量化分析煤电机组调峰、爬坡、启停等复

杂调度运行约束,基于分层优化思想建立双层迭代优化模型。其中,上层为投资决策层,计及清洁能源与负荷月波动特征、兼顾清洁能源(主要是风光)投建周期短的特点,将时间尺度细化到月,得到煤电与清洁能源装机优化配置;下层为运行模拟层,对投资决策层装机配置进行调峰能力校验,在力求减少计算难度前提下充分反映电力需求和清洁能源的季节与小时级变化特征。基于全年8760h新能源出力和负荷需求曲线,通过聚合分析构造4个典型日,对应春、夏、秋、冬四季,利用96h的运行状态模拟全年电网运行特性。经投资决策层和运行模拟层协调配合和循环修正,得到煤电与清洁能源最优演进路径。该模型覆盖了全年主要电力供需场景,确保了规划结果真实可靠,模型整体框架如图1所示。



图1 模型框架

Fig. 1 Model framework

1.1 投资决策层

电源投资决策模型包括目标函数和约束条件两部分。电源投资决策目标函数是最小化考察期内系统总成本,包括电源投资成本、运行维护成本、剩余使用价值^[20];投资成本是指新建电源建设费用,由新建电源类型和数目确定;运行维护成本包括固定运行维护费用、燃料成本以及污染物排放成本;剩余使用价值是指新建电源寿命期可实现价值。目标函数表达式为

$$\min C_1 = B^{\text{inv}} + B^{\text{run}} - B^{\text{val}} \quad (1)$$

式中: C_1 为规划期内总费用; B^{inv} 、 B^{run} 、 B^{val} 分别为电源投资费用、运行维护费用以及剩余利用价值。

$$B^{\text{inv}} = \sum_{m=1}^M \sum_{i \in CP} \mu_m B_{i,m}^{\text{unit}} P_i^{\text{rate}} (X_{i,m} - X_{i,m-1}) \quad (2)$$

$$B^{\text{run}} = \sum_{m=1}^M \sum_{i \in \{CP, OP\}} \mu_m B_{i,m}^{\text{run}} P_i^{\text{rate}} X_{i,m} + \sum_{m=1}^M \sum_{i \in RP} \mu_m F_{i,m} (B_{i,m}^{\text{fuel}} + B_{i,m}^{\text{pollution}}) \quad (3)$$

$$B^{\text{val}} = \sum_{m=1}^M \sum_{i \in CP} \mu_m \sigma_{i,m} B_{i,m}^{\text{unit}} P_i^{\text{rate}} (X_{i,m} - X_{i,m-1}) \quad (4)$$

式(2)一式(4)中: m 为月份; M 为规划期总月数; i 为电源类型; CP 为新建电源集合, 包括新建燃煤电厂(CP_C)、燃气电厂(CP_G)、风电厂(CP_W)、光伏电站(CP_P)、核电站(CP_N)、水电站(CP_H)、生物质发电厂(CP_B)以及储能电站(CP_S); μ_m 表示月度资产折算因子, $\mu_m = (1+r/12)^{1-m}$, r 表示年贴现率; $B_{i,m}^{\text{unit}}$ 为电源单位造价, 随月份动态变化; P_i^{rate} 为各类电源单台机组额定容量; $X_{i,m}$ 为第 m 月电源 i 机组总台数; OP 表示原有电源集合, 包括原有燃煤电厂(OP_C)、燃气电厂(OP_G)、风电厂(OP_W)、光伏电站(OP_P)、核电站(OP_N)、水电站(OP_H)、生物质发电厂(OP_B)以及储能电站(OP_S); $B_{i,m}^{\text{fuel}}$ 为电源 i 单台机组每月固定运行维护费率; RP 表示燃料电厂集合, $RP = \{CP_C, OP_C, CP_G, OP_G, CP_N, OP_N, CP_B, OP_B\}$; $F_{i,m}$ 为燃料电厂每月燃料消耗量; $B_{i,m}^{\text{fuel}}$ 为单位燃料价格; $B_{i,m}^{\text{pollution}}$ 为燃料电厂排污惩罚因子, 污染物包括 CO_2 、 CO 、 SO_2 、 NO_X ; $\sigma_{i,m}$ 表示寿命期折现因子。

电源投资决策层约束条件如下。

1) 电力平衡约束

$$\sum_{i \in \{CP, OP\}} X_{i,m} P_{i,m} \geq (1 + S_m^D) D_m \quad (5)$$

式中: $P_{i,m}$ 为各类电源单台机组假想出力, 对于燃料电厂, 假想出力为其额定容量, 水电厂假想出力取其枯水期预想出力, 新能源电厂假想出力取其置信容量^[20-21]; D_m 为第 m 月减去区外来电份额后最大负荷需求; 考虑到机组检修以及极端天气影响, 设置容量备用系数 S_m^D 。

2) 电量平衡约束

$$\sum_{i \in RP} X_{i,m} P_{i,m}^{\text{ave}} \cdot H_m + \sum_{i \in RE} X_{i,m} E_{i,m}^{\text{real}} + \sum_{i \in \{CP_S, OP_S\}} X_{i,m} (E_{i,m}^{\text{dis}} - E_{i,m}^{\text{cha}}) \geq (1 + S_m^E) E_m \quad (6)$$

式中: $P_{i,m}^{\text{ave}}$ 为燃料电厂平均出力; H_m 为每月利用小时数; RE 为可再生能源发电, $RE = \{CP_W, OP_W, CP_P, OP_P, OP_H, CP_H\}$; $E_{i,m}^{\text{real}}$ 表示每月实际消纳的可再生能源发电量; $E_{i,m}^{\text{dis}}$ 与 $E_{i,m}^{\text{cha}}$ 分别表示储能电站每月发电量以及充电量; E_m 为每月预测用电量, 减去区外来电份额; S_m^E 为每月电量备用系数。

3) 可再生能源装机容量占比约束

$$\sum_{i \in RE} X_{i,m} P_i^{\text{rate}} \geq \lambda_m \cdot \sum_{i \in \{OP, CP\}} X_{i,m} P_i^{\text{rate}} \quad (7)$$

式中, λ_m 表示第 m 月可再生能源装机容量占比系

数, 根据区域新能源配额等要求来设定。

4) 负备用约束^[20]

$$\sum_{i \in \{OP, CP\}} \theta_i^{\text{down}} X_{i,m} P_{i,m} \geq D_m R_m^{\text{down}} \quad (8)$$

式中: θ_i^{down} 表示电源类型 i 负备用能力; R_m^{down} 为每月负备用需求系数。

5) 燃料电厂污染物排放约束

$$\sum_{m=1}^M \sum_{i \in RP} \alpha_q F_{i,m} \leq Q_{q,m}^{\text{max}} \quad (9)$$

式中: α_q 为单位燃料产生的第 q 类污染物排放量; $Q_{q,m}^{\text{max}}$ 为每月允许燃料电厂排放的第 q 类污染物总量。

6) 政策约束

为构建以新能源为主体的新型电力系统, 加快电力行业转型, 各地区不光规定可再生能源占比要求, 见约束 3), 还提出可再生能源的装机下限目标, 例如提出光伏最低装机要求如式(10)所示。

$$\sum_{m=1}^{M_{\text{ass}}} \sum_{i \in \{CP_P, OP_P\}} X_{i,m} P_i^{\text{rate}} \geq P^{\text{total}} \quad (10)$$

式中: M_{ass} 表示目标实现截止月份; P^{total} 表示装机目标。

此外, 考虑到煤电达到设计寿命后要有序退出, 将煤电机组退役约束纳入到模型中。需要指出, 模型中亦考虑了地区资源禀赋、土地利用规划等先决条件, 设定规划期内各类电源装机规模约束; 还有决策变量为非负整数等常规约束, 文献[1,19]对常规约束进行了细致介绍, 本文不再赘述。

1.2 运行模拟层

考虑到核电带基荷运行, 运行状态稳定, 通常不参与调峰, 因此运行模拟层目标函数包括除核电外燃料电厂(主要是煤电和气电)燃料费用、机组启停机费用以及弃风、弃光惩罚费用、储能充放电费用、切负荷惩罚费用, 表达式为

$$\min C_2 = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{a=1}^{X_{RP}} f(P_{a,t}^{RP}) + \lambda_u \sum_{a=1}^{X_{RP}} U_{a,t} + \lambda_d \sum_{a=1}^{X_{RP}} D_{a,t} + \lambda_w \sum_{k=1}^{X_W} E_{k,t}^W + \lambda_p \sum_{j=1}^{X_P} E_{j,t}^P + \lambda_s^{\text{dis}} \sum_{b=1}^{X_S} P_{b,t}^{\text{dis}} + \lambda_b^{\text{cha}} \sum_{b=1}^{X_S} P_{b,t}^{\text{cha}} + \lambda_l L_t^{\text{loss}} \right) \quad (11)$$

式中: C_2 为总运行费用; t 为小时数; T 为运行模拟时段内总小时数; $f(P_{a,t}^{RP})$ 表示 t 时刻机组 a 燃料费用, 为功率 $P_{a,t}^{RP}$ 的分段线性函数; X_{RP} 为燃料电厂机组数目; λ_u 、 λ_d 分别为机组启动和关停成本;

$U_{a,t}$ 、 $D_{a,t}$ 表征机组 a 在 t 时刻运行状态发生变化, 分别为启动和关停状态; λ_w 、 λ_p 分别为弃风、弃光惩罚因子; X_w 、 X_p 、 X_s 分别为运行模拟时段内风电、光伏电站、储能电站总数; $E_{k,t}^w$ 、 $E_{j,t}^p$ 分别为风电、光伏在 t 时刻弃风、弃光量; λ_s^{dis} 、 λ_b^{cha} 分别为储能单位放电、充电价格; $P_{b,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{b,t}^{\text{cha}}$ 分别为 t 时刻储能实时放电、充电功率; λ_l 为切负荷惩罚因子; L_t^{loss} 为 t 时刻失负荷量。

运行模拟层约束条件如下。

1) 实时功率平衡约束

$$\sum_{a=1}^{X_{RP}} P_{a,t}^{\text{RP}} + \sum_{k=1}^{X_w} P_{k,t}^w + \sum_{j=1}^{X_p} P_{j,t}^p + \sum_{h=1}^{X_H} P_{h,t}^H + \sum_{b=1}^{X_S} P_{b,t}^{\text{dis}} - \sum_{b=1}^{X_S} P_{b,t}^{\text{cha}} + L_t^{\text{loss}} = L_t, \quad \forall t \quad (12)$$

式中: X_H 为运行模拟时段内水电站数目; $P_{k,t}^w$ 、 $P_{j,t}^p$ 、 $P_{h,t}^H$ 分别为 t 时刻风电消纳量、光伏消纳量、水电站发电量; L_t 为等效的实时负荷值, 即实际负荷值减去核电出力及区外来电。

2) 正负备用耦合约束

$$\begin{cases} I_{a,t} P_{a,\min}^{\text{RP}} \leq P_{a,t}^{\text{RP}} - R_{a,t}^{\text{down}} \\ 0 \leq R_{a,t}^{\text{down}} \leq I_{a,t} d_a^{\text{down}} \\ 0 \leq R_{a,t}^{\text{up}} \leq I_{a,t} d_a^{\text{up}} \\ 0 \leq P_{a,t}^{\text{RP}} + R_{a,t}^{\text{up}} \leq P_{a,\max}^{\text{RP}} I_{a,t} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $I_{a,t}$ 为机组运行状态, “0” 为关机状态, “1” 为运行状态; $P_{a,\min}^{\text{RP}}$ 、 $P_{a,\max}^{\text{RP}}$ 分别为机组最小和最大出力; $R_{a,t}^{\text{down}}$ 、 $R_{a,t}^{\text{up}}$ 分别为负备用和正备用; d_a^{down} 、 d_a^{up} 分别为机组下爬坡速率和上爬坡速率。

3) 热备用约束

对于风光出力的预测难免存在误差, 因此需要燃料电厂提供备用防止系统失负荷。

$$\sum_{a=1}^{X_{RP}} R_{a,t}^{\text{up}} \geq \alpha L_t \quad (14)$$

式中: α 表示 t 时刻燃料电厂热备用系数。

4) 储能电站运行约束

储能电站具有良好的能量时移特性, 能松弛功率实时平衡的刚性约束, 其运行约束可用式(15)和式(16)表示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{b,t}^{\text{cha}} \leq P_{b,\max}^{\text{cha}} U_{b,t}^{\text{cha}} & \forall b, \forall t \\ 0 \leq P_{b,t}^{\text{dis}} \leq P_{b,\max}^{\text{dis}} U_{b,t}^{\text{dis}} & \forall b, \forall t \\ 0 \leq U_{b,t}^{\text{dis}} + U_{b,t}^{\text{cha}} \leq 1 & \forall b, \forall t \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} E_{b,t}^S = (1 - \delta_b) E_{b,t-1}^S + \left(\eta_b^{\text{cha}} P_{b,t-1}^{\text{cha}} - \frac{P_{b,t-1}^{\text{dis}}}{\eta_b^{\text{dis}}} \right) \Delta T & \forall b, \forall t \\ E_{b,\min}^S \leq E_{b,t}^S \leq E_{b,\max}^S & \forall b, \forall t \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{b,\max}^{\text{cha}}$ 、 $P_{b,\max}^{\text{dis}}$ 分别表示储能电站最大充电、放电功率; $U_{b,t}^{\text{cha}}$ 、 $U_{b,t}^{\text{dis}}$ 分别表示储能电站充电和放电状态, 取值为“0”或“1”, “0”表示不充电(不放电), “1”表示充电(放电), 该约束表征在任意时刻单个储能电站只能在充电或放电状态中选择一种运行; $E_{b,t}^S$ 为 t 时刻储能电站 b 储能量, MWh; δ_b 为储能电站自损耗系数; η_b^{cha} 、 η_b^{dis} 表征储能电站充电、放电效率; $E_{b,\min}^S$ 、 $E_{b,\max}^S$ 为储能电站最小和最大储能量, MWh。

此外, 模型中还包括机组实时出力上下限约束、爬坡约束、关停机时间约束、关停机状态逻辑约束等常规约束, 文献[22]已进行了研究, 本文不再赘述。

2 适用于多源协同演进路径的评价体系

经济、技术、安全、环境等因素相互耦合, 影响多源协同演进路径^[14,23]; 对多源协同演进路径进行全方位评析, 进而对演进路径薄弱环节进行精准辨识, 可为电力规划决策者提供现实可行的决策建议; 而构建适用于低碳转型目标下多源协同演进路径的综合评价体系将提供有力支撑。本文以上述影响因素为切入点, 遵循系统性、一致性、独立性、可测性、可比性原则^[24], 建立适用于低碳转型目标下多源协同演进路径的综合评价体系, 综合评价体系流程如图2所示。

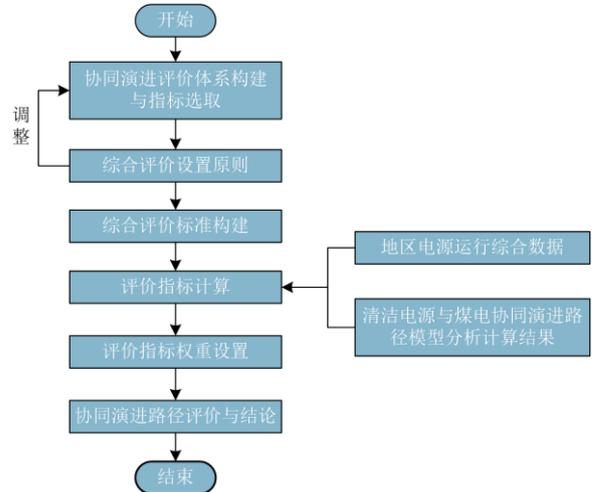


图2 综合评价体系流程

Fig. 2 Integrated evaluation system process

综合评价体系流程具体含义如下:

1) 评价指标群构建与提炼: 对于定性指标, 给出详细描述特征; 对于定量指标, 明确量化计算方法。根据规划需求提炼评价指标, 例如: 指标面向未来以新能源为主体的新型电力系统, 指标要能充分体现新能源波动性、反调峰特性对系统的影响。

2) 综合评价方法选取: 针对步骤 1) 选取的指标进行优化重组, 采用层次分析法^[24], 评价指标架构分为一级指标、二级指标等。

3) 评价标准构建: 设置多源协同演进路径综合评价评分标准, 给定同一指标不同水平下对应分数。

4) 评价指标计算: 结合地区电源运行数据, 对协同演进模型给出的演化趋势进行各指标计算。

5) 指标权重设置: 采用多种指标确权方法确定

各指标对综合结果的重要程度, 避免单一指标确权方法带来的偏差。

6) 路径评价与结论: 根据步骤 4) 和步骤 5) 确定的评价结果, 对演进路径进行多维评价, 借助评价结果对路径薄弱环节辨识, 提出相应的政策建言。

2.1 综合评价指标的合成

表 1 为本文建立的适用于多源协同演进路径的评价体系。该评价体系共有一级指标 4 类、二级指标 11 种。经济指标主要反映演进路径中投资新建电源和实际运行产生的费用; 安全指标旨在揭示演进路径中电力供应稳定性和可靠性; 环境指标利用清洁能源占比与电源侧二氧化碳排放程度体现电源侧低碳转型力度; 技术指标则是突出系统消纳新能源的能力和系统调峰能力。

表 1 综合评价体系

Table 1 Comprehensive evaluation system

一级指标	二级指标	定义	表征含义
经济指标 <i>C</i>	投建成本 C_1	新建电源建设成本	电源投资经济性程度
	燃料成本 C_2	燃料电厂实际运行中消耗燃料成本	燃料电厂运行状态
	运维成本 C_3	各类电源实际运行产生的费用之和	电源运行经济性程度
安全指标 <i>S</i>	电力自给率 S_1	本地区电源发电量占全社会用电量比例	地区电力自给供应程度
	源荷匹配度 S_2	本地区电源总装机容量与最大负荷之比	地区供电充裕度
	间歇性电源比例 S_3	风力、光伏发电装机容量占总装机容量比例	系统供电波动情况
环境指标 <i>E</i>	碳排放量 E_1	电源侧年度排放二氧化碳量	电源侧低碳转型成效
	清洁能源比例 E_2	清洁能源装机容量占总装机容量之比	电源侧清洁化程度
技术指标 <i>T</i>	清洁能源承载力 T_1	清洁能源发电消纳量占全社会用电量的比例	系统消纳清洁能源能力
	最大调峰能力 T_2	可控电源调峰总容量	系统调峰能力
	调峰应变能力 T_3	可控电源装机容量与系统最高负荷峰谷差之比	电源结构应对负荷剧烈波动的能力

2.2 综合评价指标赋权

单一主观或客观确权法确定指标权重可能存在偏差^[25], 影响评价结果合理性; 本文采用层次分析法和熵权法结合的综合赋权法来确定评价指标权重。其中: 层次分析法作为一种主观赋权法, 借助专家打分对各指标两两进行重要性对比, 确定指标权重; 熵权法属于客观赋权法, 利用指标计算结果决定指标权重, 不受主观因素影响。层次分析法和熵权法确权公式可见文献^[25-26]。

指标确权后, 利用准则集确定各类指标得分, 本文设置准则集包含“优秀、良好、一般、普通、及格”5 个等级, 对应分数分别为 100、90、80、70 和 60 分。

3 实例分析

3.1 基础数据构建

以我国北方某省级实际系统为例, 立足于该省

当前既定电源投产计划和规划目标, 研究该省未来 30 年煤电与清洁能源协同演进情况。该省现有电源装机情况如表 2 所示; 其中, 该省煤电机组约 407 台, 机组服役年限如图 3 所示, 设定服役年限满 30 年的煤电机组有序退出。该省计划 2025 年可再生能源装机达到 8 500 万 kW、2035 年投运和在建核电达到 3 000 万 kW。

表 2 电源结构

Table 2 Power source structure

电源类型	煤电	核电	光伏	风电
容量/MW	115 440	2 500	25 100	19 600
电源类型	水电+抽蓄	生物质	省外来电	总计
容量/MW	1 080	2 930	20 000	186 650

参考国内电源实际投资成本^[27], 结合国际可再生能源机构研究报告^[28], 设定各类电源单位投资建设成本, 如表 3 所示。经济可开发的水资源逐渐减少, 开发难度加大, 水电建设成本呈上升趋势, 其余电源成本呈下降趋势。此外, 典型日风光出力

负荷需求根据历史时序数据采用 K-means 聚类^[29-30]生成并考虑容量增长效应。设置的本地区电力需求边界条件见表 4。

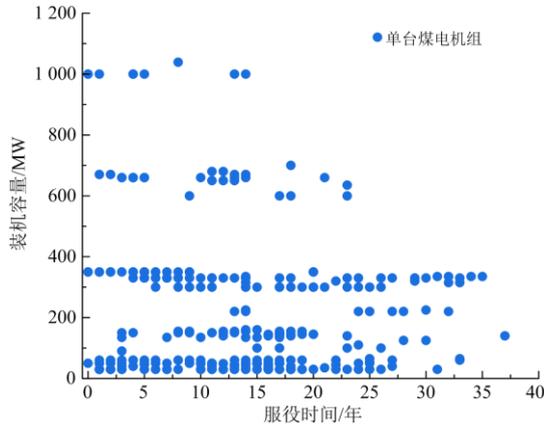


图 3 煤电机组服役年限

Fig. 3 Service life of coal power

表 3 电源投资成本

Table 3 Investment cost of power supply

电源类型	成本/(元/kW)	年下降率/%	电源类型	成本/(元/kW)	年下降率/%
煤电	3 900	0.1	气电	3 150	1
核电	12 720	0.8	水电	11 000	-0.1
风电	7 500	2	光伏	7 000	3
储能	5 700	5	生物质	11 186	1

表 4 电力需求边界条件

Table 4 Boundary condition of electricity demand

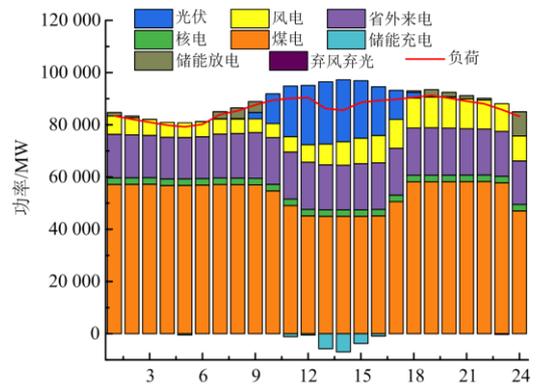
年份	2021	2030	2050
用电量/亿 kWh	6 330	8 360	11 870
最大负荷/万 kW	10 300	13 800	19 755

3.2 电源优化配置结果

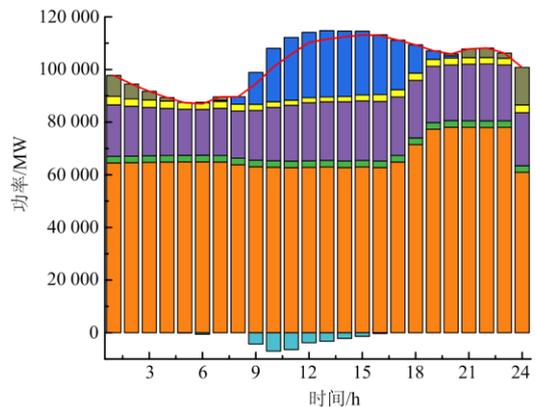
投资决策层以月为最小时间分辨率进行电源优化配置；运行模拟层中每年取 4 个典型日，进行典型日调峰能力校验。图 4 给出 2025 年四季典型日电源出力情况。由图 4 可知：风光出力具有明显的季节波动性，夏季风电出力极小，冬季光伏出力明显降低，当风光成为主力电源保证电力平衡时，就必须要考虑年内风光投入运行的时间，这也印证了提高投资决策层时间分辨率由年到月的必要性。整体来看，典型日内通过调节煤电出力实现了风光的足额消纳；储能充放电功能松弛了电力实时平衡刚性约束，提高了系统的灵活性。

运行模拟层进行 120 个典型日调峰能力校验，

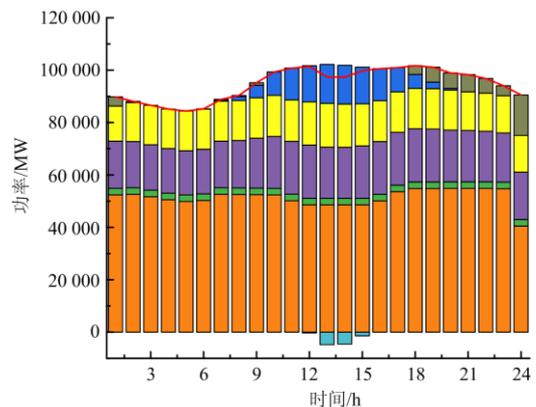
可确定投资决策层对未来 30 年的电源优化配置是否合理。若满足系统调峰需求则认为电源配置合理，否则调整容量备用系数重新进行迭代求解，直至满足调峰需求为止。表 5 给出了满足调峰需求且经济性最优的新增电源配置结果。从表 5 中可以看出，新增电源主要是风电和光伏，两者年平均装机速度为 8 941 MW/年，仅为该省份 2020 年新增风光装机 (12 700 MW) 的 0.70 倍，因此从建设角度来说到 2050 年实现表 5 中所列风光装机规模是切实可行的。



(a) 春季典型日



(b) 夏季典型日



(c) 秋季典型日

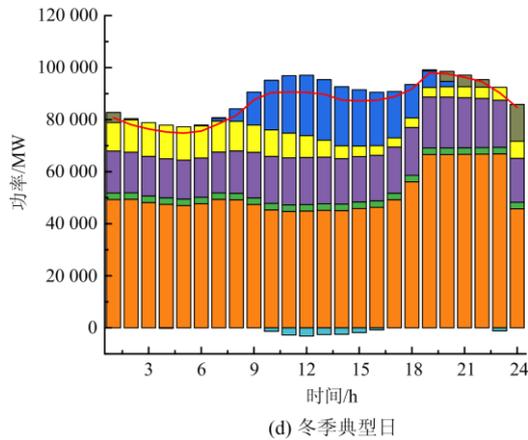


图4 典型日电源出力

Fig. 4 Typical day output of power supply

表5 新增电源装机容量

Table 5 Installed capacity of the new power supply

新增电源类型	装机容量/MW	占比/%
煤电	2 300	0.72
气电	5 115	1.60
水电+抽蓄	2 880	0.90
核电	40 500	12.70
光伏	158 870	49.80
风电	109 350	34.28

3.3 多源演进路径分析

从电源装机容量来看(图5): 随着煤电机组到达设计使用寿命后有序退出, 以风光为代表的清洁能源逐渐成为主导电源, 2029年煤电装机容量为108 272 MW, 占比首次低于50%; 到2050年, 存量煤电占比为2.5%, 风光占比达到83%, 该省电源装机结构形成了光伏>风电>核电>煤电>气电>生物质>水电的结构态势。从电源装机年份来看: 2030年前尚有新增煤电, 随着风光成本的迅速下降以及低碳转型目标约束, 2030年后煤电不再有新增; 2040年前光伏和风电发展规模相当, 但受制于该省风电建设潜力有限, 2040年后光伏增长速度明显高于风电。

从电源发电量上来看(图6): 若计及省外来电, 煤电发电量占比将在2029年低于50%, 为47%; 不考虑省外来电, 到2050年清洁能源发电量将超过1亿kW, 占省内电源发电量的93.3%。2050年, 省内电源发电量形成了风电>核电>光伏>煤电>气电>生物质>水电的结构态势。从碳排放轨迹来看(图7): 该路径下CO₂排放量于2025年达到峰值, 为5.05亿t; 与不考虑政策目标下路径相比, 达峰年份提前了5年; 2050年碳排放量为0.75亿t, 相较于峰值

下降85.15%, 电源侧低碳转型效果显著。

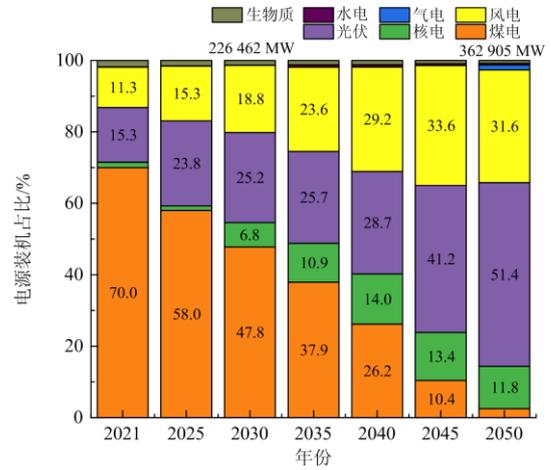


图5 电源装机结构

Fig. 5 Power supply construction

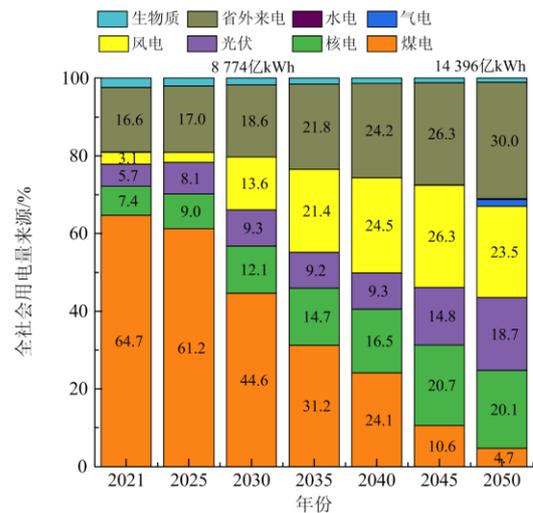


图6 发电量

Fig. 6 Power generation

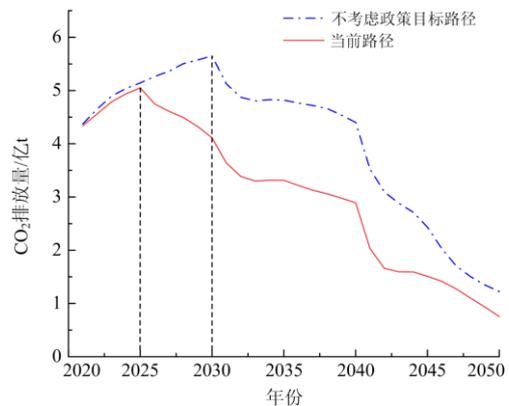


图7 碳排放轨迹

Fig. 7 Carbon emission trajectory

3.4 综合评价结果

借助表 1 评价体系对 3.3 节演进路径进行综合评价, 指标权重计算结果如表 6 所示。3 个关键年份 2030 年、2040 年、2050 年综合分数分别为: 66.94 分、77.99 分和 91.13 分。由图 8 可知, 综合分数的提升归功于权重较大的环境和经济指标得分的显著提高。具体来说: 1) 随着规划年份的增长, 新建电源成本不断下降, 且以煤电为首的燃料电厂占比走低, 燃料费用递减, 经济指标变好。2) 清洁能源比例从 2021 年的不足 30% 提升到 2050 年的 95% 以上, 碳排放量在 2025 年达峰后持续走低, 衡量低碳转型的环境指标得分上升明显。3) 技术指标得分走低, 主要原因是随着存量煤电的大幅度退役, 系统可调节性电源占比低, 系统最大调峰能力削弱, 但其指标权重低, 对综合得分影响小。4) 安全指标得分偏低, 主要原因是到 2050 年可控性电源装机比例低于 17%, 且接受外电比例占比达到 30%, 系统不确定因素加大。

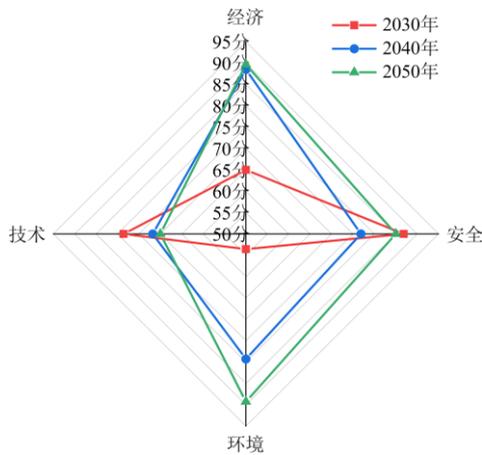


图 8 关键年份指标得分

Fig. 8 Indicator scores in key years

表 6 指标权重

Table 6 Indicator weights

一级指标	指标权重	二级指标	客观权重	主观权重	组合权重
C	0.253 4	C ₁	0.329 9	0.730 6	0.530 3
		C ₂	0.352 6	0.081 0	0.216 8
		C ₃	0.317 5	0.188 4	0.253 0
S	0.107 7	S ₁	0.321 2	0.634 8	0.478 0
		S ₂	0.313 5	0.287 2	0.300 3
		S ₃	0.365 4	0.078 0	0.221 7
E	0.573 8	E ₁	0.478 1	0.666 7	0.572 4
		E ₂	0.521 9	0.333 3	0.427 6
T	0.065 1	T ₁	0.313 3	0.104 7	0.209 0
		T ₂	0.326 5	0.637 0	0.481 8
		T ₃	0.360 2	0.258 3	0.309 3

4 结论与政策建议

为探究能源低碳转型下煤电与清洁能源协同演进路径, 建立了双层迭代优化模型, 提出了针对演进路径的综合评价体系, 根据算例中电源优化配置情况和评价结果, 得出结论如下。

1) 通过新建清洁能源来满足未来新增电力需求, 在经济、技术上都是切实可行的, 有助于电力行业低碳转型; 相反, 新建大量煤电项目会引发资产搁浅风险, 加大电力行业碳中和的难度。

2) 清洁能源成为主力电源后, 电量的季节波动性更加明显; 同时在小时级甚至分钟级上面临实时电力供需平衡挑战也更加严峻。这就要求提高系统灵活性需要源、网、荷、储共同发力。

3) 电力行业可于 2050 年率先实现碳中和, 但需要碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage, CCS)技术取得突破和大规模推广。在低碳转型和现行能源政策目标下, 可以控制新建煤电规模以及存量煤电的利用小时数, 但是到 2050 年尚有一定规模的煤电未达到设计使用寿命而不退出, 碳排放在所难免; 利用 CCS 技术捕获 CO₂ 来助力电力行业碳中和将成为必要手段。

算例中路径评价结果显示技术指标和安全指标得分偏低, 因此技术指标和安全指标对应内容可视作为该路径的薄弱环节, 结合上述结论, 提出改善薄弱环节的政策建议如下。

1) 电源侧, 严控新建煤电项目并加快存量煤电角色转变。通过技术支持和政策引导, 特别是完善辅助服务激励措施, “十四五”期间力争完成对存量煤电的灵活性改造, 让担负基荷的煤电机组向调峰机组转变, 提升系统深度调峰能力。

2) 电网侧, 加强电网互联互通, 但要合理审视外电份额。我国能源资源与负荷逆向分布, 需要以特高压为骨干的大电网实现全国范围内电源优化配置和电量输送。受寒潮等恶劣天气影响, 送电省份可能会出现有序用电情况; 对受电省份而言, 省内电源建设要与接受外电能力同频发展, 避免送电省份外送电力不足而导致受电省份缺电的情况。

3) 用户侧, 通过电价引导电力需求侧的负荷特性, 纾解“全年富电量, 短时缺电力”的困境。

4) 储能侧, 近期要积极谋划建设以电化学储能为代表的短期储能, 新建风光电站必须配置一定规模的储能, 促进可再生能源消纳。在清洁能源成为主要电源后, 季节性电量波动成为新常态; 为实现长时间尺度能量平移, 平抑季节性电量波动, 要推动研发具备长时间尺度、跨能源形式、空间可运输

的“季节性”储能装置。

在新能源发电即将进入平价上网时代, 也要完善新能源运行消纳机制, 加快构建适应新能源消纳的电力现货市场建设。针对低碳转型, 积极推广全国碳交易市场也十分关键。

参考文献

- [1] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4001.
LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4001.
- [2] DING T, LU R, XU Y, et al. Joint electricity and carbon market for Northeast Asia energy interconnection[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 99-110.
- [3] 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J]. 中国电力, 2021, 54(3): 1-11.
ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system[J]. Electric Power, 2021, 54(3): 1-11.
- [4] DAVIS S J, LEWIS N S, SHANER M, et al. Net-zero emissions energy systems[J]. Science, 2018, 360: 1419-1429.
- [5] 秦炎. 欧洲碳市场推动电力减排的作用机制分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 37-45.
QIN Yan. Role of European carbon market in power sector decarbonization[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 37-45.
- [6] GAO Yajing, XUE Fushen, YANG Wenhai, et al. Optimal operation modes of photovoltaic-battery energy storage system based power plants considering typical scenarios[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 397-406.
- [7] 王明松. 风-光-蓄-火联合发电系统的两阶段优化调度策略[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(5): 75-82.
WANG Mingsong. Two-stage optimal dispatching strategy of the wind-solar-pumped storage-thermal combined system[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(5): 75-82.
- [8] 娄素华, 卢斯煜, 吴耀武, 等. 低碳电力系统规划与运行优化研究综述[J]. 电网技术, 2013, 37(6): 1483-1490.
LOU Suhua, LU Siyu, WU Yaowu, et al. An overview on low-carbon power system planning and operation optimization[J]. Power System Technology, 2013, 37(6): 1483-1490.
- [9] PEREIRA S, FERREIRA P, VAZ A I F. Optimization modeling to support renewables integration in power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 55: 316-325.
- [10] WEI Yongmei, YE Qi, DING Yihong, et al. Optimization model of a thermal-solar-wind power planning considering economic and social benefits[J]. Energy, 2021, 222.
- [11] 张宁, 邢璐, 鲁刚. 我国中长期能源电力转型发展展望与挑战[J]. 中国电力企业管理, 2018(13): 60-65.
ZHANG Ning, XING Lu, LU Gang. Prospects and challenges for the medium and long-term energy and power transformation in China[J]. China Power Enterprise Management, 2018(13): 60-65.
- [12] CHEN Siyuan, LIU Pei, LI Zheng. Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 130.
- [13] CUI R, HULTMAN N, CUI D, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China[J]. Nature Communications, 2021, 12(1).
- [14] 钟嘉庆, 王璐, 赵楠. 基于灰色关联度和证据理论的电源规划综合评价指标体系研究[J]. 太阳能学报, 2020, 41(8): 95-101.
ZHONG Jiaqing, WANG Lu, ZHAO Nan. Comprehensive evaluation index system of generation planning based on gray correlation degree and evidence theory[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(8): 95-101.
- [15] 胡殿刚, 张雪佼, 陈乃仕, 等. 新能源发电项目多维度后评价方法体系研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(4): 10-17.
HU Diangang, ZHANG Xuejiao, CHEN Naishi, et al. Research on multi-dimensional post evaluation methodology of new energy power generation projects[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(4): 10-17.
- [16] 罗金山, 路畅, 孟繁骏. 碳排放及燃煤约束下的电源规划及其效益评价[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11): 47-52.
LUO Jinshan, LU Chang, MENG Fanjun. Generation expansion planning and its benefit evaluation considering carbon emission and coal supply constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 47-52.
- [17] 孙彦龙, 康重庆, 陈宋宋, 等. 低碳电网评价指标体系与方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 157-162.
SUN Yanlong, KANG Chongqing, CHEN Songsong, et al. Low-carbon power grid index system and evaluation method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014,

- 38(17): 157-162.
- [18] 施涛, 朱凌志, 于若英. 电力系统灵活性评价研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 146-154.
SHI Tao, ZHU Lingzhi, YU Ruoying. Overview on power system flexibility evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 146-154.
- [19] 詹勋淞, 管霖, 卓映君, 等. 基于形态学分解的大规模风光并网电力系统多时间尺度灵活性评估[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3890-3901.
ZHAN Xunsong, GUAN Lin, ZHUO Yingjun, et al. Multi-scale flexibility evaluation of large-scale hybrid wind and solar grid-connected power system based on multi-scale morphology[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3890-3901.
- [20] 王建学, 李清涛, 王秀丽, 等. 大规模新能源并网系统电源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3114-3124.
WANG Jianxue, LI Qingtao, WANG Xiuli, et al. A generation expansion planning method for power systems with large-scale new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3114-3124.
- [21] 张宁, 康重庆, 肖晋宇, 等. 风电容量可信度研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(1): 82-94.
ZHANG Ning, KANG Chongqing, XIAO Jinyu, et al. Review and prospect of wind power capacity credit[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(1): 82-94.
- [22] 刘新苗, 卢洵, 娄源媛, 等. 基于时序运行模拟的风火打捆最优容量配比整定[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 53-62.
LIU Xinmiao, LU Xun, LOU Yuanyuan, et al. Optimal setting of wind-thermal-bundled capacity ratio based on chronological operation simulation[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(21): 53-62.
- [23] LIU Sai, ZHOU Cheng, GUO Haomin, et al. Operational optimization of a building-level integrated energy system considering additional potential benefits of energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 55-64.
- [24] 赵良, 李立理, 何博, 等. 适合我国国情的智能电网评价指标体系及计算方法[J]. 电网技术, 2015, 39(12): 3520-3528.
ZHAO Liang, LI Lili, HE Bo, et al. Study on smart grid's evaluation index system and calculation method suited to China's Situation[J]. Power System Technology, 2015, 39(12): 3520-3528.
- [25] 季玉琦, 潘超, 肖晗, 等. 分布式电源电压支撑能力层次分析评价[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 163-171.
JI Yuqi, PAN Chao, XIAO Han, et al. Hierarchical analysis and evaluation of the voltage support capability of distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 163-171.
- [26] 姚忠胜, 钱虹, 吴文军, 等. 基于多因素综合评价和改进灰色关联的供电可靠性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 28-34.
YAO Zhongsheng, QIAN Hong, WU Wenjun, et al. Research on power supply reliability based on multi-factor comprehensive evaluation and improved gray relation[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 28-34.
- [27] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2018[R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2018.
China Electricity Council. Annual development report of China's power industry 2018[R]. Beijing: China Electricity Council, 2018.
- [28] International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2019[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- [29] 李福东, 曾旭华, 魏梅芳, 等. 基于聚类分析和混合自适应进化算法的短期风电功率预测[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(22): 151-158.
LI Fudong, ZENG Xuhua, WEI Meifang, et al. Short-term wind power forecasting based on cluster analysis and a hybrid evolutionary-adaptive methodology[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(22): 151-158.
- [30] 张楠, 黄越辉, 王晶, 等. 基于聚类算法的风电波动过程研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(6): 73-81.
ZHANG Nan, HUANG Yuehui, WANG Jing, et al. Analysis of wind power fluctuation characteristics of three north regions based on clustering algorithm[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(6): 73-81.

收稿日期: 2021-07-30; 修回日期: 2021-12-04

作者简介:

王晓彬(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划; E-mail: wangxiaobinsdu@mail.sdu.edu.cn

孟婧(1983—), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、清洁能源综合利用; E-mail: meng-jing@geidco.org

石访(1982—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统稳定分析与控制。E-mail: shifang@sdu.edu.cn

(编辑 周金梅)