

# 源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划

徐唐海<sup>1,2</sup>, 鲁宗相<sup>2</sup>, 乔颖<sup>2</sup>, 安军<sup>1</sup>

(1. 东北电力大学电气工程学院, 吉林省 吉林市 132012;

2. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学电机系), 北京市 海淀区 100084)

## High Penetration of Renewable Energy Power Planning Considering Coordination of Source-load-storage Multi-type Flexible Resources

XU Tanghai<sup>1,2</sup>, LU Zongxiang<sup>2</sup>, QIAO Ying<sup>2</sup>, AN Jun<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, Jilin Province, China;

2. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments, Dept. of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China)

**Abstract:** Under the vision of the high penetration renewable energy power systems in the future, the renewable energy, such as wind and solar, with volatility and uncertainty becomes the main energy provider, which brings the great flexibility requirement to the power system. The power planning model will no longer be applicable, which considers single flexible resource to provide the regulatory ability and power planning method based on the net load envelope. This paper introduces the flexibility indices to quantitatively assess the regulatory potential of multi-type flexible resources of source-load-storage and incorporate it into the planning model as an optimization decision-making variable. A high penetration renewable energy power planning model is built, whose objective is the minimizing investment of the whole planning period. Through the three process modules including power investment decision, production simulation and flexibility assessment, the power planning solution is obtained, which achieves the optimal unit investment improvement flexibility indices. Finally, the long-term planning (up to 2050) of a provincial power grid in northeast China is taken as an example to verify the effectiveness of the above models and algorithms.

**Keywords:** high penetration renewable energy; power planning;

source-load-storage multi-type flexible resources; production simulation

**摘要:** 未来高比例可再生能源电力系统愿景下, 具有波动性和不确定性的风/光等可再生能源作为主要能源供应者, 给电力系统带来了巨大的灵活性需求, 考虑单一类型灵活性资源提供调节能力的规划模型和以净负荷包络线为基础的电源规划方法将不再适用。引入灵活性指标量化评估源荷储多类型灵活性资源的调节潜力并作为优化决策变量纳入到规划模型中, 从而建立以全周期投资成本最小化为目标的高比例可再生能源电源规划模型。通过电源投资决策、生产模拟和灵活性评估3个流程模块, 实现单位投资改善灵活性指标最优的电源规划方案求解。最后, 以东北某省级电网的2050年远期规划为算例, 验证了上述模型和算法的有效性。

**关键词:** 高比例可再生能源; 电源规划; 源荷储多类型灵活性资源; 生产模拟

## 0 引言

在绿色、清洁和可持续发展的要求下, 欧洲<sup>[1]</sup>、美国<sup>[2]</sup>和中国<sup>[3]</sup>分别提出100%、80%、60%的高比例可再生能源电力系统蓝图。中国为实现未来愿景制定了一系列相关的能源发展政策<sup>[4]</sup>。电源清洁化转型是能源革命的核心, 以风电、光伏为代表的可再生能源将快速发展, 形成高比例可再生能源的未来电力系统。在此场景下, 风电、光伏的波动性和不确定性将超过负荷成为系统不确定的主要来源, 需要大量的灵活性

**基金项目:** 国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900100); 国家自然科学基金项目(U1766201); 国家电网公司科技项目(5202011600UF)。

National Key Research and Development Program of China (2016YFB0900100); National Natural Science Foundation of China (U1766201); Science and Technology Foundation of SGCC (5202011600UF).

资源<sup>[5]</sup>。灵活性资源选取单一和投资决策的不当将造成资本搁置或者严重的弃风/光。如何在电源规划中全面评估电力系统源荷储多类型资源的灵活调节潜力并作为优化决策变量纳入到规划模型中,有效控制弃风/光比例,成为中长期电源规划的热点问题。

目前已有不少电源规划研究者关注风电、光伏接入系统的影响并探讨灵活性问题。文献[6-7]建立了以规划期内费用最小为主要目标的传统电源规划模型,主要考虑负荷侧波动性给系统带来的灵活性需求。文献[8-12]分析了大规模风电、光伏接入后会给系统带来巨大调峰压力,并从侧面证明提升系统灵活性供给能力是一种促进风光消纳的重要方式。为协调风电、光伏高比例占比(功率/能量)的发展愿景和系统调峰灵活性资源不足导致的弃风/光矛盾,文献[13]建立了考虑规划与运行的储能综合优化模型以提高风电接纳能力;文献[14]建立了考虑风电场接入后系统调峰、调频及环保约束的净收益最大化双层电源规划模型,并利用分解协调算法求解模型;文献[15]考虑建立调节机组满足风电并网对调峰、调频的需求;文献[16]在规划中利用储能电站优化电源结构,促进风电消纳;文献[17]考虑到负荷和可再生能源的不同波动特性,提出多类型储能和可再生能源协调规划的规划模型;文献[18-19]建立了考虑储能需求的多区域、多能源、多维度和多场景的规划及运行模拟一体化模型,并对中国2050年高比例可再生能源电力系统的电源格局和系统情况进行展望和评价。另外,需求响应(demand respond, DR)已经成为负荷主动参与电力系统运营的重要手段<sup>[20-21]</sup>,文献[22]提出了考虑短时需求响应的含风电电源规划模型;文献[23]建立了含DR措施的微电网综合资源规划模型;文献[24]将可中断负荷和可平移负荷2种DR机制与风电进行协调规划,确定风电的最优并网容量和位置。

上述研究成果在中低比例可再生能源接入的场景下是积极有效的,基本思路都是对以净负荷包络线式的经典电源规划方法进行改进,针对某一类灵活性资源进行规划。但在未来高比例可再生能源场景下,源荷双侧极大的不确定性、波动性需要源-荷-储全环节的灵活性资源协调方可保障其安全稳定运行,而考虑单一类型灵活性资源的规划模型、直接利用保证容量进行投资决策及典型场景后校验式的包络线式规划方法都无法较好适应这一未来场景。

本文将在考虑国家能源电力发展政策等约束及不同发展阶段各类技术的成本变动趋势下,构建一个考

虑火电灵活性改造、储能和DR等多类型灵活性资源的全周期投资成本最小化的高比例可再生能源电源规划模型。通过投资决策、生产模拟和灵活性评估3个模块,建立完整的规划求解流程,实现单位投资改善灵活性指标最优的电源规划方案求解。

## 1 基于灵活性定量评估的电源优化规划总体框架

本文构建的电源优化规划总体框架主要由投资决策、生产模拟和灵活性定量评估3个模块组成。首先,该框架通过将生产模拟与灵活性定量评估模块结合的方式解决当前电源规划模型中无法量化系统灵活性供需能力的问题,对典型场景后校验式评估系统灵活性调节能力的方法进行改进,然后利用灵活性定量评估指标量化源荷储多类型灵活性资源调节潜力并作为优化决策变量纳入到规划模型中,根据单位投资改善灵活性指标的大小为依据调整投资决策方案,将多类型灵活性资源与常规电源进行协调规划,改变当前仅考虑单一类型灵活性资源的规划模型。总体框架见图1。

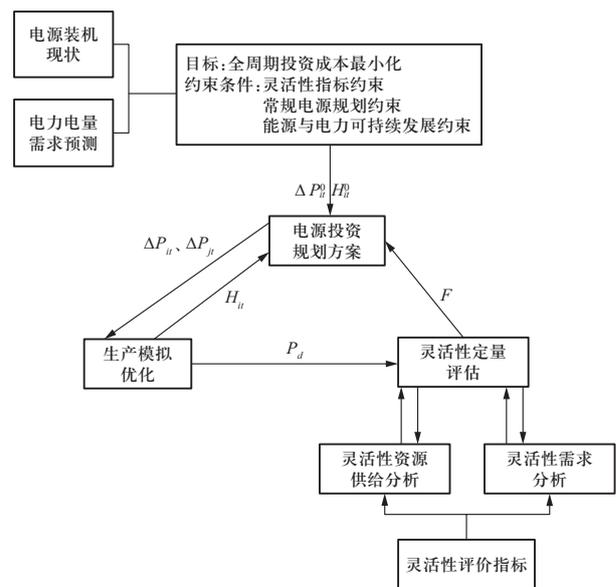


图1 优化规划总体框架

Fig. 1 Framework of optimization planning

图1中,首先根据电源装机现状、未来电力电量的需求预测、常规电源规划约束和能源与电力可持续发展政策等约束条件,利用经验法对各电源利用小时数 $H_i^0$ 进行预判,从而得到初始常规电源装机方案 $\Delta P_i^0$ 。对初始方案进行时序生产模拟,分别给电源投资决策模块和灵活性定量评估模块反馈各类电源利用小时数

$H_{it}$ 和提供电力系统运行点 $P_d$ ，当电源投资决策模块中的各类电源利用小时数与生产模拟中统计的利用小时数 $H_{it}$ 满足一定误差后，判断该方案是否满足灵活性指标等约束，不满足则根据逐步增加各类灵活性资源后的单位投资成本改善灵活性指标 $F$ 的大小为依据调整投资决策方案，不断反复迭代，直至满足灵活性指标和其他相关约束条件，并继续下一次迭代，判断投资成本变化情况，若投资成本变小则选取下一次迭代方案，否则选取本次迭代方案，形成考虑灵活性资源的新决策方案，包含常规电源 $\Delta P_{it}$ 和灵活性资源 $\Delta P_{jt}$ ，从而得到有效控制弃风/光比例的最终规划方案。

## 2 投资决策优化模型

### 2.1 投资决策函数

$$f_1 = \min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^m \sum_{\tau=1}^t P_{i\tau} c_{i\tau}^1 d_{i\tau} + \sum_{j=1}^n \sum_{\tau=1}^t P_{j\tau} c_{j\tau}^1 d_{j\tau} \right) CRF \quad (1)$$

其中：

$$d_{i\tau} = \begin{cases} 1 & (t - \tau \leq N^i) \\ 0 & (t - \tau > N^i) \end{cases} \quad (2)$$

$$CRF = \frac{\sigma(1+\sigma)^{N^{i,j}}}{(1+\sigma)^{N^{i,j}} - 1} \quad (3)$$

式中： $d_{i\tau}$ 和 $CRF$ 分别表示在第 $\tau$ 年是否需要偿还之前投资新建机组产生的债务和资金回收系数；同理， $d_{j\tau}$ 表示在第 $\tau$ 年是否需要偿还之前投资新建灵活性资源产生的债务； $T$ 为规划期； $m$ 表示风、光、水、火和生物质5类电源； $n$ 表示火电灵活性改造（火电降低技术出力下限）、储能（MW）和DR（MW）这3类灵活性资源； $P_{i\tau}$ 和 $c_{i\tau}^1$ 分别表示第 $\tau$ 年电源新增容量和单位建设成本； $P_{j\tau}$ 和 $c_{j\tau}^1$ 分别表示第 $\tau$ 年灵活性资源新增容量和单位建设成本； $N^{i,j}$ 表示各类电源和灵活性资源使用寿命； $\sigma$ 表示贴现率。

### 2.2 投资决策约束

1) 电力约束。

$$\sum_{i=1}^m Y_{it} \Delta P_{it} + \sum_{j=1}^n Y_{jt} \Delta P_{jt} + \sum_{j=2}^2 Y_{jt} P_{jt} \geq D_t (1 + R_{Dt}) \quad (4)$$

$$\text{其中：} \quad \Delta P_{it} = P_{it}^0 + P_{it} - P_{it}^r \quad (5)$$

$$\Delta P_{jt} = P_{jt}^0 + P_{jt} - P_{jt}^r \quad (6)$$

式中： $P_{it}^0$ 、 $P_{it}$ 、 $P_{it}^r$ 和 $\Delta P_{it}$ 分别表示第 $t$ 年各类电源已有装机容量、新增装机容量、退役容量和最终装机容量； $P_{jt}^0$ 、 $P_{jt}$ 、 $P_{jt}^r$ 和 $\Delta P_{jt}$ 分别表示第 $t$ 年各类灵活性资源已有装机容量、新增装机容量、退役容量和最终装机

容量； $j$ 等于1时， $P_{jt}$ 表示储能容量；DR容量在各水平年之间是独立的，不存在累计效应，因此 $j$ 等于2时， $P_{jt}$ 表示DR容量； $Y_{it}$ 表示各类电源的置信度，利用等效容量系数法衡量<sup>[25]</sup>； $Y_{jt}$ 表示储能和DR的置信度； $D_t$ 表示第 $t$ 年系统的最大负荷； $R_{Dt}$ 表示容量备用系数。

2) 电量约束。

$$\sum_{i=1}^m H_{it} \Delta P_{it} \geq E_t (1 + R_{Et}) \quad (7)$$

式中 $H_{it}$ 、 $E_t$ 、 $R_{Et}$ 分别表示第 $t$ 规划年各类电源的利用小时数、电量需求和备用率。其中 $H_{it}$ 数值根据生产模拟中统计的利用小时数进行实时跟踪；考虑储能在搬移能量时会产生损耗，因此备用率的取值是将生产模拟中储能运行的能量损耗代入，根据每次模拟情况，对备用率实时更新，该处2个参数取值均与生产模拟情况相关。

3) 设备最大、最小利用小时数。

$$H_{it}^{\min} \leq H_{it} \leq H_{it}^{\max} \quad (8)$$

式中 $H_{it}^{\max}$ 、 $H_{it}^{\min}$ 为考虑资源、政策等相关因素后设备的最大、最小利用小时数。

4) 资源禀赋约束。

$$\Delta P_{it} \leq P_i^{\max} \quad (9)$$

式中 $P_i^{\max}$ 表示各类资源的最大开发上限，由自然资源确定。

5) 能源政策约束。

$$\frac{\sum_{i=1}^n H_{it} \Delta P_{it}}{\sum_{i=1}^m H_{it} \Delta P_{it}} \geq \alpha_t \quad (10)$$

式中：分子、分母分别表示第 $t$ 年非化石能源发电量和总发电量； $\alpha_t$ 表示第 $t$ 年非化石能源发电量最小占比。

6) 环境保护政策。

$$\sum_{i=1}^m H_{it} \Delta P_{it} \xi_{it}^{\text{CO}_2} \leq E_t^{\text{max,CO}_2} \quad (11)$$

式中 $\xi_{it}^{\text{CO}_2}$ 、 $E_t^{\text{max,CO}_2}$ 分别表示在第 $t$ 年发电技术 $i$ 的碳排放系数和系统碳排放上限。

7) 可再生能源持续发展政策。

$$\frac{(E_{it}^{\max} - E_{it})}{E_{it}^{\max}} \leq \beta_{it} \quad (12)$$

式中 $E_{it}$ 、 $E_{it}^{\max}$ 、 $\beta_{it}$ 分别表示在第 $t$ 年各类可再生能源的实际发电量、最大发电量和最大弃风/光率。

8) 电量不足期望 (expected energy not supplied, EENS)。

$$EENS_t \leq EENS_{\max} \quad (13)$$

式中每年电力系统的电量不足  $EENS_t$  应小于  $EENS_{\max}$ ,  $EENS_t$  数值是运行模拟中电量不足的总和。

9) 其他约束。

$$\begin{cases} P_{it} \geq 0 \\ P_{jt} \geq 0 \\ P_{it}^{\min} \leq P_{it}^r \leq P_{it}^{\max} \\ P_{jt}^{\min} \leq P_{jt}^r \leq P_{jt}^{\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中  $P_{it}^{\min}$ 、 $P_{it}^{\max}$ 、 $P_{jt}^{\min}$ 、 $P_{jt}^{\max}$  分别表示各类常规电源和灵活性资源在第  $t$  年的退役容量上下限, 由地区电源现状、使用寿命和发展政策决定。

### 3 生产模拟优化模型

#### 3.1 综合生产模拟运行成本函数

$$f_2 = \min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^m (\Delta P_{it} c_{it}^M + E_{it} c_{it}^E + E_{it} c_{it}^P) + \sum_{j=1}^1 \Delta P_{jt} c_{jt}^M + E_{jt} c_{jt}^E \right) (1 + \sigma)^{-1} \quad (15)$$

其中:  $E_{it} = \Delta P_{it} H_{it}$  (16)

$$E_{jt} = \sum |P_{jt,d}| \Delta d / 2 \quad (17)$$

式中  $c_{it}^M$ 、 $c_{it}^E$ 、 $c_{it}^P$  分别表示各类发电机组单位维护、运行、碳排放成本;  $c_{jt}^M$ 、 $c_{jt}^E$  分别表示储能维护成本和 DR 单位能量转移成本;  $E_{it}$  表示各类机组发电量;  $E_{jt}$ 、 $P_{jt,d}$  分别表示运行模拟时间内 DR 转移的能量和各时刻的响应功率;  $(1 + \sigma)^{-1}$  是认为综合运行成本均发生在年末, 折算至年初, 与投资决策成本一致。

#### 3.2 生产模拟约束

1) 机组出力上下限约束。

$$\delta_i^{\min} \Delta P_{it} \leq \Delta P_{it,d} \leq \delta_i^{\max} \Delta P_{it} \quad (18)$$

式中  $\delta_i^{\min}$ 、 $\delta_i^{\max}$  和  $\Delta P_{it,d}$  表示机组最小、最大出力系数和机组在运行模拟中各时刻的出力。

2) 储能运行约束。

$$\begin{cases} \Delta P_{ES1,jt,d} \leq \mu_{ES} \Delta P_{ES1,jt} \\ \Delta P_{ES2,jt,d} \leq (1 - \mu_{ES}) \Delta P_{ES2,jt} \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ES1,jt,d} \Delta d \leq (E_{s \max,jt} - E_{jt,d}) / \eta_U \\ \Delta P_{ES2,jt,d} \Delta d \leq (E_{jt,d} - E_{s \min,jt}) \eta_D \\ \sum \Delta P_{ES1,jt,d} \eta_U - \frac{\Delta P_{ES2,jt,d}}{\eta_D} = 0 \end{cases} \quad (20)$$

式 (19) ~ (20) 分别表示各时刻储能的充放电功率约束和存储能力约束。式中:  $\mu_{ES}$  为二进制变量, 取值

为 1 是充电, 0 为放电;  $E_{s \max,jt}$ 、 $E_{s \min,jt}$ 、 $E_{jt,d}$ 、 $\Delta P_{ES1,jt,d}$  和  $\Delta P_{ES2,jt,d}$  分别表示储能在第  $t$  年的储能能量上限、下限、 $d$  时刻存储的能量和储能充放电功率;  $\eta_U$ 、 $\eta_D$  为储能充放电效率。

3) DR 运行约束。

$$\begin{cases} \sum_{j=2}^2 |P_{jt,d}| \leq P_{jt} \\ \sum_{j=2}^2 |P_{jt,d}| = 0 \end{cases} \quad (21)$$

式 (21) 表示 DR 在运行模拟过程中响应功率约束和转移能量守恒。

4) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^m \Delta P_{it,d} + \sum_{j=1}^1 [(1 - \mu_{ES}) \Delta P_{ES2,jt,d} - \mu_{ES} \Delta P_{ES1,jt,d}] + \sum_{j=2}^2 P_{jt,d} = P_{t,d} - \Delta P_{t,d} \quad (22)$$

式中  $P_{t,d}$  和  $\Delta P_{t,d}$  分别表示运行模拟中各时刻的负荷需求和切负荷值。

### 4 灵活性指标调整决策优化模型

灵活性指标调整决策优化模型的主要原理是在图 1 3 个模块之间进行反复迭代的过程中, 利用投资成本和灵活性指标之间的动态变化, 采取不同原则选取最优的方案, 方法如下所示:

1) 相对于第  $k-1$  次迭代, 在第  $k$  次迭代过程中, 当有成本减少时, 选择成本最少的方案。

2) 相对于第  $k-1$  次迭代, 在第  $k$  次迭代过程中, 当成本均增加时, 选择单位新增投资对下调灵活性指标改善最优的方案, 此处也可选择对上调灵活性指标改善最优或者通过赋予切负荷和弃风/光不同的重要系数来选择对综合灵活性指标改善最优的方案。本文主要考虑未来下调灵活性不足导致大量的弃风/光问题, 因此选择对下调灵活性指标改善最好的选择方案, 计算方法如下式:

$$\begin{cases} \min \Delta f_{t,k,n} & (\Delta f_{t,k,n} < 0) \\ \min \Delta f_{t,k,n} / \Delta LDFE_{t,k,n} & (\Delta f_{t,k,n} > 0) \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} f_{t,k,n} = f_{1,t,k,n} + f_{2,t,k,n} \\ \Delta f_{t,k,n} = f_{t,k,n} - f_{t,k-1,n} \\ \Delta LDFE = LDFE_{t,k-1,n} - LDFE_{t,k,n} \end{cases} \quad (24)$$

式 (24) 表示相对于第  $k-1$  次迭代结果, 第  $k$  次迭代的成本变化和灵活性指标改善量。式中:  $f_{1,t,k,n}$ 、 $f_{2,t,k,n}$ 、 $f_{t,k,n}$  分别表示在第  $t$  年第  $k$  次迭代第  $n$  种方案的投资决策成

本、综合运行成本和供应总成本； $LDFE_{t,k,n}$ 表示在第 $t$ 年第 $k$ 次迭代第 $n$ 种方案的下调灵活性不足期望值，具体的灵活性指标概念和计算方法参照文献[26-27]。

## 5 算例分析

### 5.1 数据基础

本文在建立源荷诸多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划模型的基础上，以东北某省级电网作为算例，进行2050年远期规划。未来各电源技术经济发展的趋势参照文献[18]，火电灵活性改造成本1200元/kW，最大改造潜力2600MW；DR功率成本75元/kW，容量成本0.05元/kWh，响应潜力假设为各水平年最大负荷的10%。展望期内关键水平年的负荷预测值见表1，现有电源情况（2015年）和相关资源潜力见表2。针对未来负荷与风电/光伏的时序特征，本文主要根据历史时序特性和各地区资源禀赋形成未来的出力场景。

表1 展望期系统负荷预测水平

Table 1 Load data of system during outlook period

| 年度/年    | 2020  | 2030   | 2050   |
|---------|-------|--------|--------|
| 最大负荷/MW | 13100 | 17900  | 22554  |
| 年电量/GWh | 80730 | 106589 | 139375 |

表2 现有电源数据及资源潜力

Table 2 Existing installed capacity and development potential

|       | 风电    | 光伏    | 水电   | 火电    | 生物质  | 储能  |
|-------|-------|-------|------|-------|------|-----|
| 规模/MW | 4444  | 67    | 3472 | 17365 | 466  | 300 |
| 潜力/MW | 54000 | 31000 | 5747 | /     | 1628 | /   |

### 5.2 仿真结果

利用Cplex优化软件对本文建立的优化模型进行求解，得到如表3和图2所示的规划结果。

由于本文以单位投资改善LDFE指标最优为依据调整投资决策方案，因此表3仅仅呈现LDFE指标，文献[27]构建的其他灵活性指标在此不一一呈现。

表3 多类型灵活性资源规划结果

Table 3 Multi-type flexible resources planning results

| 年度/年       | 2020 | 2030  | 2050  |
|------------|------|-------|-------|
| RE(风、光)/MW | 7950 | 20387 | 36695 |
| 水电/MW      | 4752 | 5747  | 5747  |

续表

| 年度/年        | 2020   | 2030    | 2050    |
|-------------|--------|---------|---------|
| 火电/MW       | 19165  | 17687   | 18781   |
| 生物质/MW      | 1310   | 1310    | 1310    |
| 储能/MW       | 1700   | 1700    | 4700    |
| 火电改造/MW     | 0      | 1800    | 2600    |
| DR/MW       | 0      | 0       | 1000    |
| 成本/亿元       | 249.01 | 441.21  | 1537.65 |
| RE电量占比/%    | 18.15  | 35.31   | 48.87   |
| 非化石能源电量占比/% | 37.49  | 50.58   | 60.84   |
| 弃风/光率/%     | 0.2    | 4.8     | 6.9     |
| 弃风/光伏/GWh   | 27.63  | 1784.65 | 4920.37 |
| 切负荷率/%      | 0      | 0.17    | 0.01    |
| 切负荷/GWh     | 4.18   | 685.587 | 66.647  |
| LDFE        | 3.5874 | 204.8   | 3564.93 |

2020年采用政策规划场景，不做优化。通过对表3和图2分析可知：2020、2030年和2050年的电源装机容量分别为34877、46831 MW和67233 MW。其中火电装机容量占比由2015年的66%降为2050年的28%；RE装机容量由17%增长到55%，成为装机增长最快的主体。由于以东北某省为算例，其光伏相对于风电不具有竞争力，因此RE新增装机又以风电为主体。同时2050年RE能源发电量占比由2020年的18.15%增长到48.87%，RE由辅助供能变成主要的供能者；火电发电量占比从2020年的62.51%降至2050年的39.16%，实现

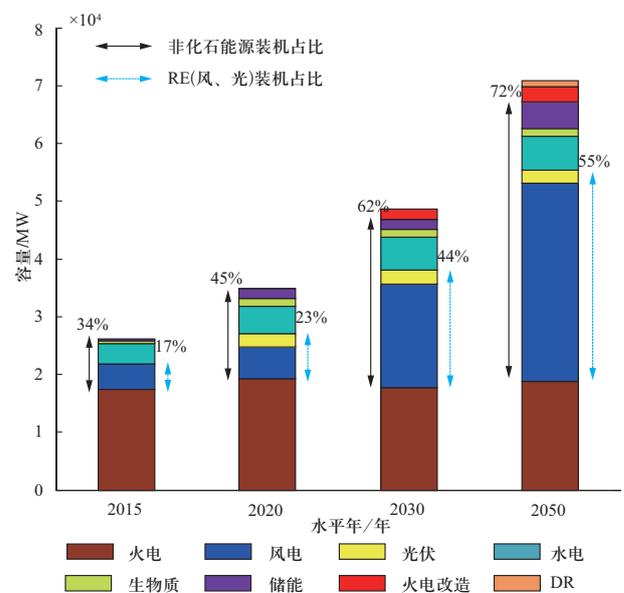


图2 投资决策优化结果  
Fig. 2 Investment decision optimization results

了火电从主体供能变成辅助供能的功能角色转变。对弃风/光率值 $E_{REC}$ (MWh)和 $LDFE$ (MW)指标拟合,其弃风/光率与 $LDFE$ 具有如下线性关系式,证明了本文根据单位投资改善灵活性指标最优方法的有效性。

$$E_{REC} \approx 8760 \times LDFE \quad (25)$$

### 5.3 场景对比

本文构建一个考虑单一类型灵活性资源—储能的规划模型与考虑源荷储多类型灵活性资源协调的规划模型进行对比,其中重点讨论电源投资规划结果和储能运行状态2个方面的差异。

#### 5.3.1 单一类型灵活性资源规划结果

在满足相同的规划约束下,对考虑单一类型灵活性资源规划模型进行求解,得到如表4所示结果。通过对表3与表4结果进行分析可得:相对于单一类型灵活性资源规划模型,多类型灵活性资源规划模型具有明显的经济效应,在2030年、2050年时间节点中,分别减少投资35.43亿、165.54亿元,相对减少7.43%、9.72%的成本,同时减少火电、储能的新增装机容量。

表4 单一类型灵活性资源规划结果

Table 4 Single type flexible resource planning results

| 年度/年       | 2020   | 2030   | 2050    |
|------------|--------|--------|---------|
| RE(风、光)/MW | 7950   | 20387  | 36695   |
| 水电/MW      | 4752   | 5747   | 5747    |
| 火电/MW      | 19165  | 18193  | 19183   |
| 生物质/MW     | 1310   | 1310   | 1518    |
| 储能/MW      | 1700   | 5900   | 10100   |
| 成本/亿元      | 249.01 | 476.64 | 1703.19 |

#### 5.3.2 储能运行状态

对储能运行工况进行分析,得到表5所示的储能损耗数据和图3所示的储能功率充放电分布,相对单一类型灵活性资源规划模型,多类型灵活性资源规划模型在2030、2050年分别减少电能损耗431.94、415.78 GWh;同时在多类型灵活性资源规划模型中,储能能在4700 MW功率附近进行充放电频率较多,储能接近满充满放,而在单一类型灵活性资源规划模型中,储能装机容量10100 MW,而充放电功率大于6000 MW的频率较低,继续提高的储能规模主要承担起消纳风/光极端出力和满足尖峰负荷的小概率事件,主要发挥容量价值的功能。单一类型灵活性资源规划模型中的储能装机容量是多类型灵活性资源规划模型的2.19倍,而

转移能量为1.62倍,验证了系统中储能装机规模达到一定上限后,再新增储能将导致资产搁置。

表5 储能损耗电量

Table 5 Power loss of energy storage

| 年度/年     | 2020   | 2030   | 2050    |
|----------|--------|--------|---------|
| 单一类型/GWh | 134.14 | 743.88 | 1087.37 |
| 多类型/GWh  | 134.14 | 311.94 | 671.59  |

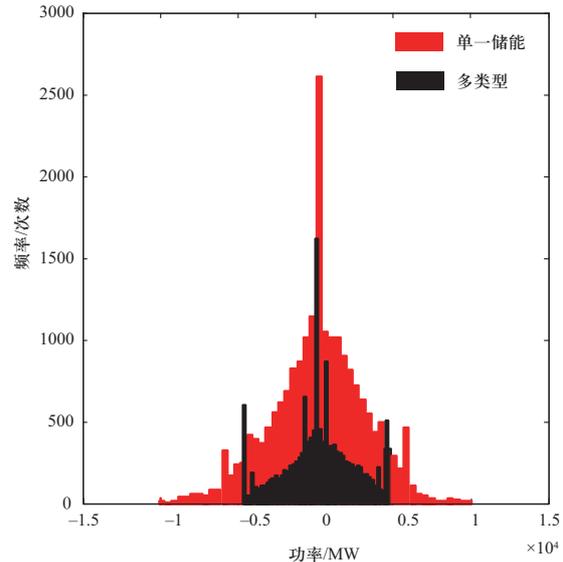


图3 储能充放电功率分布

Fig. 3 Energy storage charge and discharge power distribution

### 5.4 灵敏度分析

在规划模型中,弃风/光率的上限设定将很大程度影响灵活性资源的投建规模和系统投资成本,因此需进一步分析不同弃风/光率对规划结果的影响,弃风/光率灵敏度分析如图4所示。

对2050年的弃风/光率上限分别设置为6%~10%,分析可得:

1) 投资成本随着弃风/光率的变化呈现“U”字形的变化趋势,经济性和弃风/光率之间存在一个平衡点。

2) 在不同的弃风/光率下,火电灵活性改造始终达到改造上限,而储能和DR将发生不同的变化,因此在本算例的场景参数下可知,相对储能和DR,火电灵活性改造是较好的措施。同时考虑火电机组未来发展前景存在较大争议,可通过增加少量成本,减少火电新增装机,选择偏于保守一点的规划方案,如弃风/光率为7%时,投资成本为1536.4亿元,火电为18781 MW;8%时,投资成本为1536.0亿元,火电为19153 MW,相对8%而言,投资新增0.4亿元,火电装机可减少372 MW。

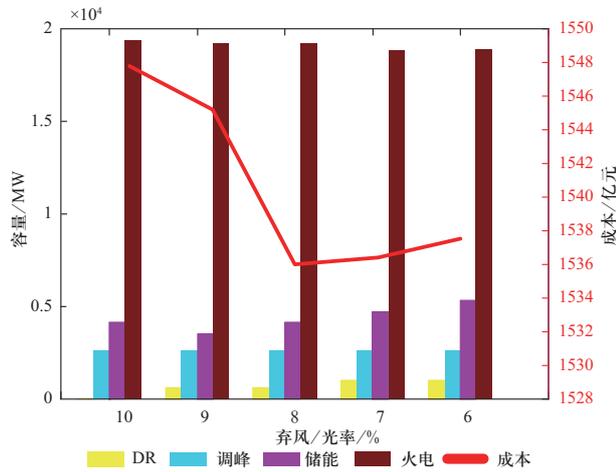


图4 弃风/光率灵敏度分析

Fig. 4 Abandon wind/solar rate sensitivity analysis

## 6 结论

为适应高比例可再生能源发展愿景下，大规模风光接入给电力系统带来的巨大灵活性需求，本文建立了源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划模型，基于上述算例结果表明：

1) 灵活性定量评价指标可以衡量大规模可再生能源接入下电力系统灵活性供需平衡能力，通过投资决策、生产模拟和灵活性评估3个模块可实现单位投资改善灵活性指标最优的电源扩展规划方案，同时算例仿真结果表明，单纯从电源规划角度可实现未来高比例可再生能源电力系统愿景。

2) 相对单一类型灵活性资源规划模型，多类型灵活性资源规划模型不仅能够减少投资成本、能源消耗，而且能减少新增装机容量和提高资源利用效率。

3) 既要考虑弃风/光率约束，又要兼顾经济性时，可对弃风/光率进行灵敏度分析，寻找经济性和弃风/光率之间的平衡点。

上述研究结论可给电力规划决策者提供参考，但考虑到模型的复杂性，本文并未考虑未来电力市场对电源规划模型的影响以及对DR等灵活性资源的激励作用，同时并未对未来负荷和风电/光伏的时序特征进行详细研究，本文后续将会在当前的基础上继续研究上述因素对规划方案的影响。

## 参考文献

[1] Schellekens G, Battaglini A, Lilliestam J, et al. 100% Renewable electricity: A roadmap to 2050 for europe and north

africa[R]. London, UK: Price Water House Coopers, 2010.

- [2] Hand M M, Baldwin S, Demeo E, et al. Renewable electricity futures study[R]. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [3] 国家发展和改革委员会能源研究所. 中国2050高比例可再生能源发展情景暨路径研究[R]. 北京: 国家发展和改革委员会能源研究所, 2015.
- [4] 国家发展改革委. 能源生产和消费革命战略[EB/OL]. [2016-12-19]. <http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/W020170425509386101355.pdf>.
- [5] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158.
- Lu Zongxiang, Li Haibo, Qiao Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158(in Chinese).
- [6] 吴耀武, 侯云鹤, 熊信银, 等. 基于遗传算法的电力系统电源规划模型[J]. 电网技术, 1999, 23(3): 10-14.
- Wu Yaowu, Hou Yunhe, Xiong Xinyin, et al. A model for generation expansion planning of power system based on genetic algorithm[J]. Power System Technology, 1999, 23(3): 10-14(in Chinese).
- [7] Park J B, Park Y M, Won J R. An improved genetic algorithm for generation expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(3): 916-922.
- [8] 衣立东, 朱敏奕, 魏磊, 等. 风电并网后西北电网调峰能力的计算方法[J]. 电网技术, 2010, 34(2): 129-132.
- Yi Lidong, Zhu Minyi, Wei Lei, et al. A computing method for peak load regulation ability of northwest china power grid connected with large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2010, 34(2): 129-132(in Chinese).
- [9] 姚天亮, 郑海涛, 杨德洲, 等. 甘肃河西5000kW光伏就地消纳及调峰分析[J]. 中国电力, 2014, 47(3): 14-18.
- Yao Tianliang, Zheng Haitao, Yang Dezhou, et al. Analysis on local consumption and peaking issues of 5000 MW PV in hexi area of gansu province[J]. Electric Power, 2014, 47(3): 14-18(in Chinese).
- [10] 张宁, 周天睿, 段长刚, 等. 大规模风电场接入对电力系统调峰的影响[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 152-158.
- Zhang Ning, Zhou Tianrui, Duan Changgang, et al. Impact of large-scale wind farm connecting with power grid on peak load regulation demand[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 152-158(in Chinese).
- [11] 侯婷婷, 娄素华, 吴耀武, 等. 含大型风电场的电力系统调峰运行特性分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 105-111.
- Hou Tingting, Lou Suhua, Wu Yaowu, et al. Analysis on peak load regulation operation characteristics of power system integrated with large-scale wind power[J]. Transactions of China Electro-Technical Society, 2013, 28(5): 105-111(in Chinese).

- [12] 吕泉, 王伟, 韩水, 等. 基于调峰能力分析的电网弃风情况评估方法[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1887-1894.  
Lyu Quan, Wang Wei, Han Shui, et al. A new evaluation method for wind power curtailment based on analysis of system regulation capability[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1887-1894(in Chinese).
- [13] 郑乐, 胡伟, 陆秋瑜, 等. 储能系统用于提高风电接入的规划和运行综合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2533-2543.  
Zheng Le, Hu Wei, Lu Qiuyu, et al. Research on planning and operation model for energy storage system to optimize wind power integration[J]. Proceeding of the CSEE, 2014, 34(16): 2533-2543(in Chinese).
- [14] 张节潭, 苗淼, 范宏, 等. 含风电场的双层电源规划[J]. 电网技术, 2011, 35(11): 43-49.  
Zhang Jietan, Miao Miao, Fan Hong, et al. Bi-level generation expansion planning with large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2011, 35(11): 43-49(in Chinese).
- [15] 高赐威, 吴天婴, 何叶, 等. 考虑风电接入的电源电网协调规划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(22): 30-35.  
Gao Ciwei, Wu Tianying, He Ye, et al. Generation and transmission coordinated planning considering wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(22):30-35(in Chinese).
- [16] 王再闯, 袁铁江, 李永东, 等. 基于储能电站提高风电消纳能力的电源规划研究[J]. 可再生能源, 2014, 32(7): 954-960.  
Wang Zaichuang, Yuan Tiejia, Li Yongdong, et al. Power planning based on energy storage station to improve accommodation of wind power[J]. Renewable Energy Resources, 2014, 32(7): 954-960(in Chinese).
- [17] Yang P, Nehorai A. Joint optimization of hybrid energy storage and generation capacity with renewable energy[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 5(4): 1566-1574.
- [18] 白建华, 辛松旭, 刘俊, 等. 中国实现高比例可再生能源发展路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3699-3705.  
Bai Jianhua, Xin Songxu, Liu Jun, et al. Roadmap of realizing the high penetration renewable energy in china[J]. Proceeding of the CSEE, 2015, 35(14): 3699-3705(in Chinese).
- [19] 王耀华, 焦冰琦, 张富强, 等. 计及高比例可再生能源运行特性的中长期电力发展分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 9-16.  
Wang Yaohua, Jiao Bingqi, Zhang Fuqiang, et al. Medium and long-term electric power development considering operation of high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21):9-16(in Chinese).
- [20] Ming Z, Song X, Lingyun L, et al. China's large-scale power shortages of 2004 and 2011 after the electricity market reform of 2002:Explanntation and Differences[J]. Energy Policy, 2013, 61: 610-618.
- [21] Sun S, Liu F, Xue S, et al. Review on wind power development in China: Current situation and improvement strategies to realize future development[J]. Renewable and Sustainable Energy Review, 2015, 45: 589-599.
- [22] 李文佩, 方华亮, 马溪源, 等. 短时需求响应对含风电电源规划的影响研究[J]. 中国电力, 2015, 48(2): 122-127.  
Li Wenpei, Fang Hualiang, Ma Xiyuan, et al. Study on the impact of short-term demad response on generation expansion planning with wind power [J]. Electric Power, 2015, 48(2): 122-127(in Chinese).
- [23] 朱兰, 严正, 杨秀, 等. 计及需求侧响应的微网综合资源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2621-2628.  
Zhu Lan, Yan Zheng, Yang Xiu, et al. Integrated resources planning in microgrid based on modeling demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2621-2628(in Chinese).
- [24] Mistry K D, Roy R. Impact of demand response program in wind integrated distribution network[J]. Electric Power Systems Research, 2014, 108: 269-281.
- [25] 吴义纯, 丁明, 李生虎. 风电场对发电系统可靠性影响的评估[J]. 电工技术学报, 2004, 19(11): 72-76.  
Wu Yichun, Ding Ming, Li Shenghu. Reliability assessment of wind farms in generation and transmission systems [J]. Transactions of China Electro-Technical Society, 2004, 19(11): 72-76(in Chinese).
- [26] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.  
Lu Zongxiang, Li Haibo, Qiao Ying. Flexibility evaluation and supply/demand and balance principle of power system with high penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20(in Chinese).
- [27] 李海波, 鲁宗相, 乔颖, 等. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672-1678.  
Li Haibo, Lu Zongxiang, Qiao Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672-1678(in Chinese).

收稿日期: 2018-08-10; 修回日期: 2018-10-31。



徐唐海

作者简介:

徐唐海(1993), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力规划与运行, E-mail: 1477573647@qq.com。

鲁宗相(1974), 男, 博士, 副教授, 研究方向为风电/太阳能发电并网分析与控制、能源与电力宏观规划、电力系统可靠性分析、分布式电源及微电网, E-mail: luzongxiang98@

tsinghua.edu.cn。

乔颖(1981), 女, 博士, 副教授, 研究方向为新能源、分布式发电、电力系统安全与控制, E-mail: qiaoying@tsinghua.edu.cn。

安军(1978), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统动态分析与控制, E-mail: 173681572@qq.com。

(责任编辑 赵杨)