

## 考虑综合成本的海上风电与 远方清洁能源协同优化模型

牛东晓<sup>1†</sup>, 赵东来<sup>1</sup>, 杨尚东<sup>2</sup>, 雷霄<sup>3</sup>

- (1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206;  
2. 国网(苏州)城市能源研究院 城市能源战略与规划研究所, 江苏 苏州 215000;  
3. 中国电力科学研究院有限公司 国家电网仿真中心, 北京 100192)

**摘要:**近年来,海上风电成为我国新能源发电的新增长点,海上风电与远方清洁能源在东部负荷中心地区协调配置和运行策略问题亟待解决.文中通过综合分析海上风电与远方清洁能源供电成本,结合出力特性、负荷预测和需求侧管理等因素,建立了综合成本的能源配置分析方法,针对负荷中心多种类型电源优化问题,结合上网电价和辅助费用建立了系统综合成本估算方法,提出了以综合成本最低为目标,满足运行、安全和环保约束的电源运行协同优化模型,并以江苏省某地区为例进行了详细分析计算,论证了模型具有优化效果,为海上风电与远方清洁能源的协调配置和优化运行提供了分析手段.

**关键词:**海上风电;综合成本;能源配置策略;协调优化;需求侧管理;负荷预测  
**中图分类号:** TM734 **文献标志码:** A

## Collaborative Optimization Model of Offshore Wind Power and Remote Clean Energy Considering Comprehensive Cost in Power System

NIU Dongxiao<sup>1†</sup>, ZHAO Donglai<sup>1</sup>, YANG Shangdong<sup>2</sup>, LEI Xiao<sup>3</sup>

- (1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;  
2. Institute of Urban Energy Strategy and Planning, State Grid (Suzhou) Energy Research Institute, Suzhou 215000, China;  
3. China Electrical Power Research Institute, State Grid Simulation Center, Beijing 100192, China)

**Abstract:** In recent years, the offshore wind power has become a new growth point of China's alternative energy source. Coordinative allocation and working strategy of offshore wind power and distant clean energy in the eastern load center region has become an urgent problem to be solved. Based on the comprehensive analysis of power supply costs of offshore wind power and remote clean energy, plant output characteristics, load forecasting, and demand side management, an energy allocation analysis method was considered for collaborative optimization. In view of various energy supply modes of load center, the offshore wind power and remote clean energy association were proposed. The optimization model was adjusted and analyzed in detail by taking a certain area in China as an example. The coordi-

\* 收稿日期: 2019-03-18

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFB0901104), National Key Research and Development Program(2016YFB0901104); 国家自然科学基金资助项目(51307051), National Natural Science Foundation of China(51307051); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2014ZP03, 2015ZD01), Fundamental Research Funds for the Central Universities(2014ZP03, 2015ZD01)

作者简介: 牛东晓(1962—), 男, 安徽宿州人, 华北电力大学教授, 博士生导师

† 通讯联系人, E-mail: niudx@126.com

nated allocation ratio of offshore wind power and distant clean energy in different time scales was given, which provided a reference for optimizing the operation mode of power system.

**Key words:** offshore wind power; integrated cost; energy allocation strategy; coordination and optimization; demand side management; load forecasting

截止 2018 年底,我国清洁能源电力装机占比已达 40.7%,其中风电和光伏装机分别占比 9.7%和 9.2%。海上风电将成为新能源发展的新增长点<sup>[1-2]</sup>。为保障海上风电的接入消纳和系统安全稳定运行,亟需研究确定系统内电源以及受电通道的协调运行策略,在保障安全稳定的基础上提供电力系统运行经济性,降低供电成本,促进新能源消纳<sup>[3-4]</sup>。

在海上风电并网协调控制策略方面,已取得如下研究成果:文献[5-6]综述了大规模海上风电输电及并网的关键技术,为海上风电并网的发展提供了指导;文献[7]提出了电压型精简矩阵变换器(reduced matrix converter, RMC)的双极性电压空间矢量调制(bipolar voltage space vector pulse-width modulation, BV-SVM)策略;文献[8]设计了海上风电场无功协调控制策略,充分发挥风电场参与系统无功调节能力的同时降低了海上风电工程的建设造价;文献[9]基于海上风电场经高压直流输电送出系统提出了同时利用高压直流输电系统电容器能量和风力涡轮机来提供惯性的协调控制策略。然而,含海上风电与负荷中心直流受电通道耦合的电网协同优化控制机理尚不清晰。

在海上风电综合成本评估方面,文献[10-11]通过分析了国内外海上风电定价机制以及海上风电成本结构特征,提出了海上风电经营期成本计算模型;文献[12]充分考察风电价格的影响因素,构建了新的风电(可再生能源电力)和火电(传统能源电力)电价模型;文献[13-14]对比了交流并网方式和柔性直流并网方式的全生命周期(LCC)成本经济性优劣,建立了基于 LCC 成本的并网方式优选模型;文献[15]结合实际海上风电场数据,采用两种不同的持续性预测模型对风电场成本进行评估;文献[16]结合我国海上风电建设环境(水深等级和离岸距离等)开展了电价测算,提出了海上风电电价政策;文献[17]提出了一种计及风电随机、波动性的风电场发电成本模型,并将其引入到传统的电力系统动态经济调度模型中。目前,将海上风电相关成本与电力系

统综合成本进行结合的研究尚未开展。

在含海上风电的电力系统运行优化与决策方面,文献[18-19]通过风电集群内部互补的方式来优化风电对电网调度计划;文献[20-21]基于智能电网调度控制系统基础平台设计开发了新能源调度技术支持系统;文献[22]分析了考虑安全与效能的多尺度备用、交直流混联系统的跨区域备用共享和多层级协调优化风险调度等,针对一体化调度模式提出了整体的研究思路。然而,有关全面考虑海上风电和远方清洁能源的技术、经济、社会多个维度评价体系的协同优化模型的研究尚未开展。同时,现有的海上风电与电力系统的协同优化模型,未将海上风电与远端清洁能源进行统一评估与协调,未充分考虑远端电力与近区电网以及海上风电的协同优化,在综合成本优化方面忽略了各种电源配置下的经济、安全、环境等评价指标的约束,难以在实际电网调度运行中形成指导性优化建议。

为此,本文首先分析了远方电力与近区电网以及海上风电的送受电框架,总结了复杂电力送受关系下系统面临的主要问题,提出了海上风电和远方清洁能源综合成本构成及估算方法,建立了综合成本最优以及运行、安全和环保约束的改进型系统协同优化模型,最后以江苏某地区电网为对象,研究了优化前后各类电源出力运行策略,分析了综合成本优化效果,验证了协同优化模型的适用性。

## 1 远方与近区系统协同优化面临的问题

### 1.1 远方与近区送受电关系分析框架

海上风电通过交流或者柔性直流系统接入本地负荷中心电网,远方清洁能源接入远方当地电网,并与当地火电一起在满足本地负荷需求的基础上,富余电力按照计划的送电曲线通过直流工程将电能输送至本地的负荷中心,与本地火电、水电、新能源以及海上风电一并满足当地负荷需求。本地负荷中心与远方清洁能源以及海上风电之间的送受电框架结

构如图1所示。

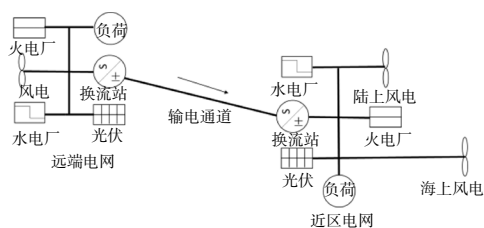


图1 负荷中心与远端清洁能源和海上风电送受电框架

Fig.1 The frame among of load center, remote clean energy and offshore wind power

## 1.2 远方与近区送受电之间缺乏协同优化

由于远方清洁能源通过直流输电通道将电力输送至近区电网,与当地电源和海上风电一并满足负荷中心电力需求.在负荷中心电力综合供应过程中,如何实现系统的安全、经济、环保运行是当前面临的主要问题,关键是如何在确保系统安全稳定运行和满足电力系统物理运行约束的前提下,获取最优的电源出力调度组合,用于指导系统运行和规划决策.该结果对分析负荷中心电网海上风电消纳能力、确定海上风电发展合理发展规模具有重要作用,也是海上风电发展规划和电力系统优化调度运行的重要技术支撑.

随着海上风电的接入和远方清洁能源的受入后,负荷中心近区的电力系统运行方式将发生变化,传统的系统运行综合成本也随之改变.为保障电力系统运行经济合理,需全面掌握系统综合成本的构成及其估算方法.

## 2 综合成本估算方法

### 2.1 海上风电成本

#### 2.1.1 建设成本

由于海上风电建设地点位于海边滩涂、浅水或近海等区域,建设环境恶劣,施工难度大,海上风电造价在16000~18000元/kW,是陆上风电造价的2到3倍<sup>[23]</sup>.从构成上看,由于海上风电的运行原理与物理结构基本与陆上风电是相同的,因此海上风电的建设成本构成与陆上风电构成是基本一致的,主要包括发电机组、基础结构和汇集升压系统的购置成本,以及安装调试、工程管理和其他费用.受到海上地理环境特殊的影响,海上风电各项成本费率与陆上风力发电区别较大,陆上风电主要成本是发电机组,费用占比70%左右,汇集升压系统费用占比12%左右,其余部分成本占比相对较少;而海上风电

基础结构、汇集升压系统和安装调试3项成本占比均高于陆上风电,分别为20%、15%和30%左右,而发电机组成本仅30%左右.同时海上风电建设成本受到离岸距离、水深、汇集方案等因素影响,存在不确定性.

#### 2.1.2 综合成本构成

对于近海负荷中心电力系统而言,海上风电综合成本主要由直接成本和间接成本两方面构成.直接成本主要是海上风电上网电价,根据《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号)文件规定,将海上风电标杆上网电价改为指导价,2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为0.8元/kW·h,2020年调整为0.75元/kW·h.新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价,不得高于上述指导价.风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘电价)以内的部分,由当地省级电网结算;高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴.海上风电电力系统直接成本为海上风电平均上网电价,具体为当地燃煤机组标杆上网电价与交易电价的代数平均值,全社会直接成本为指导价.间接成本主要是指为促进新增海上风电消纳的间接投入费用,这与当地实现海上风电消纳的手段有关,是各类手段调用成本之和.

#### 2.1.3 成本估算模型

上节提到海上风电在近区综合成本分为直接成本和间接成本.计算公式如式(1)所示.

$$C_{\text{composite\_system}} = C_{\text{direct\_system}} + C_{\text{indirect\_system}} \quad (1)$$

式中: $C_{\text{composite\_system}}$ 为系统综合成本; $C_{\text{indirect\_system}}$ 为间接系统成本; $C_{\text{direct\_system}}$ 为直接系统成本.

$$C_{\text{direct\_system}} = R_s \times W_s + R_c \times W_c \quad (2)$$

式中: $R_s$ 为上网指导价; $W_s$ 为指导价结算电量或系统燃煤上网标杆电价; $R_c$ 为平均交易电价; $W_c$ 为交易电量.

$$C_{\text{indirect\_system}} = F \times W_{\text{sea}} / (W_{\text{sea}} + W_{\text{land}}) \quad (3)$$

式中: $F$ 为调频、调峰和备用的辅助服务费用之和; $W_{\text{sea}}$ 和 $W_{\text{land}}$ 分别为区域内年海上风电和陆上新能源发电量.

## 2.2 远方清洁能源成本

### 2.2.1 建设成本

我国大规模清洁能源开发集中在西北部、北部和西南部地区,通过直流输电通道输送至东部负荷中心区域,大量清洁能源建设主要是内陆风电、集中

式光伏电站等,目前陆上风电造价约 7 100~7 800 元/kW,光伏发电工程造价约 5 500~6 200 元/kW,水电工程造价约 14 399 元/kW,煤电工程造价约 3 200~4 000 元/kW.据未来 3 年造价预测,煤电工程上涨幅度约 1%,水电工程因建设难度增大,造价预计上涨幅度 15%,风电和光伏造价下降幅度分别为 13%和 18%.

### 2.2.2 成本估算模型

远方清洁能源依托本地能源发电形成稳定可控的外送电力,经远距离输电通道后传输至东部负荷中心.对于东部受端电网,远端电力成本主要是包括当地上网电费、省内输配电费、跨区输电费.

$$C_{\text{far}} = C_p + C_{t1} + C_{t2} \quad (4)$$

式中: $C_{\text{far}}$ 为远端电力成本; $C_p$ 为上网电费; $C_{t1}$ 为省内输配电费; $C_{t2}$ 为输电通道输电费.

其中当地上网电价与不同类型电源和外送电量规模有关,计算公式如式(5)所示.

$$C_p = \sum P_{pi} \times W_{pi} + \sum P_{pj} \times W_{pj} \quad (5)$$

式中: $P_{pi}$ 为火电、水电、光伏、风电等电源上网电价; $W_{pi}$ 为火电、水电、光伏、风电等电源按计划的外送电量; $P_{pj}$ 为火电、水电、光伏、风电等电源外送交易电价, $W_{pj}$ 为火电、水电、光伏、风电等电源的外送交易电量.

跨区电力输送一般可按照既定送电曲线执行电力传输任务.因此在受端电网调度运行过程中,直流受电通道作为一个灵活可调的出力电源参与运行策略的调整.这种情况下,远端电能无法承担本地的相关辅助服务成本.

## 2.3 系统综合成本

### 2.3.1 成本类型

受端电力系统运行成本除了考虑上述的海上风电和远端新能源外,还包括本地火电、水电、燃气、陆上新能源等,各类电源上网电价是系统的成本,还有输配电线路损耗电价.另外,为了保障系统可靠运行,一般调用抽水蓄能、储能、需求侧管理等灵活性资源开展调峰、调频和备用的辅助服务.灵活性调节资源的调用也将增加系统以及用户的运行成本.

### 2.3.2 综合成本估算模型

包含海上风电和远方清洁能源的受端地区电网系统综合成本评估方法如式(6)所示.

$$C_{\text{all}} = C_{\text{pl}} + C_{\text{far}} + C_s + C_{\text{loss}} \quad (6)$$

式中: $C_{\text{pl}}$ 为本地电力上网电费; $C_{\text{far}}$ 为远端电力到网

电费; $C_s$ 为辅助服务费用; $C_{\text{loss}}$ 为线损费用.其中辅助服务费用和线损费用分别如式(7)和(8)所示.

$$C_s = \sum S_t + \sum S_d + \sum S_r \quad (7)$$

式中: $C_s$ 为辅助服务费用; $S_t$ 为调峰服务成本,包括火电、水电、储能以及需求侧管理等手段; $S_d$ 为调峰服务成本,包括火电、水电、储能等管理手段; $S_r$ 为备用辅助服务费用,主要是火电、水电等手段.

$$C_{\text{loss}} = W_{\text{loss}} \times (C_{\text{pl}}/W_{\text{pl}} + C_{\text{far}}/W_{\text{far}}) \quad (8)$$

式中: $C_{\text{loss}}$ 为电网线损成本; $W_{\text{pl}}$ 和  $C_{\text{pl}}$ 分别为省内上网电量和电费成本; $W_{\text{far}}$ 和  $C_{\text{far}}$ 为远端电力到网电量和电费成本.

## 3 电力系统协同优化模型

### 3.1 考虑综合成本的协同优化目标

电力系统电源协同优化问题涉及经济、安全和环境等多个方面,具体指标如表 1 所示.从表中可以发现安全类、环境类指标一般按照政府要求或规程规范要求规定一个标准,满足标准值以外的区间均可满足系统运行需求和社会监管要求,而经济类指标一般没有法规、导则或文件会给出一个限值,属于开放性的指标.同时该指标直接反映了电力系统运行水平以及全社会用电成本.为此,电力系统电源协同优化目标是在满足环境和安全限制性标准要求的基础上,协同优化期间内的系统综合成本最小<sup>[24-28]</sup>.

$$\min \sum_{t=0}^n C_{\text{all}}(t) = \min \sum_{t=0}^n (C_{\text{pl}}(t) + C_{\text{far}}(t) + C_s(t) + C_{\text{loss}}(t)) \quad (9)$$

式中: $t$ 为协同优化期内第  $t$  时刻; $n$ 为协同优化期总时长.

协同优化模型中优化变量包括本地火电、水电、燃机、储能电站、需求侧响应和直流工程输送功率等可控设施出力和负荷水平.值得说明的是,未来保证直流工程安全稳定性,需要控制日输电功率变换次数,一般以不超过 3 次为宜.

协同优化模型的基础数据包括本地区协同优化期内负荷曲线、远端至本地不同时期不同输送功率下对应成本曲线,本地的光伏、风电以及海上风电出力曲线,本地各电源出力上网电价、需求侧响应、储能、火电等各类参与调峰、调频、备用等辅助服务价格和电网设备极限输送容量等.

表1 电力系统协同优化指标体系  
Tab.1 Power system collaborative optimization index system

指标类型	指标名称	指标定义	指标性质
安全类	负荷满足率	指系统负荷供应满足比例, 一般要求 100%	限制性
	容量备用率	指保证电力系统静态发电备用容量, 一般要求为 10%~20%	限制性
	设备过载率	指电网设备中运行潮流超极限输送容量的占比, 一般要求为 0%	限制性
经济类	综合成本	越小越好	开放性
环保类	可再生能源占比	指系统能源消费中可再生能源比例, 一般根据能源规划目标确定	限制性
	化石能源消费量	指系统能源消费中化石能源比例, 一般根据能源规划目标确定	限制性
	弃光率	是指弃光电量占光伏发电量的占比, 一般规定要求低于 5%	限制性
	弃风率	是指弃风电量占风电发电量的占比, 一般规定要求低于 5%	限制性

### 3.2 运行约束条件

系统优化模型的约束条件包括系统运行约束、安全约束和环保约束 3 个方面。

#### 3.2.1 运行约束

式(10)为系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^M p_i(t) + \sum_{j=1}^N w_j^{DF}(t) + \sum_{k=1}^G v_k(t) + d(t) \geq l^{DF}(t) \quad (10)$$

$(t = 1, 2, \dots, n)$

式中:  $p_i$  为第  $i$  台常规机组出力;  $w_j$  为第  $j$  台新能源机组在  $t$  时段的预测出力;  $v_k$  为第  $k$  个包括储能站、需求侧管理等灵活性资源的出力状况;  $d$  为  $t$  时间段直流输送功率;  $l^{DF}(t)$  为  $t$  时段系统预测负荷。

式(11)为常规机组最大和最小出力约束。

$$I_i(t) \times P_{i\min} \leq p_i(t) \leq I_i(t) \times P_{i\max} \quad (11)$$

式(12)为机组功率爬坡约束。

$$-DR_i \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq UR_i \quad (12)$$

式中:  $DR_i$ 、 $UR_i$  分别为机组  $i$  每个时段允许可调出力的上、下限。

式(13)为机组最小运行与停机持续时间约束。

$$\begin{aligned} [T_i^{\text{on}}(t-1) - T_{i,\min}^{\text{on}}][I_i(t-1) - I_i(t)] &\geq 0 \\ [T_i^{\text{off}}(t-1) - T_{i,\min}^{\text{off}}][I_i(t) - I_i(t-1)] &\geq 0 \end{aligned} \quad (13)$$

式中:  $T_{i,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,\min}^{\text{off}}$  分别为机组  $i$  的最小启(停)时间;

$T_i^{\text{on}}(t-1)$ 、 $T_i^{\text{off}}(t-1)$  分别为机组  $i$  在  $t$  时段前的持续开(关)机时间。

式(14)为需求侧管理运行约束。

$$v_{k\min} \leq v_k(t) \leq v_{k\max} \quad (14)$$

式中:  $v_{k\max}$  为第  $k$  个需求侧管理资源的正常负荷;  $v_{k\min}$  为第  $k$  个需求侧管理资源管理可减负荷值。

式(15)~式(17)为储能电站运行约束。

$$-e_{m-p\max}(t) \leq e_m(t) \leq e_{m-p\max}(t) \quad (15)$$

$$0 \leq e_{m-s}(t) \leq e_{m-s\max} \quad (16)$$

$$(e_{m-p}(t) - e_{m-p}(t-1)) \times t = e_{m-s}(t) - e_{m-s}(t-1) \quad (17)$$

式中:  $e_{m-p\max}(t)$  为第  $m$  个储能电站额定功率;  $e_{m-p}(t)$  为  $t$  时间段第  $m$  个储能电站输出功率;  $e_{m-s\max}$  为第  $m$  个储能电站额定存储电力;  $e_{m-s}(t)$  为  $t$  时间段第  $m$  个储能电站存储电量。

其中,式(17)表示一定时间内,充放电功率与充电量的关系。

#### 3.2.2 安全约束

式(18)为输电线路潮流约束。

$$F_{k\min} \leq \sum_{B=1}^{NB} \text{GSF}_{k-B} p_B \leq F_{k\max} \quad (18)$$

式中:  $\text{GSF}$  为发电转移因子<sup>[29-30]</sup>;  $F_{k\min}$  和  $F_{k\max}$  分别为输电设备的最小潮流约束和最大潮流约束。

式(19)为系统旋转备用约束,  $S\%$  为系统旋转备用率。

$$\sum_{i=1}^M [P_{i\max} * I_i(t)] \geq l(t) * (1 + S\%) \quad (t = 1, 2, \dots, T) \quad (19)$$

#### 3.2.3 环保约束

式(20)为可再生能源占比约束。

$$\frac{\sum_{t=0}^n H_{\text{clean}}(t)}{\sum_{t=0}^n H_{\text{all}}(t)} \geq D\% \quad (20)$$

式中:  $H_{\text{clean}}(t)$ 、 $H_{\text{all}}(t)$  分别为  $t$  时段可再生能源发电量和全社会发电量;  $D\%$  为可再生能源占比要求。

式(21)和式(22)为弃风率和弃光率约束。

$$\frac{\sum_{t=1}^n [H_{\text{a-wind}}(t)]}{\sum_{t=1}^n [H_{\text{wind}}(t)]} \leq Q_{\text{wind}}\% \quad (21)$$

$$\frac{\sum_{t=1}^n [H_{\text{a-PV}}(t)]}{\sum_{t=1}^n [H_{\text{PV}}(t)]} \leq Q_{\text{PV}}\% \quad (22)$$

式中: $H_{a-wind}(t)$ 、 $H_{wind}(t)$ 分别风电弃电量和风电发电量; $H_{a-pv}(t)$ 、 $H_{pv}(t)$ 分别光伏弃电量和光伏发电量; $Q_{wind}\%$ 和 $Q_{pv}\%$ 分别为弃风率和弃光率控制限制。

式(8)为系统协同优化模型的目标函数,式(9)~式(22)为协同优化模型的约束条件,在给定各变量初始值的情况下,利用优化算法,可以计算获得综合成本最优情况下不同类型电源组合以及远端清洁能源受入直流工程的运行策略。

#### 4 协同运行策略优化算法

为实现多种系统出力变量的协同,需要一种适应的优化算法来更快速准确地得到最优解<sup>[31]</sup>,本文采用基于改进粒子群算法的系统运行策略风险方法。粒子群算法(Particle Swarm Optimization, PSO),是一种进化计算技术,基本思想是通过群体中个体之间的协作和信息共享来寻找最优解。目前广泛应用于函数优化、神经网络训练、模糊系统控制等遗传算法的应用领域。基于该算法,本文上节提出了系统综合成本最低的目标函数以及运行、安全、环保约束。

PSO 算法采用循环逼近的方法获取优化结果,其基本流程包括如下 6 个步骤:

步骤 1 对群体规模为  $N$  的一群微粒的位置和速度进行初始化;采用一组满足约束条件的随机粒子,设有  $r$  个,然后通过迭代寻优找到最优解。在每次迭代中,每个粒子根据式(23)(24)来更新自己的速度和位置。

$$v_{d+1} = \omega \cdot v_{d+1} + \varphi_1 \cdot \text{rand}() \cdot (p_{\text{Best}} - x_d) + \varphi_2 \cdot \text{rand}() \cdot (g_{\text{Best}} - x_d) \quad (23)$$

$$x_{d+1} = x_d + v_{d+1} \quad (24)$$

式中:下标  $d$  为迭代次数; $x_d$  为  $d$  次迭代时的粒子空间位置; $v_{d+1}$  为  $d$  次迭代时的粒子速度; $\omega$  为惯性常数; $\varphi_1$  和  $\varphi_2$  为学习因子; $\text{rand}()$  为介于(0,1)之间的随机数。

步骤 2 对每个微粒初始状态的适应度进行评价;采用公式(23)中  $p_{\text{Best}}$  和  $g_{\text{Best}}$  分别表示微粒群的局部和全局最优位置。

步骤 3 对每个微粒,将其适应值与其经过的局部最优位置  $p_{\text{Best}}$  作比较,如果较好,则将其作为当前的最好位置  $p_{\text{Best}}$ 。

步骤 4 对每个微粒,将其适应值与其经过的全局最优位置  $g_{\text{Best}}$  作比较,如果较好,则将其作为当前的最好位置  $g_{\text{Best}}$ 。

步骤 5 根据式(23)调整微粒速度和位置。

步骤 6 未达到结束条件则转步骤 2。迭代结束条件根据具体问题一般选为最大迭代次数  $Gk$  或(和)微粒群迄今为止搜索到的最优位置满足预定最小适应阈值<sup>[31-32]</sup>。

#### 5 算例分析

以江苏省某地区为例进行算例分析,该区规划年负荷规模达到 37 700 MW,拥有一个 8 000 MW 特高压直流受电通道,海上风电场规划 12 000 MW,现有电源结构及上网电价如表 2 所示。

表 2 电源规模及综合成本

Tab.2 The power plant structure and the comprehensive cost

电源类型	装机容量/MW	综合成本/(元·kW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )
火电	12 000	0.42
水电	8 000	0.30
陆上风电	4 000	0.40
陆上光伏	5 000	0.45
需求侧管理能力	3 000	0.30
直流工程	8 000	9:00-16:00 0.35
		16:00-10:00 0.25
储能电站	1 200	0.30

远方清洁能源基地电力以风电为主,光伏为辅,日典型清洁能源出力特性如图 2 所示。受到夜间风速较高,发电出力大以及夜间当地负荷水平低的影响,远方电网夜间电力整体富余,由于电力呈现供大于求的趋势,夜间远方电价水平偏低,而白天则相反,白天风电出力较低,虽然光伏发电补充了电力供应,但白天远方电力整体偏紧张,导致白天电价水平偏高。通过直流工程到网电价受到远处地区电价波动的影响,随着时间不同而有所差异,到位电价水平电价整体呈现夜间电价低、白天电价高的特征。据统计,白天与夜间时段近区到网电价分别为 0.2 元/kW·h 和 0.35 元/kW·h。

参照我国银东、天中和灵绍等清洁能源基地直流输电工程运行方式确定该地区受电曲线,典型送电曲线如图 3 所示,即高峰阶段按满容量送电,其他时段送电容量。按照传统的运行方式配置各机组典型出力方式,如图 4 所示,传统方式下电力系统日综合成本为 2.80 亿元。

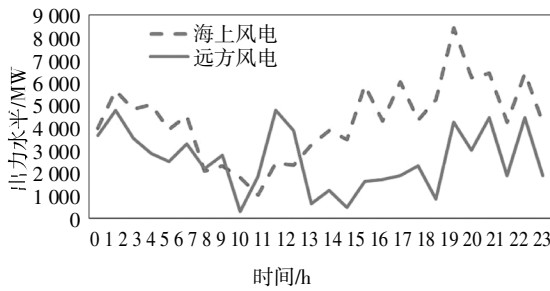


图2 海上风电与远方清洁能源出力特性对比

Fig.2 The output character of onshore wind plant and clean energy in remote area

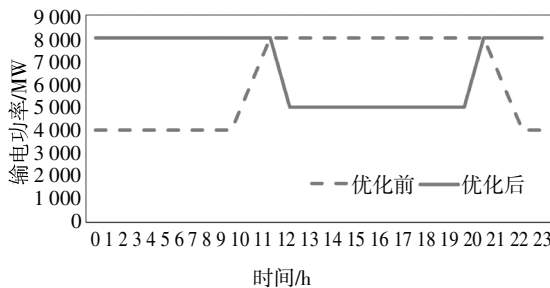


图3 远端直流工程优化前后送电曲线

Fig.3 The transmission curves of UHVDC project before and after optimization

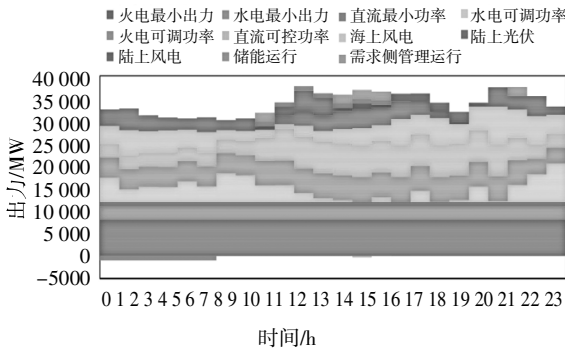


图4 优化前电源出力组合

Fig.4 The power plant operation results before optimization

值得注意的是,该地区海上风电与远方清洁能源出力特性相似,也呈现出夜间出力大,白天出力偏少的特征(图2)。两种相似的清洁能源出力曲线需要考虑综合成本最优来实现电源协同优化,利用本文提出的模型对远端输电工程送电曲线进行优化后,对比系统综合成本变化情况,论证模型的实用性。

根据该地区负荷预测需求,在满足运行约束、安全约束和环保约束的条件下,以系统综合成本最小

为目标,以24h为协同优化周期,以1h为对象进行优化,对电源机组出力和直流送电曲线进行协同优化。优化后直流送电曲线如图3所示,协同优化机组运行方式如图5所示,优化后系统综合成本为2.66亿元,较优化前降低了0.14亿元,下降幅度达5%。

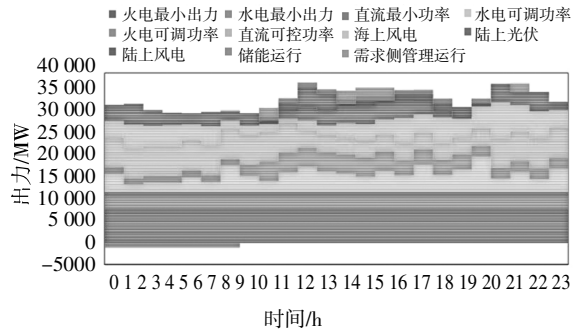


图5 优化后电源协同优化出力结果

Fig.5 The power plant operation results after optimization

分析优化后综合成本下降的主要原因包括以下几方面:一是传统的输电曲线并未考虑远方清洁能源电价水平,导致该地区在白天受入了满功率的高价电量,而到了夜间却受入了较少的低价电量,优化后,对送电曲线进行调整,充分消纳夜间低价电量,降低了综合成本;二是充分消纳本地清洁能源,充分利用水电的功率调节能力,减少了火电反复参与调峰的次数,优先调用水电等低成本灵活调节资源,减少了调峰成本的支出;三是在日间电价较高阶段,适时地调用了储能和需求侧管理等灵活性资源,减少了对高价电量的使用,以此降低综合成本。

整体来看,利用本文提出考虑系统综合成本的协同优化模型,可确定机组出力优化结构,制定直流送电策略,通过优化前后综合成本对比分析,可发现能够显著降低系统综合成本5%左右,为开展方案比选和优化提供技术支撑。

## 6 结论

本文分析了远方与近区电网以及海上风电的送受电框架,总结了海上风电与远方清洁能源面临的主要问题,建立了考虑海上风电、远端清洁能源、辅助服务费用以及本地电源等综合成本估算方法;梳理了经济、安全、环境的评价指标及其特性,提出了以经济最优为目标,考虑运行约束、安全约束和环境约束,建立了考虑综合成本的电力系统协同优化模

型;最后以江苏省某地区为分析对象,利用协同优化模型对传统运行方式进行了电源出力组合优化,结果表明考虑综合成本分析优化模型在保障系统稳定运行的基础上可减少系统综合成本,提高系统运行的经济性水平,验证了协同优化模型的适用性。

由于电力系统实际运行过程的综合成本受到众多市场化交易博弈关系的影响,需要获取需要收集大量的数据和变量条件,在今后的研究中,必须注意加强对有关成本数据的积累和市场化交易条件下的综合成本获取方法,为更准确地实现电力系统协同优化提供基础数据支持。

## 参考文献

- [1] 陈俊岭, 阳荣昌, 马人乐, 等. 大型风电机组组合式塔架结构优化设计[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2015, 42(5): 29—35.  
CHEN J L, YANG R C, MA R L, *et al.* Optimization design of combined tower structure for large wind turbines [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2015, 42(5): 29—35. (In Chinese)
- [2] 王娜, 邵霞, 高云鹏, 等. 基于区域信息融合的风电场平均年发电量预测[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2015, 42(8): 81—85.  
WANG N, SHAO X, GAO Y P, *et al.* Prediction of average annual power generation of wind farms based on regional information fusion [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2015, 42(8): 81—85. (In Chinese)
- [3] 毕平平, 许晓艳, 梅文明, 等. 风电基地连锁脱网风险评估方法及送出能力研究[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 165—172.  
BI P P, XU X Y, MEI W M, *et al.* Research on risk assessment method and delivery capability of chain off-network in wind power base [J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 165—172. (In Chinese)
- [4] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2—11.  
KANG C Q, YAO L Z. Key scientific issues and theoretical research framework for high proportion renewable energy power systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2—11. (In Chinese)
- [5] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758—3770.  
CHI Y N, LIANG W, ZHANG Z K, *et al.* Summary of research on key technologies of large-scale offshore wind power transmission and grid connection [J]. Proceeding of the CSEE, 2016, 36(14): 3758—3770. (In Chinese)
- [6] LIU H, SUN J. Voltage stability and control of offshore wind farms with AC collection and HVDC transmission [J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2014, 2(4): 1181—1189.
- [7] 蒋卫龙, 邓文浪, 郭有贵, 等. 基于 RMC 的海上风电-HVDC 系统功率协调控制[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 1—8.  
JIANG W L, DENG W L, GUO Y G, *et al.* RMC-based offshore wind power-HVDC system power coordinated control [J]. Proceeding of the CSU-EPSA, 2015, 27(10): 1—8. (In Chinese)
- [8] 赵大伟, 马进, 钱敏慧, 等. 海上风电场经交流电缆送出系统的无功配置与协调控制策略 [J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1412—1421.  
ZHAO D W, MA J, QIAN M H, *et al.* Reactive power configuration and coordinated control strategy for offshore wind farms sent out via AC cable [J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1412—1421. (In Chinese)
- [9] 张立辉, 熊俊, 鞠立伟, 等. 考虑清洁能源参与的跨区域能源配置优化模型[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2015, 42(4): 71—77.  
ZHANG L H, XIONG J, JU L W, *et al.* Cross-regional energy allocation optimization model considering clean energy participation [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2015, 42(4): 71—77. (In Chinese)
- [10] 李璐, 郑亚先, 陈长升, 等. 风电的波动成本计算及应用研究 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5155—5163.  
LI L, ZHENG Y X, CHEN C S, *et al.* Wind power fluctuation cost calculation and application research [J]. Proceeding of the CSEE, 2016, 36(19): 5155—5163. (In Chinese)
- [11] 江岳春, 杨旭琼, 贺飞, 等. 基于 EEMD-IGSA-LSSVM 的超短期风电功率预测[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2016, 43(10): 70—78.  
JIANG Y C, YANG X Q, HE F, *et al.* Ultra-short-term wind power prediction based on EEMD-IGSA-LSSVM [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2016, 43(10): 70—78. (In Chinese)
- [12] 袁铁江, 晁勤, 吐尔逊·伊不拉音, 等. 大规模风电并网电力系统动态清洁经济优化调度的建模 [J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(31): 7—13.  
YUAN T J, CHAO Q, TOERXUN Y, *et al.* Modeling of dynamic clean economy optimization scheduling for large-scale wind power grid-connected power systems [J]. Proceeding of the CSEE, 2010, 30(31): 7—13. (In Chinese)
- [13] 张昭丞, 郭佳田, 诸浩君, 等. 基于全生命周期成本的海上风电并网方案优选分析 [J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(21): 51—57.  
ZHANG Z C, GUO J T, ZHU H J, *et al.* Optimal analysis of offshore wind power grid-connected scheme based on full life cycle cost [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(21): 51—57. (In Chinese)
- [14] MORANDI A, GHOLIZAD B, STIENEKER M, *et al.* Technical and economical evaluation of DC high-temperature superconductor solutions for the grid connection of offshore wind parks [J]. IEEE



- Transactions on Applied Superconductivity, 2016, 26(6): 1—10.
- [15] CHANG J, UMMELS B C, SARK W V, *et al.* Economic evaluation of offshore wind power in the liberalized Dutch power market [J]. Wind Energy, 2009, 12(5): 507—523.
- [16] 陶冶, 时璟丽. 我国海上风电发展形势和电价政策研究[J]. 中国能源, 2013, 35(6): 25—29.  
TAO Y, SHI J L. China's offshore wind power development situation and electricity price policy research [J]. Energy of China, 2013, 35(6): 25—29. (In Chinese)
- [17] 翁振星, 石立宝, 徐政, 等. 计及风电成本的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 514—523.  
WENG Z X, SHI L B, XU Z, *et al.* Dynamic economic dispatch of power system considering wind power cost [J]. Proceeding of the CSEE, 2014, 34(4): 514—523. (In Chinese)
- [18] ZHANG Z S, SUN Y Z, GAO D W, *et al.* A versatile probability distribution model for wind power forecast errors and its application in economic dispatch [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3114—3125.
- [19] 李培强, 王继飞, 李欣然, 等. 双馈与直驱风电机组的小干扰稳定性对比分析[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2014, 41(1): 92—97.  
LI P Q, WANG J F, LI X R, *et al.* Comparative analysis of small disturbance stability of doubly-fed and direct-drive wind turbines [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2014, 41(1): 92—97. (In Chinese)
- [20] 艾欣, 刘晓. 基于可信性理论的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(S1): 12—18.  
AI X, LIU X. Dynamic economic dispatch of power system with wind farm based on credibility theory [J]. Proceeding of the CSEE, 2011, 31(S1): 12—18. (In Chinese)
- [21] CAO Y J, LI Q, TAN Y, *et al.* A comprehensive review of energy internet: basic concept, operation and planning methods, and research prospects [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(3): 399—411.
- [22] JI F, CAI X, YUE C, *et al.* Fuzzy robust dispatch for power systems with wind farms [J]. Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2014, 34(28): 4791—4798.
- [23] 袁晓玲, 范玉仙. 基于 Logistic 和学习曲线模型的中国电源结构预测[J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2013, 27(4): 51—55.  
YUAN X L, FAN Y X. China power structure prediction based on Logistic and learning curve model [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2013, 27(4): 51—55. (In Chinese)
- [24] 翁振星, 石立宝, 徐政, 等. 计及风电成本的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 514—523.  
WENG Z X, SHI L B, XU Z, *et al.* Dynamic economic dispatch of power system considering wind power cost [J]. Proceeding of the CSEE, 2014, 34(4): 514—523. (In Chinese)
- [25] 周玮, 孙辉, 顾宏, 等. 含风电场的电力系统经济调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(24): 148—154.  
ZHOU W, SUN H, GU H, *et al.* Review of economic dispatching of power systems with wind farms [J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(24): 148—154. (In Chinese)
- [26] 陈功贵, 陈金富. 含风电场电力系统环境经济动态调度建模与算法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 27—35.  
CHEN G G, CHEN J F. Modeling and algorithm for environmental economic dynamic scheduling of wind farm electric power system [J]. Proceeding of the CSEE, 2013, 33(10): 27—35. (In Chinese)
- [27] 鄂加强, 李光明, 张彬, 等. 兆瓦级风电偏航减速机行星齿轮疲劳仿真分析 [J]. 湖南大学学报(自然科学版), 2011, 38(9): 32—38.  
E J Q, LI G M, ZHANG B, *et al.* Simulation analysis of planetary gear fatigue in megawatt wind power yaw reducer [J]. Journal of Hunan University (Natural Sciences), 2011, 38(9): 32—38. (In Chinese)
- [28] 张坤亚. 风电并网的电力系统经济调度研究综述 [J]. 机电信息, 2016(27): 40—41.  
ZHANG K Y. Summary of research on economic dispatching of power system with wind power grid-connected [J]. Mechanical and Electrical Information, 2016, (27): 40—41. (In Chinese)
- [29] 孙亚, 肖晋宇, 彭冬, 等. 考虑安全约束的未来输电网利用率评估[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3818—3824.  
SUN Y, XIAO J Y, PENG D, *et al.* Future transmission grid utilization assessment considering safety constraints [J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3818—3824. (In Chinese)
- [30] 田跃军. 粒子群算法改进及其在电力系统的应用 [J]. 电子测试, 2015, (19): 47—48.  
TIAN Y J. Improvement of particle swarm optimization algorithm and its application in power system [J]. Electronic Test, 2015, (19): 47—48. (In Chinese)
- [31] 侯云鹤, 鲁丽娟, 熊信良, 等. 改进粒子群算法及其在电力系统经济负荷分配中的应用 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(7): 99—104.  
HOU Y H, LU L J, XIONG X G, *et al.* Improved particle swarm optimization algorithm and its application in power system economic load distribution [J]. Proceeding of the CSEE, 2004, 24(7): 99—104. (In Chinese)
- [32] WANG Y, CAI Z. A hybrid multi-swarm particle swarm optimization to solve constrained optimization problems [J]. Journal of Taiyuan Heavy Machinery Institute, 2011, 11(1): 295—304.