

基于消纳责任权重的两级电力市场优化运行模型

陈先龙¹, 王秀丽^{1*}, 吕建虎², 张航¹, 朱宗耀¹, 王一飞¹

(1. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省 西安市 710049;

2. 中国电力科学研究院有限公司南京分院, 江苏省 南京市 210003)

Optimal Operation Model of Two-level Electricity Market Under the Responsibility of Renewable Energy Consumption

CHEN Xianlong¹, WANG Xiuli^{1*}, LYU Jianhu², ZHANG Hang¹, ZHU Zongyao¹, WANG Yifei¹

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China;

2. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, Jiangsu Province, China)

Abstract: Considering the implementation of China's renewable energy (RE) consumption guarantee mechanism as the background, in order to enable consumers of a province to complete a consumption assessment, the market mechanism must be used to encourage renewable energy consumption across provinces and regions. A two-level electricity market has been established, and interprovincial renewable energy dealers have been introduced to act as agents of consumers to buy RE from interprovincial RE markets. Under the two-level market framework, a non-linear bilevel optimization model is established with the objective of minimizing market operating costs, and the clearing results of the upper and lower levels are used as the calculation parameters for the other level. Using the Karush-Kuhn-Tucker conditions and Lagrange duality theory, the nonlinear bilevel problem is transformed into a single-layer linear problem. Finally, in order to verify the effectiveness of the proposed model, an example of a certain area is simulated to analyze the market operating costs under different quota ratios and prices of green certificates. The results show that the two-level market can effectively reduce the market cost and promote the interprovincial consumption of RE.

Keywords: consumption responsibility weight; interprovincial renewable energy dealers; two-level market; bilevel optimization

摘要: 在中国电力消纳保障机制和新配额制的实施背景下, 为了使省内消纳责任主体完成消纳考核, 如何利用市场机制激励可再生能源跨省跨区消纳是关键问题之一。为此,

借助于省间-省内两级市场, 引入了省间可再生能源交易商代理省内消纳责任主体参与省间可再生能源市场交易。在两级市场框架下, 以市场运行成本最小化为目标, 建立了一种非线性的双层优化消纳模型。上、下层的出清结果作为对方层级的计算参数, 利用KKT (Karush-Kuhn-Tucker) 条件和拉格朗日对偶理论, 将上述双层非线性问题转化为单层线性问题求解。最后, 为验证所提模型的有效性对某地区进行算例仿真, 分析不同消纳责任权重、绿证价格下的市场运行成本, 结果表明两级市场能够有效降低省内消纳责任主体完成考核的市场成本, 促进可再生能源的跨省跨区消纳和电力市场的绿色、经济运行。

关键词: 消纳责任权重; 省间可再生能源交易商; 两级市场; 双层优化

0 引言

随着中国的可再生能源配额制 (renewable portfolio standard, RPS) 即可再生能源电力消纳保障机制的实施^[1], 可再生能源特别是非水可再生能源将会变得十分紧缺; 特别在一些新能源匮乏的省份, 消纳考核要求与省内新能源出力不足的矛盾尤其突出。例如, 东部某省2018年非水可再生能源消纳量为259.56亿kWh^[2], 占全省全社会用电量的5.3%, 然而其中有20亿kWh并不是实际消纳, 而是通过购买绿证折算得到的消纳量; 这给消纳责任主体带来了较大的考核成本, 该省在2020年非水可再生能源最低消纳责任权重为7.5%^[3], 消纳任务将更加艰巨。

在这种背景下, 为了完成消纳责任, 除了需要协

基金项目: 国家电网公司科技项目 (SGLNDK00KJJS1900043)。

Science and Technology Foundation of SGCC (SGLNDK00KJJS1900043)。

调好本地可再生能源的生产、消纳，更需要研究如何充分利用市场化手段基于RPS促进可再生能源的跨省跨区消纳^[4]。

目前关于中国RPS的研究主要集中于对其他国家配额制经验的介绍、配额制的市场均衡分析、配额制体系的设计与仿真。文献[5]介绍了美国加州RPS的市场机制、运作方式；文献[6]综述了近年来RPS机制的总体框架、核心要素以及配套措施；文献[7]运用微观经济学给出了RPS的经济学解释并论证了RPS的合理性和有效性；文献[8]在发电侧配额的基础上，采用寡头竞争均衡理论建立了考虑绿证市场和电力批发的市场均衡模型，分析了不同配额比例对市场价格的影响；文献[9]对RPS及绿证交易机制进行了设计与仿真，但也是建立在发电侧配额基础上，并且没有探究配额制下省外新能源对省内市场购电行为的影响；文献[10]设计了中国RPS背景下的电力市场体系，包括可再生能源中长期市场、可再生能源日前市场、消纳量二级市场、绿证申购市场等，但文章主要聚焦于构建省内市场，并没有对省外新能源与省内责任主体的交易进行设计。在新能源跨省跨区交易方面，文献[11]分阶段对中国促进清洁能源消纳的市场机制进行了设计，但没有考虑RPS对省间消纳的促进作用；文献[12]设计了一种国家绿色证书交易市场与省级日前市场协调的机制，但并没有对中国RPS下绿证来源进行说明分析，也没有涉及可再生能源跨省交易；文献[13]研究了跨省跨区清洁能源消纳补偿的市场机制，但主要基于省间发电权交易；文献[14]分析了欧洲市场耦合和美国PJM跨市场交易过程，提供了多种跨区域交易方式。在电力市场双层优化方面，文献[15]建立了计及风险的省间交易商购电的双层优化模型，但是并没有分析配额下市场主体的购电策略和可再生能源跨省跨区交易；文献[16]提出了可再生能源发电商最优决策的双层模型，并运用KKT（Karush-Kuhn-Tucker）条件和拉格朗日对偶理论进行求解，为双层模型的求解提供了有效方法。

可以看出，目前基于消纳责任权重协调省内消纳责任主体与省外可再生能源进行市场交易的研究还比较缺乏。因此，本文首先对中国的RPS进行概述，论述了配额制下建立省间可再生能源市场的必要性；然后，引入“省间可再生能源交易商”的概念，代理省内消纳责任主体参与省间可再生能源市场向省外绿电商购电，建立省间可再生能源市场和省内电力市场的两级电力市场运营模式；接着，建立基于配额制的两

级电力市场优化运行模型，验证提出的两级电力市场对于完成省内消纳责任和市场运行的作用；最后，选取某省级电力公司作为省间可再生能源交易商进行仿真算例分析，验证本文所提模型的有效性。

1 可再生能源电力消纳保障机制

1.1 概述

中国的RPS——可再生能源电力消纳保障机制是以目标消纳为导向的。可再生能源不仅拥有电能价值，还拥有完成考核的消纳量价值，这部分价值是可再生能源正外部性的货币价值^[17]。中国的RPS确立主要历经三次征求意见稿，最终以2019年5月15日国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》^[1]为标志，提出中国以可再生能源消纳责任权重、非水电可再生能源消纳责任权重的形式实施RPS，并且明确了可再生能源配额制的具体实施机制。以下是中国RPS的主要内容。

1) 考核层次：2个层次，按省级行政区域监测评价；对省内承担消纳责任主体考核。

2) 责任主体：国务院、省级能源主管部门承担落实责任；电网公司承担组织责任；售电企业（电网企业、独立售电公司、配售电公司）、参与批发市场的电力用户、拥有自备电厂的企业承担消纳责任。

3) 实施机制：省级行政区域施行最低消纳责任权重和超过即奖励的激励性消纳责任权重；消纳责任主体承担与其年售电量或用电量相对应的消纳责任权重。

4) 完成方式：实际消纳，即从电网企业和可再生能源发电企业购入以及自发自用的可再生能源电量；超额消纳量转让，即向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额消纳量；自愿绿证认购，对应的可再生能源电量等量计为消纳量。

1.2 配额制下建立省间可再生能源市场的必要性

电力消纳保障机制下的电力市场体系如图1所示，省内的消纳责任主体主要是通过中长期电能量市场、可再生能源中长期市场和现货市场购电满足电能需求；通过捆绑绿证的可再生能源中长期交易、绿证市场交易和超额消纳量转让交易满足消纳需求。但是在新能源较为匮乏的省份，仅仅协调优化本省可再生能源的生产消纳可能无法满足省内的消纳考核要求（如引言所述东部某省情况）。

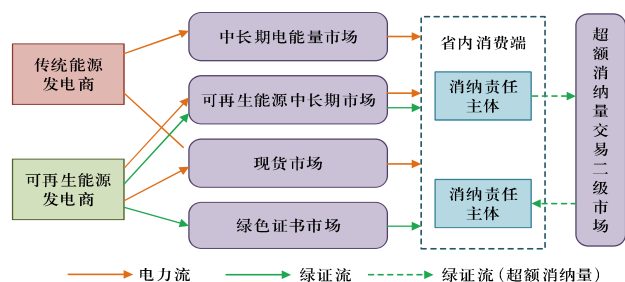


图1 配额制下的电力市场体系

Fig. 1 Electricity market system under RPS

因此，为了使得新能源匮乏省份消纳主体完成消纳责任，建立省间可再生能源交易市场是十分必要的。第一，引导可再生能源跨省跨区的市场化交易，充分释放实行配额制带来的可再生能源购电需求，实现可再生能源在更大范围内的优化消纳。第二，有利于打破省间壁垒，发现可再生能源正外部性的货币价值，通过市场竞价真实反映需求方对可再生能源正外部性的货币评价。第三，促进可再生能源在更大范围内的消纳，通过省间可再生能源市场削弱信息的不对称，通过市场竞争发现可再生能源的真实价格，进一步激发省内消纳责任主体的消纳意愿。

2 两级电力市场运行框架

本文建立的两级市场由省内电力市场与省间可再生能源市场构成。省间可再生能源市场是省间可再生能源交易商代理省内消纳责任主体（电网公司、电力批发用户、售电公司等）与外省可再生能源发电商交易的市场，经过安全校核形成有效的交易结果后，作为省内电力市场的出清边界。而送端省可再生能源机组扣除省间交易后剩余的电量作为参与送端省省内电力市场的交易空间。

2.1 省间可再生能源交易商

省间的可再生能源交易，必须建立在省间电力交易的基础上。中国的跨省跨区交易^[18]主要有“网对网”“点对网”和“点对点”三种形式，其中“网对网”“点对网”都有比较成熟的路径。因此，在省间可再生能源市场建设初期，可以引入省间可再生能源交易商，负责代理省内消纳责任主体向省外可再生能源发电商或送端电网（可再生能源资源富余省份）购买可再生能源电力。

省间可再生能源交易商根据省内消纳责任主体的消纳需求、省内可再生能源的出力预测，形成省间可

再生能源的购电需求，参与省间可再生能源市场得到省间可再生能源出清电量，作为省内市场的出清边界。显然，电网公司拥有先进的电网调度技术，能够保障电力通道安全运行。因此，在省间可再生能源市场建设初期，电网公司可以作为省间可再生能源交易商代理省内消纳责任主体参与省间可再生能源交易，有利于交易的可靠执行与市场的稳定运行。

2.2 两级市场运营框架

图2为本文建立的两级电力市场运营框架。首先，省内各类消纳责任主体向省间可再生能源交易商上报各自的消纳需求，省间可再生能源交易商再结合省内可再生能源出力预测向国家级电力交易中心申报省间可再生能源购电需求。国家级电力交易中心组织送端省可再生能源机组参与省间可再生能源市场满足省间可再生能源需求，并且在交易出清后形成联络线的调度计划，作为省内电力市场的出清边界。两级电力市场下，省内消纳责任主体可以通过省内捆绑绿证的可再生能源交易、省内绿证交易获得消纳量，倘若在考核期内仍未完成要求，可以从国家超额消纳量交易二级市场和国家绿证市场购买超额消纳量和绿证以完成消纳考核。

2.3 消纳量在消费端（消纳责任主体）的分配

如1.1节所述，中国RPS分为省级行政区域和省内承担消纳责任主体2个层次进行考核。在2.2节提出的两级电力市场体系中，省级行政区域可以通过省间-省内的联合优化完成省级层次的考核；省内消纳责任主体可以通过省间、省内获得的消纳量完成消纳考核，具体消纳量在省内消纳责任主体端的匹配方式如下。

省内的消纳量主要通过捆绑绿证的可再生能源交易和省内绿证市场交易的方式匹配到消费端。在可再生能源中长期交易中，作为可再生能源正外部性货币价值的消纳量捆绑可再生能源电力一并出售给可再生能源购买者；在省内绿证市场中，可再生能源发电商将现货市场出清量所对应核发的绿证出售给省内消纳责任主体，交易方式可以为双边协商、集中竞价、挂牌等。

省间可再生能源交易商通过省间可再生能源交易获得的消纳量可以以集中交易的方式出售给省内消纳责任主体，有利于将消纳量成本传导给省内消纳责任主体，通过市场竞价发现可再生能源正外部性的货币

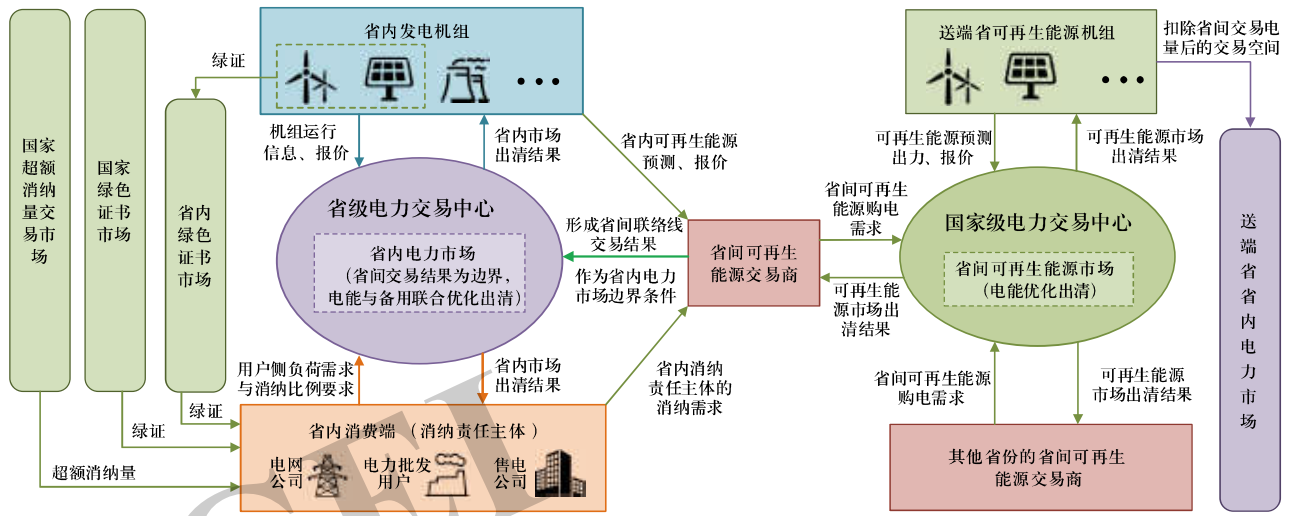


图2 省间-省内两级电力市场运营框架

Fig. 2 Framework of interprovincial and inner provincial two-level electricity market

价值，真实反映省内消纳责任主体对可再生能源正外部性的货币评价。

3 基于消纳权重权重的两级电力市场运行优化模型

由于省间可再生能源的购电需求、出清结果会影响省内电力市场的出清结果，两个市场是相互耦合的。因此，本文将省内电力市场和省间可再生能源市场的出清模型分别设置为上下层问题，建立基于消纳权重权重的双层优化模型来验证两级市场的有效性。如图3所示，上下层之间传递的决策变量分别为：上层问题出清的省间可再生能源需求、下层问题出清的省间可再生能源价格。其中，上层模型中还考虑了消纳责任主体可以从国家绿证市场和超额消纳量市

场购买绿证、超额消纳量。由于两者都可以计为等量的消纳量、消纳价值一致，因此模型中不区分绿证与超额消纳量，价格一致、计量一致。

3.1 上层优化模型

上层模型是基于消纳权重权重的省内电力市场出清模型，采用单边现货交易的出清模型^[19]，以省内市场运行成本最小为目标，目标函数为

$$\min \pi_{in} = \sum_{t=1}^T (\sum_{m=1}^M C_t^m Q_t^m + \sum_{n=1}^N C_{g,t}^n Q_{g,t}^n + \sum_{n=1}^N C_{r,t}^n Q_{r,t}^n) + \sum_{t=1}^T C_t^r Q_t^r + C^{lsc} Q^{lsc} \quad (1)$$

式中： C_t^m 为新能源发电商 m 在 t 时段的报价； $C_{g,t}^n$ 、 $C_{r,t}^n$ 分别为传统能源发电商 n 的电能量报价、备用报价； C_t^r 为省间可再生能源市场出清价格； C^{lsc} 为国家超额消纳量或绿证市场价格； Q_t^m 、 $Q_{g,t}^n$ 、 $Q_{r,t}^n$ 、 Q_t^r 、 Q^{lsc} 分别时段 t 内新能源发电商 m 的出清电量、传统能源发电商 n 出清电量、发电商 n 出清的备用容量、省外新能源的购电量、考核期 T 内购买的超额消纳量或绿证所对应的电量； M 、 N 、 T 分别为省内新能源机组数、传统能源机组数、时段数。

上层优化模型的约束如下。

1) 电力平衡约束：

$$\sum_{m=1}^M Q_t^m + \sum_{n=1}^N Q_{g,t}^n + Q_t^r = Q_t^D, \forall t \quad (2)$$

式中： Q_t^D 为 t 时段的负荷需求。

2) 电网备用约束：

$$\sum_{n=1}^N Q_{r,t}^n \geq \alpha Q_t^D, \forall t \quad (3)$$

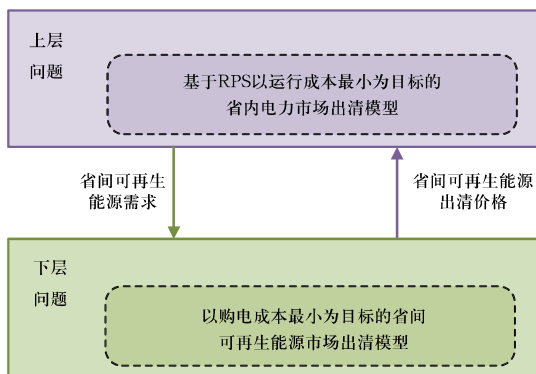


图3 两级电力市场下的双层优化问题

Fig. 3 Illustration of bilevel optimization problem under two-level electricity market

式中： α 为某省电网的备用系数。

3) 配额约束：

$$\sum_{t=1}^T (\sum_{m=1}^M Q_t^m + Q_t^{\text{tr}}) + Q^{\text{tgc}} \geq \beta \sum_{t=1}^T Q_t^{\text{D}} \quad (4)$$

式中： β 为某省的非水可再生能源消纳责任权重。

4) 机组出力约束：

$$\begin{cases} Q_{\min}^m \leq Q_t^m \leq Q_{\max}^m, \forall m, \forall t \\ Q_{\min}^n \leq Q_{g,t}^n + Q_{r,t}^n \leq Q_{\max}^n, \forall n, \forall t \end{cases} \quad (5)$$

式中： $Q_{\min}^m$ 、 $Q_{\max}^m$ 分别为新能源发电机组 m 的最小出力与最大出力； $Q_{\min}^n$ 、 $Q_{\max}^n$ 分别为传统能源发电机组 n 的最小出力与最大出力。

5) 省内新能源发电的保障性收购约束：

$$Q_t^m \geq \gamma Q_{\max}^m, \forall m, \forall t \quad (6)$$

式中： γ 为电网公司对省内新能源发电的保障性收购比例系数。

6) 机组爬坡约束：

$$\begin{cases} Q_{t+1}^m - Q_t^m \leq Q_{\text{up}}^m, \forall m, \forall t \\ Q_t^m - Q_{t+1}^m \leq Q_{\text{down}}^m, \forall m, \forall t \\ Q_{g,t+1}^n - Q_{g,t}^n \leq Q_{\text{up}}^n, \forall n, \forall t \\ Q_{g,t}^n - Q_{g,t+1}^n \leq Q_{\text{down}}^n, \forall n, \forall t \end{cases} \quad (7)$$

式中： Q_{up}^m 、 Q_{down}^m 分别为新能源机组 m 的爬坡上、下限； Q_{up}^n 、 Q_{down}^n 分别为传统能源机组 n 的爬坡上、下限。

7) 省间新能源的出清价格：

下层优化模型的出清价格作为上层优化模型的价格参数，取下层模型等式约束的拉格朗日对偶变量 λ_t 为时段 t 省间新能源的出清价格，即

$$C_t^{\text{tr}} = \lambda_t, \forall t \quad (8)$$

式中： λ_t 是下层优化模型等式约束(11)的拉格朗日对偶变量。

8) 决策变量非负性：

模型中所有的决策变量都是非负的，即

$$Q_t^m, Q_{g,t}^n, Q_{r,t}^n, Q_t^{\text{tr}}, Q^{\text{tgc}} \geq 0 \quad (9)$$

3.2 下层优化模型

上层优化模型的出清结果 Q_t^{tr} 作为下层优化模型的参数，即省间新能源的购电需求。以省间新能源购电成本最小化为目标函数：

$$\min \pi_{\text{outside}} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K (C_t^k + C_l) Q_t^k \quad (10)$$

式中： C_t^k 、 Q_t^k 分别为送端省新能源机组 k 在时段 t 的报价、出清电量； C_l 为省间通道 l 的输电费用； K 为

送端省参与省间交易的新能源机组个数； T 为时段数。

下层优化模型约束如下。

1) 省间新能源传输功率平衡：

$$Q_t^{\text{tr}} - \sum_{k=1}^K Q_t^k (1 - \xi_l) = 0; \lambda_t, \forall t \quad (11)$$

式中： ξ_l 为通道 l 的线损率； λ_t 为等式约束对应的拉格朗日对偶变量。

2) 省间通道输送容量约束：

$$Q_{\min}^l \leq \sum_{k=1}^K Q_t^k \leq Q_{\max}^l; \mu_t^{l\max}, \mu_t^{l\min}, \forall t \quad (12)$$

式中： $Q_{\max}^l$ 、 $Q_{\min}^l$ 分别为通道输送容量上、下限； $\mu_t^{l\max}$ 、 $\mu_t^{l\min}$ 分别为该不等式约束对应的对偶变量。

3) 送端机组参与省间新能源交易电量约束：

$$Q_{\min}^k \leq Q_t^k \leq Q_{\max}^k; \mu_{k,t}^{k\max}, \mu_{k,t}^{k\min}, \forall k, \forall t \quad (13)$$

式中： $Q_{\max}^k$ 、 $Q_{\min}^k$ 分别为送端省新能源机组参与省间新能源交易电量的上、下限； $\mu_{k,t}^{k\max}$ 、 $\mu_{k,t}^{k\min}$ 分别为对应的对偶变量。

3.3 双层模型的求解

本文模型是典型的双层优化模型，下层优化模型的出清电价作为上层模型省间新能源的价格参数，上层模型出清的省间新能源需求作为下层模型的需求参数。由于下层是线性的凸优化问题，并且满足Slater条件^[20]，因此，KKT条件与原下层问题等价，可以将下层模型的KKT条件作为上层模型的约束条件进行求解。

3.3.1 下层问题的KKT条件

下层问题的KKT条件由原下层问题的约束条件、对偶问题的约束条件、松弛互补条件和拉格朗日函数的梯度构成。

1) 原问题约束条件：

原问题约束条件即约束(11)~(13)。

2) 对偶问题约束条件：

$$\mu_t^{l\max}, \mu_t^{l\min}, \mu_{k,t}^{k\max}, \mu_{k,t}^{k\min} \geq 0, \forall k, \forall t \quad (14)$$

3) 松弛互补条件：

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{k=1}^K Q_t^k - Q_{\min}^l \perp \mu_t^{l\min} \geq 0, \forall t \\ 0 \leq Q_{\max}^l - \sum_{k=1}^K Q_t^k \perp \mu_t^{l\max} \geq 0, \forall t \\ 0 \leq Q_t^k - Q_{\min}^k \perp \mu_{k,t}^{k\min} \geq 0, \forall k, \forall t \\ 0 \leq Q_{\max}^k - Q_t^k \perp \mu_{k,t}^{k\max} \geq 0, \forall k, \forall t \end{cases} \quad (15)$$

4) 拉格朗日函数在原下层问题的最优解处取极小值，即梯度为0：

$$C_t^k + C_l - \lambda_t(1 - \xi_t) + \mu_t^{l\max} - \mu_t^{l\min} + \mu_{k,t}^{k\max} - \mu_{k,t}^{k\min} = 0$$

$$\forall t \in T, \forall k \in K \quad (16)$$

由于下层问题的KKT条件与下层优化问题等价，因此将下层问题的KKT条件作为上层问题的约束条件即可转化为单层优化问题。目标函数为

$$\pi_{\text{in}} = \sum_{t=1}^T (\sum_{m=1}^M C_t^m Q_t^m + \sum_{n=1}^N C_{g,t}^n Q_{g,t}^n + \sum_{n=1}^N C_{r,t}^n Q_{r,t}^n) + \sum_{t=1}^T C_t^{\text{tr}} Q_t^{\text{tr}} + C^{\text{tgc}} Q^{\text{tgc}} \quad (17)$$

约束条件为(11) — (16)。

3.3.2 线性化处理

由于式(17)目标函数有1项是2个决策变量相乘(即 $C_t^{\text{tr}} Q_t^{\text{tr}}$)，该问题是一个非线性优化问题，可以利用强对偶的性质，即下层问题的最优解与下层对偶问题最优解相等进行替换。

下层问题的对偶问题为：

$$\left\{ \begin{array}{l} \max g(\lambda, \mu) = \sum_{t=1}^T [\lambda_t Q_t^{\text{tr}} + \mu_t^{l\min} Q_{\min}^l - \mu_t^{l\max} Q_{\max}^l + \\ \sum_{k=1}^K (\mu_{k,t}^{k\min} Q_{\min}^k - \mu_{k,t}^{k\max} Q_{\max}^k)] \\ \mu_t^{l\max}, \mu_t^{l\min}, \mu_{k,t}^{k\max}, \mu_{k,t}^{k\min} \geq 0, \forall k, \forall t \end{array} \right. \quad (18)$$

由下层问题的最优解与下层对偶问题最优解相等，即

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K (C_t^k + C_l) Q_t^k = \max g(\lambda, \mu) \quad (19)$$

推导得到

$$\sum_{t=1}^T \lambda_t Q_t^{\text{tr}} = \sum_{t=1}^T [\sum_{k=1}^K (C_t^k + C_l) Q_t^k - \mu_t^{l\min} Q_{\min}^l + \mu_t^{l\max} Q_{\max}^l - \sum_{k=1}^K (\mu_{k,t}^{k\min} Q_{\min}^k - \mu_{k,t}^{k\max} Q_{\max}^k)] \quad (20)$$

将式(20)带入式(17)得到单层线性模型，目标函数为

$$\pi_{\text{in}} = \sum_{t=1}^T (\sum_{m=1}^M C_t^m Q_t^m + \sum_{n=1}^N C_{g,t}^n Q_{g,t}^n + \sum_{n=1}^N C_{r,t}^n Q_{r,t}^n) + C^{\text{tgc}} Q^{\text{tgc}} + \sum_{t=1}^T [\sum_{k=1}^K (C_t^k + C_l) Q_t^k - \mu_t^{l\min} Q_{\min}^l + \mu_t^{l\max} Q_{\max}^l - \sum_{k=1}^K (\mu_{k,t}^{k\min} Q_{\min}^k - \mu_{k,t}^{k\max} Q_{\max}^k)] \quad (21)$$

约束条件为(2) — (9)、(11) — (16)。

4 算例分析

为了验证本文提出的交易方法和优化模型的有效性，以某省级区域进行算例仿真^[15]。中国的RPS是以年度消纳责任权重的形式对省级行政区域进行考核的，省级行政区域内的消纳责任主体在考核年的周期内完成相应的消纳责任即可。为了研究方便，本文以一年中的某一典型日为运行日进行仿真分析，典型日内完成一定比例非水可再生能源的消纳。将典型日分为24个时段，每个时段省内的新能源出力预测与负荷预测见图4、省外送端新能源出力预测见图5。

省内机组的运行技术参数及装机容量、省外送端机组的运行技术参数及参与省间交易的上下限、省内外各个机组的报价、联络线参数见附录A。省内新能源机组的保障性收购比例系数 γ 取50%，绿证价格或消纳量价格取60元/MWh(1个绿证对应1 MWh的消纳量，为了方便计算统一折算成每MWh的价格)，电网备用系数 α 取5%，非水可再生能源消纳权重(即配额比例) β 取15%。

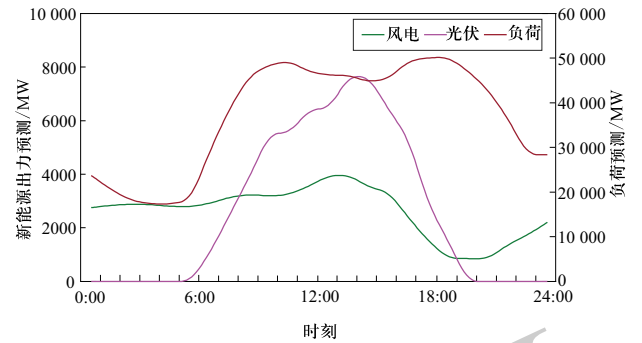


图4 省内某典型日新能源出力与负荷预测

Fig. 4 Forecast of a typical daily renewable energy output and load in the province

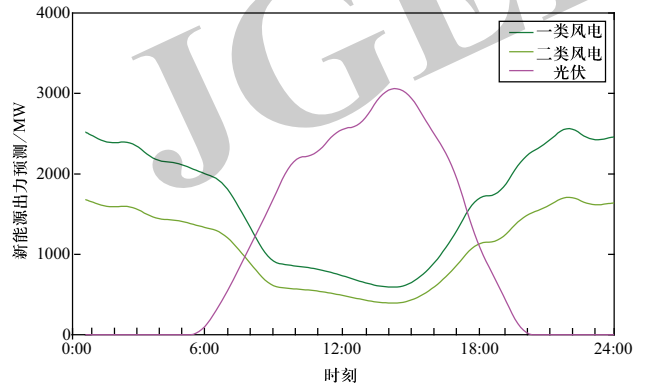


图5 省外某典型日送端新能源出力预测

Fig. 5 Forecast of a typical daily renewable energy output from the provincial delivery side

4.1 省内单一市场优化运行

当该省只有省内市场没有外来电时，省内市场出清结果如图6所示。从图6可以看出，省内风电机组由于其较低的报价优先出清，并且出清电能变化情况与日前风电出力预测变化情况保持一致；省内光伏由于生产成本较高，报价较高，都是以电网公司最低新能源保障性收购的比例进行出清的；火电机组、天然气机组发电出清电能基本稳定，其中19:00—20:00是晚高峰，天然气出力水平较高，系统边际电价为较高的天然气机组边际电价。

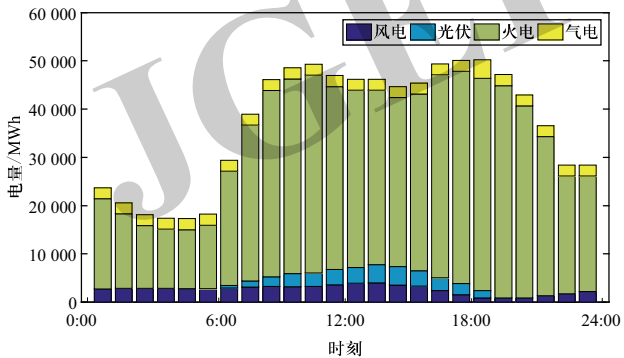


图 6 单一市场下省内各类机组出清电能

Fig. 6 Clean energy of various units in the province under the single-stage market

实行RPS后，在（非水）消纳权重为15%的情况下，省内市场出清结果如图7所示。从图7可以看出，省内的风电、光伏发电全部都是以最大出力出清的。这是由于实行RPS后，规定了购买电量中必须含有一定比例的新能源，风电和光伏发电成为了稀缺资源，新能源的正外部性得以充分体现。与图6对比可以看出，实行RPS可以有效改善省内弃光现象，增加购电主体消纳新能源的积极性。

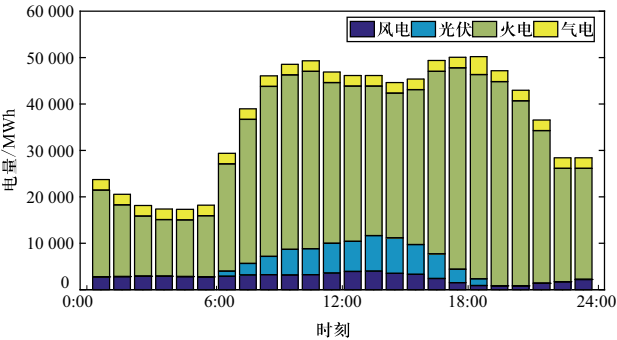


图 7 RPS下单一市场省内各类机组出清电能

Fig. 7 Clean energy of various units in the province under the single-stage market in RPS

同时，从仿真结果可以得到，实行配额制后会增加省内消纳责任主体的购电成本。表1为在消纳权重为15%的比例下，省内市场运行成本的优化结果、新能源消纳量及绿证（或消纳量）购买数量。从表1可以看出，实行RPS后市场运行成本增加了61.83万元；省内新能源消纳量增加了29.81 GWh，增加31%；并且省级电力公司需要额外购买消纳量7.87 GWh才能完成15%的考核配额。这是由于实行RPS后省内所有新能源满发都不能满足考核要求，需要购买额外绿证或消纳量进行补充。另外结合4.3节图11可以得到，当配额比例不断增加而省内新能源出力不增长时，省内市场需要购买更多绿证或消纳量，市场运行成本将进一步提高。

表 1 单一市场下省内市场运行成本优化结果

Table 1 Optimization results of operating costs in the provincial market under the single-stage market

	未实行RPS	实行RPS	变化
市场运行成本/万元	37 205.61	37 267.44	↑ 61.83
新能源消纳量/GWh	95.82	125.64	↑ 31.1%
国家绿证市场购买量/GWh	0	7.87	↑ 7.87
弃光率	50%	0%	↓ 100%

4.2 省间-省内两级市场优化运行

当省间-省内两级市场优化运行时，如果省内市场配额有新能源的需求，可以通过省间可再生能源市场与送端新能源机组进行交易。通过购买新能源发电大省价格较低的新能源来降低总的市场运行成本、完成（非水）可再生能源消纳责任。本文按照3.3节的模型求解方法进行两级市场的优化求解，得到基于RPS的两级市场运行优化结果。

表2为在消纳权重为15%的比例下两级市场运行仿真结果。从表2可以看出，两级市场联合运行使得新能源消纳了133.59 GWh，其中有37.77 GWh是跨省跨区消纳的；另外市场运行成本下降了218.81万元。因此，省间可再生能源交易市场与省内市场的联合优化运行可以有效降低RPS下的市场运行成本，促进新能源的跨省消纳。

图8是消纳权重为15%的比例下，两级市场中省间购电的优化出清结果。从图8可以看出，在晚间18:00—02:00有较多的省间新能源交易出清电量。这是由于在省内配额比例15%的情况下，省内的新能源消纳量考核缺口只有40.85 GWh。因此，省外送端的

风电机组由于其较低的报价而优先出清，送端的风电机组出力就可以满足省内的新能源需求。图9为送端各类新能源机组参与省间新能源交易的出清电量，风电机组的出清情况与省间新能源需求保持一致。

表 2 RPS下两级市场运行成本优化结果

Table 2 Optimization results of operating costs in the two-level market under RPS

	单一市场	两级市场	变化
市场运行成本/万元	37 267.44	37 048.63	↓ 218.81
新能源消纳量/GWh	125.64	133.59	↑ 6.3%
国家绿证市场购买量/GWh	7.87	0	↓ 100%

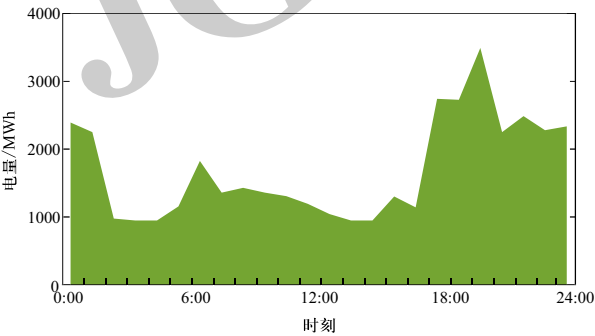


图 8 两级市场下省间新能源购电的优化出清结果

Fig. 8 Optimization results of renewable energy between provinces under the two-level market

并且，送端报价最低的一类风电机组在低负荷时段（即02:00—06:00时段）以较低水平的电量出清，在03:00—05:00时段内，甚至以通道最低输送容量出清，这是由于省内各类型的机组要保证最小出力，导致省内新能源消纳空间不足；其余时段一类风电机组电量全部出清，出清结果与预测出力的变化情况保持一致。而二类风电机组是在08:00—16:00、17:00—20:00时段有出清电量。同时，两类风电机组的出清价格决定了省间新能源交易的出清价格（见图10）。从图10可以看出：当只有一类风电机组出清的时段（00:00—08:00、16:00—17:00、20:00—24:00），省间新能源交易的出清价格为368.42元/MWh；当有二类风电机组出清时（08:00—16:00、17:00—20:00），出清价格由报价较高的二类风电机组决定，为389.47元/MWh。

另外，在省间可再生能源市场中没有中标的光伏机组和没有中标的风电电量，可以参与送端省的省内电力市场进行交易。

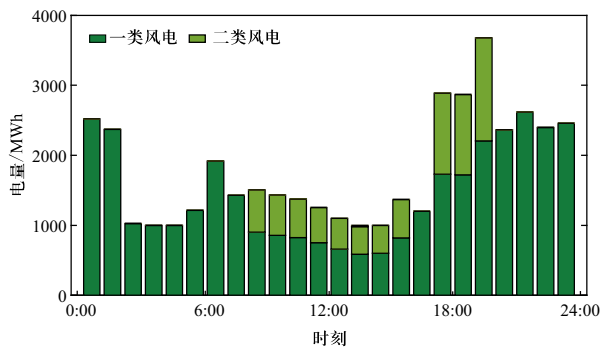


图 9 送端新能源机组参与省间交易的出清电量

Fig. 9 Clean energy of various renewable units in inter-provincial transactions

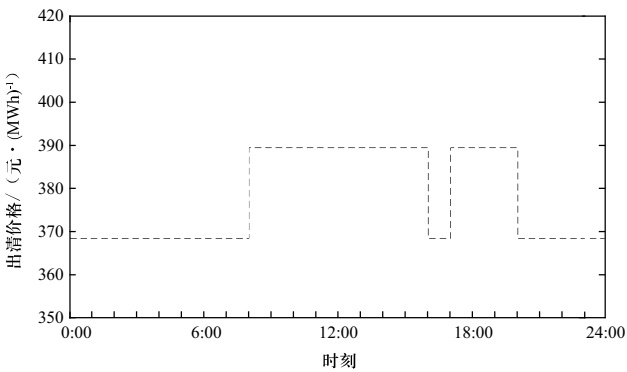


图 10 省间新能源交易的出清价格

Fig. 10 Clearing prices for inter-provincial renewable energy transactions

4.3 不同消纳责任权重下的两级市场优化运行

由4.2节可知，省间新能源交易市场与省内市场联合运行的两级市场可以帮助省内市场主体完成配额要求，并且大大降低RPS给省内市场运行带来的高昂成本，同时还能实现新能源的跨省跨区消纳，实现新能源大范围优化配置。但是，需要注意的是，中国RPS下的消纳责任权重、绿证价格（或消纳量价格）也会对市场运行成本产生较大影响。

图11为不同消纳责任权重、绿证价格（或消纳量价格）下省内单一市场的运行成本，图12为不同消纳责任权重、绿证价格（或消纳量价格）下省间-省内两级市场的运行成本。从图11可以明显看出，在省内单一市场的机制下，随着消纳责任权重的增加、绿证价格的增加，市场整体的运行成本是不断升高的，并且运行成本的变化对消纳权重更加敏感。对比图11，从图12可以看出省间-省内两级市场的优化运行可以显著降低市场运行成本。但是消纳权重从21%开始，市场运行成本开始有较大幅度的升高，这是由于省间

通道的输送限制使得省间的新能源交易也无法完成受端省份的配额要求,省内消纳责任主体需要额外购买绿证或超额消纳量。并且,随着配额比例、绿证价格的上升,购买绿证或消纳量的成本会大幅提高系统运行成本。

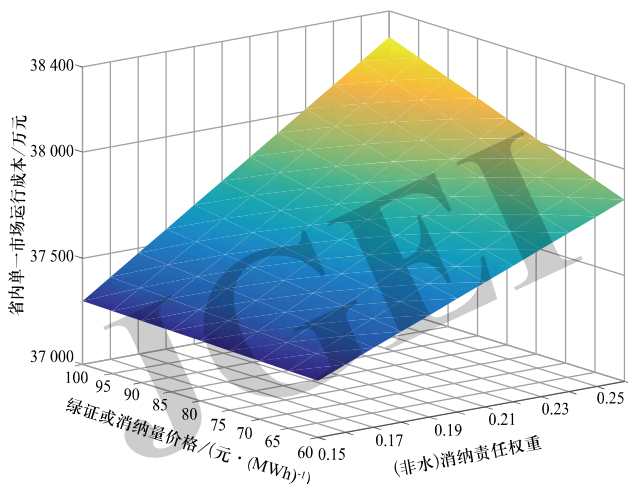


图 11 不同消纳责任权重、绿证价格下的省内单一市场运行成本

Fig. 11 Operating cost of a single-stage market in the province under different RPS quotas and TGC prices

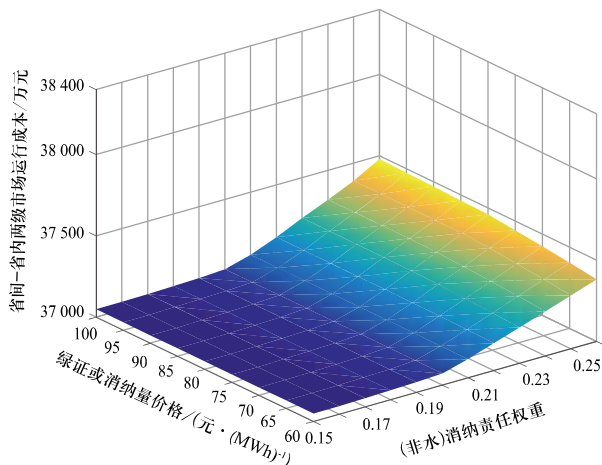


图 12 不同消纳责任权重、绿证价格下的两二级市场运行成本

Fig. 12 Operating cost of two-level market under different RPS quotas and TGC prices

5 结论

随着中国的配额制——可再生能源消纳保障机制的进一步推行与实施,可再生能源的正外部性将会在消纳量考核中得以充分体现。特别是在新能源不足的省份,非水可再生能源将会变得十分紧缺。在这种背

景下,本文首先对基于中国RPS的绿证来源进行了分析,然后引入省间可再生能源交易商构建了省间-省内两二级市场,提出了一种基于消纳责任权重的省间-省内两二级市场优化运行模型。该模型上层是以省内市场运行成本最低为目标,优化决策省间新能源购电需求作为下层的购电参数;在下层模型中以省间新能源购电成本最小化为目标,得到省间新能源出清价格作为上层的价格参数。通过求解双层模型,得到省间-省内两二级市场联合运行的优化结果,得到以下结论。

1) 施行RPS能够有效激励市场主体消纳新能源的积极性,降低弃风弃光现象,但同时也会带来相应的市场成本。

2) 基于RPS,省间-省内两二级市场能够有效地降低总的市场运行成本,降低市场出清价格,实现新能源的跨省跨区消纳;但是相应地,这需要省间新能源交易市场与省内市场更高效地配合,实现高效率的价格-需求信息省间传导。

3) 在不同RPS配额比例和绿证价格下,市场运行成本可能大不相同。在单一市场模式下,配额比例、绿证价格越高,市场运行成本越高,并且市场运行成本受配额比例影响更大;在两二级市场模式下,配额比例较低时,省间的新能源购电就能使得受端省完成配额要求;配额比例较高时,需要另外购买绿证或消纳量,此时受绿证或消纳量价格影响较大,但是与单一市场相比,两二级市场运行成本仍然较低。

在中国可再生能源消纳责任权重施行背景下,本文为省间可再生能源交易商的购电策略提供了参考。同时,也为新能源出力不足的省份完成消纳责任考核提供了一种解决思路。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局. 关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知[EB/OL]. (2019-05-16) [2020-05-23]. http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content_5392082.htm.
- [2] 国家能源局. 关于2018年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报[EB/OL]. (2019-06-04) [2020-05-23]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2019-09/29/content_5434697.htm.
- [3] 国家能源局. 关于2019年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报[EB/OL]. (2020-05-06) [2020-05-23]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2020-05/06/c_139059627.htm.
- [4] 黄其励. 中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 1-9.

- HUANG Qili. Insights from China renewable energy development for global energy interconnection[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2018, 1(1): 1-9(in Chinese).
- [5] 罗承先. 美国加州的可再生能源配额制及对我国的启示[J]. *中外能源*, 2016, 21(12): 19-26.
- LUO Chengxian. California's RPS and inspiration to China[J]. *Sino-Global Energy*, 2016, 21(12): 19-26(in Chinese).
- [6] 蒋轶澄, 曹红霞, 杨莉, 等. 可再生能源配额制的机制设计与影响分析[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(7): 187-199.
- JIANG Yicheng, CAO Hongxia, YANG Li, et al. Mechanism design and impact analysis of renewable portfolio standard[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(7): 187-199(in Chinese).
- [7] 赵新刚, 梁吉, 任领志, 等. 能源低碳转型的顶层制度设计: 可再生能源配额制[J]. *电网技术*, 2018, 42(4): 1164-1169.
- ZHAO Xingang, LIANG Ji, REN Lingzhi, et al. Top-level institutional design for energy low-carbon transition: renewable portfolio standards[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(4): 1164-1169(in Chinese).
- [8] AN X N, ZHANG S H, LI X, et al. Two-stage joint equilibrium model of electricity market with tradable green certificates [J]. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 2019, 41(6): 1615-1626.
- [9] 董福贵, 时磊. 可再生能源配额制及绿色证书交易机制设计及仿真[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(12): 113-122.
- DONG Fugui, SHI Lei. Design and simulation of renewable portfolio standard and tradable green certificate mechanism[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(12): 113-122(in Chinese).
- [10] 张翔, 陈政, 马子明, 等. 适应可再生能源配额制的电力市场交易体系研究[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2682-2690.
- ZHANG Xiang, CHEN Zheng, MA Ziming, et al. Study on electricity market trading system adapting to renewable portfolio standard[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2682-2690(in Chinese).
- [11] 史连军, 周琳, 庞博, 等. 中国促进清洁能源消纳的市场机制设计思路[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 83-89.
- SHI Lianjun, ZHOU Lin, PANG Bo, et al. Design ideas of electricity market mechanism to improve accommodation of clean energy in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 83-89(in Chinese).
- [12] 彭谦, 周晓洁, 杨睿. 国家绿色电力证书交易市场与省级日前电力市场协调均衡机制设计[J/OL]. *电网技术*, 2019. [2020-05-23]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2410.TM.20191127.1536.002.html>.
- PENG Qian, ZHOU Xiaojie, YANG Rui. Design of coordination and balance mechanism between national green power certificate trading market and provincial day-ahead power market[J/OL]. *Power System Technology*, 2019. [2020-05-23]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2410.TM.20191127.1536.002.html>.
- [13] 邹斌, 赵妍, 李晓刚, 等. 跨省跨区清洁能源消纳补偿的市场机制研究[J]. *电网技术*, 2016, 40(2): 595-601.
- ZOU Bin, ZHAO Yan, LI Xiaogang, et al. Market mechanism research on trans-provincial and trans-regional clean energy consumption and compensation[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(2): 595-601(in Chinese).
- [14] 陈玮, 林言泰, 丁军策, 等. 国外区域电力市场对南方区域电力市场建设的启示[J]. *南方电网技术*, 2018, 12(12): 3-8.
- CHEN Wei, LIN Yantai, DING Junce, et al. Enlightenment of foreign regional electricity market to the construction of southern regional power market of China[J]. *Southern Power System Technology*, 2018, 12(12): 3-8(in Chinese).
- [15] 郭立邦, 丁一, 包铭磊, 等. 两级电力市场环境计及风险的省间交易商最优购电模型[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2726-2734.
- GUO Libang, DING Yi, BAO Minglei, et al. An optimal power purchase model of inter-provincial traders in two-level electricity market considering risk management[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2726-2734(in Chinese).
- [16] GUO H Y, CHEN Q X, XIA Q, et al. Modeling strategic behaviors of renewable energy with joint consideration on energy and tradable green certificate markets[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(3): 1898-1910.
- [17] 马子明, 钟海旺, 谭振飞, 等. 以配额制激励可再生能源的需求与供给国家可再生能源市场机制设计[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 90-96.
- MA Ziming, ZHONG Haiwang, TAN Zhenfei, et al. Incenting demand and supply of renewable energy with renewable portfolio standard: mechanism design of national renewable energy market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 90-96(in Chinese).
- [18] 张娜. 跨区跨省购售电价机制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- ZHANG Na. Pricing mechanism for China's trans-regional and trans-provincial power purchasing and selling[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2013(in Chinese).
- [19] 李春华, 王钦, 文福拴. 基于机会约束规划的供电公司最优购电策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2007, 19(6): 12-17.
- LI Chunhua, WANG Qin, WEN Fushuan. Chance-constrained programming based approach to optimal purchasing strategies of distribution companies[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2007, 19(6): 12-17(in Chinese).
- [20] BOYD S, VANDENBERGHE L. *Convex optimization*[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2004: 207-241.

附录A 算例仿真参数

本文假设省内相同类型机组的技术参数、报价一致，爬坡上限和爬坡下限相同，并且所有参数在每个时段均相同。省内机组的装机、报价以及技术参数详见表A1。

表 A1 省内各类机组的装机、报价和技术参数

Table A1 Installation, quotation and technical parameters of various units in the province

机组类型	装机/MW	报价/ (元·(MWh) ⁻¹)	最小出力/ 最大出力	爬坡上下限/ 最大出力
风电	4000	320	0	1
光伏	8000	425	0	1
火电	44 000	420	0.3	0.1
气电	7600	480	0.3	0.3

收稿日期：2020-05-26；修回日期：2020-07-10。



陈先龙

作者简介：

陈先龙（1996），男，博士研究生，研究方向为电力市场，E-mail: xlchen1996@qq.com。

王秀丽（1961），女，教授，博士生导师，主要研究方向为电力系统分析与规划、电力市场、电力系统可靠

本文模型中的联络线容量为8000 MW，线损率为5%，输电费用为50元/MWh，最低输送容量为1000 MW。假设送端相同类型的新能源机组技术参数一致，表A2为送端各类机组的容量及报价。

表 A2 送端各类机组的装机、报价和省间交易限制

Table A2 Installation, quotation and trading restrictions of various types of units at the sending end

机组类型	装机/MW	报价/ (元·(MWh) ⁻¹)	省间交易 下限/ 最大出力	省间交易 上限/ 最大出力
一类风电	2700	300	0	1
二类风电	1800	320	0	1
光伏	3200	380	0	1

性分析、新型输电方式。通信作者，E-mail: xiuliw@mail.xjtu.edu.cn。

吕建虎（1987），男，硕士，研究方向为电力系统自动化、电力市场，E-mail: lvjianhu@epri.sgcc.com.cn。

张航（1997），男，硕士研究生，研究方向为电力市场、电力系统可靠性，E-mail: 769960117@qq.com。

朱宗耀（1992），男，博士研究生，研究方向为电力市场，E-mail: zzy_xjtu@163.com。

（责任编辑 李锡）

“城市能源系统智慧低碳转型的驱动机制及关键技术” 专题征稿启事

《全球能源互联网》编辑部特邀请英国卡迪夫大学吴建中教授、厦门大学赵英汝教授、天津大学贾宏杰教授担任特约主编，共同主持“城市能源系统智慧低碳转型的驱动机制及关键技术”专题，期望能够通过本专题，促进电气、热能、信息、交通等工程技术与经济、公共管理等社会学科融合，推动城市能源系统研究产出更多系统性优秀成果。本刊不收取任何版面费、审稿费等，录用稿件有丰厚稿酬，所有发表论文均可多渠道公开获取。真诚欢迎关注本领域研究的专家团队积极投稿。

专题第1期拟于2021年3月出版，截稿日期2020年11月30日。

一、专题征稿范围（包括但不限于）

- 1) 城市能源系统建模与分析方法；
- 2) 城市能源系统规划与架构体系设计；
- 3) 城市能源系统的智能运行；
- 4) 城市能源系统的可靠性和故障恢复；
- 5) 城市能源系统的能效、减排和安全评估；
- 6) 城市能源系统中的大数据和人工智能；
- 7) 城市能源系统的能量调度与管理技术；
- 8) 城市能源系统低碳转型技术的价值评估；
- 9) 城市能源系统低碳转型技术的利益协同、市场机制与激励政策；
- 10) 中、欧代表性城市能源系统典型案例等。

二、投稿方式

请前往www.gei-journal.com/cn，在线提交全文，专题栏目选择“城市能源系统智慧低碳转型的驱动机制及关键技术”。投稿前请仔细阅读投稿指南、投稿要求及论文模板。

三、联系方式

吴建中: wuj5@cardiff.ac.uk

赵英汝: yrzhao@xmu.edu.cn

贾宏杰: hjia@tju.edu.cn

《全球能源互联网》编辑部: kai-bai@geidco.org, xi-li@geidco.org