

中国输煤输电格局的优化研究

张 磊, 陆小倩, 王 静

摘 要: 基于大气污染治理和能源供给优化的考量, 中国即将着手实施“西电东输”战略, 急需在理论上回答全国及各省区的最优输煤输电数量问题。本文从全社会用电成本最小化的视角出发, 综合考虑供需平衡、供电能力、输电能力、环境容量和替代能源等各种现实约束, 构建了以全局最优为目标的规划模型。基于电力用量较大的 2011 年进行优化, 结果显示提高输电比重的确可以降低全社会用电成本, 此时, 长三角和珠三角的输煤量大幅下降, 而京津冀地区的输煤量有所增加, 电力输出区域进一步向山西、陕西和内蒙古西部等“三西”地区、贵州等富煤省区收敛。进一步的情境分析表明, 未来输电来源将进一步西移, 提高电网输送能力和加大“绿电”比重并没有显著地影响优化后的输煤输电格局。由此提出: 采取差别化策略控制各地煤炭消费总量, 对输电大省的潜力展开科学评价, 加快推进电价市场化形成机制。

关键词: 最优输煤输电数量; 输煤输电格局; 用电成本最小化

中图分类号: F426.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1671-0169(2014)06-0013-10

一、问题提出

中国能源结构、资源分布和生产力布局的特点使得“西煤东调”、“北煤南运”长期存在, 在解决东部地区能源供给紧张的同时也引发了严重的雾霾天气问题, 传统的煤炭消费模式正面临着重大挑战, 突破路径之一是实施“西电东输”战略。2014 年以来, 习近平在中央财经领导小组第六次会议、李克强在新一届国家能源委员会首次会议上均明确提出要着力发展远距离大容量输电技术, 建设“西电东送”输电通道, 实现输煤输电并举。“西电东输”正提升为国家能源战略, 是“能源生产和能源消费革命”的重要组成部分。

长期以来, 理论界对输煤输电问题的研究是分开进行的。就输煤而言, 现有研究集中于区际煤炭流动的动因^{[1][2]}、流动方式^[3]、通道优化^{[4][5]}、经济性^[6]和运输数量^{[7][8]}等问题; 对于输电问题, 集中于电力市场规划^[9]、体制改革^[10]、电网优化^[11]等; 少量同时涉及煤炭与电力的文献多是探讨两个产业之间的关系问题^{[12][13]}。对于输煤输电并举问题的研究主要集中于国内少数学者, 如杨德庄等通过对基于混合整数规划方法的输煤输电模型求解, 发现其经济比较上存在一个发热量的临界点, 超过该点时输煤比较经济, 否则输电比较经济^[14]; 陈小毅等在定性分析煤炭富集地能源输出结构转变的可行性后, 提出大力发展坑口电厂, 输电为主、输煤为辅, 加强输电通道和电网建设等策略^[15]; 王建等在全寿命周期尺寸下考虑全社会成本, 运用分析比较模型对新疆输煤和输电的经济成本进行测算, 发现二者存在一个距离平衡点, 小于平衡点时输电较优, 否则输煤较优^[16]; 还有研究通过定量分析煤炭运价等因素对输煤输电经济性比较

基金项目: 国家自然科学基金项目“市场化情境下的动力煤贸易空间均衡模型及仿真研究”(71373261)、“我国分散型可再生能源技术扩散模型与政策设计”(71003097); 江苏省哲学社会科学基础研究基地(江苏省能源经济管理研究基地)项目

作者简介: 张磊, 管理学博士, 中国矿业大学管理学院副教授、博士生导师(江苏 徐州 221116); 陆小倩, 中国矿业大学管理学院硕士研究生

的影响,以主要煤炭基地和电力负荷中心的研究发现不能笼统地认为二者孰优孰劣,需要综合考虑各种因素^{[17][18]}。上述输煤输电问题的研究仅停留在经济成本的比较阶段,且多是以具体线路为例的局部优化,无法反映中国输煤输电的宏观格局。实际上,中国各省区煤炭资源分布不一,电力需求也规模不等,省区间的输煤输电现象普遍,形成了一个复杂的能源输配网络。只有对该网络展开全局优化分析,才能得到最优的全国输煤输电格局,为政策设计提供依据:如科学限定东部地区煤炭消费总量、优化西部地区电厂规模和布局、确定输煤输电比重、规划全国能源输配通道等,从而推动“西电东输”战略从顶层设计阶段转向战略实施阶段。

此外,已有的研究过于侧重于经济成本,忽略了能源输送能力、环境容量约束和清洁替代能源对全国输煤输电格局的影响。作为终端能源的使用,输煤输电实际上殊途同归,但又受限于各自的输送能力:每当铁路输煤紧张时,总能听到增加输电的呼声,反之,当电网输电不堪重负时,也可以选择输煤的方式进行缓解;为缓解东部地区的大气污染问题,国家正积极推进 CO₂、PM_{2.5}等污染物的减排策略,重点就是关停一批燃煤发电锅炉,此时需要回答:减少的发电量从哪里来予以补充最为合理?同时,国家也正在积极发展包括水电、核电和风电等在内的“绿电”产业,借以调整能源结构和改善环境质量,这些快速增加的“绿电”发电量将会挤占电网的输电容量,最终影响着全国输煤输电格局。

由此可见,实施输煤输电战略是一项复杂的全局性系统工程,需要综合考虑经济成本、通道容量、环境保护和能源结构等多种因素对全国输煤输电网络进行全局优化,最终的结果才具备科学性和可行性。同时我们注意到,引领输煤输电格局的龙头是各地发电量,而输煤只是这种发电量布局的保障因素,因此,需要借助优化电力布局网络来探讨输煤问题。本文以各省区为研究对象,借助线性规划模型,以全社会用电成本最小化为目标,在各种现实约束下对省际间的输煤输电网络进行优化,给出最优输煤输电格局,并就上述各种紧迫的现实问题给予分析和回答。

二、理论模型

从当前全国电力供需形势看,各省区既存在大小不一的电力需求,又有着规模不等的装机容量,并且二者不是完全匹配的,形成了省际间的电力输配关系。一个用电大省可能同时从不同省份输入电力,而发电大省也可能同时向多个省份输出电力,形成了一个复杂的电力输配网络。在此情境下,如果设想全国电力市场是完全竞争的,并将各省区视作为“经济人”,各自按照成本最低原则来组织电力生产和输配,则理论上存在着一个最优的输配网络使得全社会用电成本最小化,该供给网络所描述出来的省际间电力流向和流量就将反映输煤输电最优格局。我们据此借助线性规划模型开展研究。

(一) 理论模型的构建

1. 研究假设。考虑简约性、可靠性、实践性和数据可得性等因素,研究假设包括:假设 1,电力市场是完全竞争市场,电厂生产和需求省区具备“经济人”特征,电网仅提供输电服务,线路容量对电力市场存在着影响;假设 2,各省区在理论上既是供给方又是需求方,省际间距离以省会城市计;假设 3,当期的电价和煤价是固定不变的。

2. 目标函数。令 p_{ij} 表示第 i 个省份生产的电力输送到第 j 个省份的终端价格, q_{ij}^s 表示第 i 个省份生产的电力输送到第 j 个省份的数量,则 $p_{ij} \times q_{ij}^s$ 表示第 j 个省份使用第 i 个省份电力的成本。以全社会用电成本最小化为目标,构建全国 k 个省份的优化函数为:

$$\min C(Q) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k p_{ij} q_{ij}^s \quad (1)$$

其中, $k=30$ (不含西藏), $C(Q)$ 表示全社会用电量总值 Q 下的用电成本。从全价值链的角度看,理论上的终端电价 p_{ij} 可分解为三部分:电厂购煤成本、电力转化成本和电网输送成本。以 p_{ij}^c 、 p_{ij}^e 和 p_{ij}^l 分别表示这三种成本,式 (1) 可展开为:

$$\min C(Q) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k (p_{ij}^c q_{ij}^s + p_{ij}^e q_{ij}^s + p_{ij}^l q_{ij}^s) \quad (2)$$

3. 约束条件, 包括等式约束和不等式约束。首先, 需满足全国电力供需市场均衡的约束, 即对于某个电力需求省份而言, 不同来源的供给量之和应等于其总需求量, 但对供给省份而言, 不同去向的供给量之和不能超过其总供给量。这一约束表示为:

$$\text{需求省份: } \sum_{i=1}^k q_{ij}^s = Q_j^d \quad (3)$$

$$\text{供给省份: } \sum_{j=1}^k q_{ij}^s \leq Q_i^s \quad (4)$$

其次, 各省区电力供给量需满足其供给能力约束, 包括电煤供给能力、装机容量和环境容量的约束。设每期 i 省区的电煤供给能力为 S_i^{coal} , η_i 为发电耗煤系数, 装机容量为 CAP_i , $TIME_i$ 为设备年平均利用小时数, 该区域 CO_2 容量限制为 CD_i , α_i 为排放系数。各地供电能力约束可表示为:

$$\text{电煤供给能力: } \eta_i Q_i^s \leq S_i^{coal} \quad (5)$$

$$\text{装机容量: } Q_i^s \leq CAP_i \times TIME_i \quad (6)$$

$$CO_2 \text{ 容量限制: } \alpha_i Q_i^s \leq CD_i \quad (7)$$

实践中, i 省区供电能力应取决于它们中的最小值。

再次, 省际间电力流动受电网输电能力约束。如果是 k 个供给省区向 j 个需求省区输电时都经过同一线路, 则输送总量受限于该线路输送能力。设到达 j 用户的电网输送能力为 $TRAN_{ij}$, 则

$$\text{电网输电能力: } \sum_{i=1}^k q_{ij}^s \leq TRAN_{ij} \quad (8)$$

最后, 省际间电力输配会受到来源于水电、风电和核电等清洁能源的“绿电”影响。“绿电”对电力市场的影响一方面实现了对需求方火电的替代, 另一方面输配过程中占用了电网输电能力, 从而减少了火电输送量。设 S_j^{green} 表示输向 j 省份的“绿电”总量, 其约束条件被描述为:

$$\text{火电替代效应: } \sum_{i=1}^k q_{ij}^s + S_j^{green} = Q_j^d \quad (9)$$

$$\text{电网输电能力: } \sum_{i=1}^k q_{ij}^s + S_j^{green} \leq TRAN_{ij} \quad (10)$$

联立上述目标函数和约束条件就构成了本文的理论模型。

(二) 模型的简约化

为研究方便的需要, 可以对以上理论模型进一步简约化。包括:

1. 根据相关文献资料确定终端用户的用电成本构成, 并具体核算各部分成本值后加总得到终端电价 p_{ij} 来作为目标函数各变量的系数值。

2. 核算各供给省区电煤供给能力、装机容量和区域 CO_2 、 SO_2 减排限制下的最大供给量, 并取其中最小者作为该省区的最大供电能力 Q_i^s 。

3. 将各省区电力需求视为外部变量, 其值取决于实际需求量。考虑“绿电”对火电的替代效应时, 从需求量中减去“绿电”输入量后作为其火电需求量 Q_j^{d*} 。

4. 考虑电网输电容量限制时, 对于全国 30 个电力供给方和需求方, 理论上电力可以在其间自由流动, 共需列出 322 亿个不等式约束方程, 这既大大加大了运算工作量, 也不符合中国既有电网及输配实践实际。为此, 本文将参照中国电网输配规划, 遵循“西电东送”、“北电南送”来确立输配方向、输配通道及输配能力, 并将其全部定义为外生变量。

5. 考虑“绿电”的影响时, 假设国家优先保证“绿电”输送, 该线路输送能力减去“绿电”输送量后的余量才用以火电输送, 则电网火电输配能力 $TRAN_{ij}^*$ 可表示为:

$$TRAN_{ij}^* = \begin{cases} TRAN_{ij} - S_j^{green}, & i \text{ 与 } j \text{ 之间有“绿电”输送} \\ TRAN_{ij}, & i \text{ 与 } j \text{ 之间没有“绿电”输送} \end{cases} \quad (11)$$

做出如上处理后, 理论模型可简化为:

$$\min C(Q) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k p_{ij} q_{ij}^s$$

$$s. t. \begin{cases} \sum_{i=1}^k q_{ij}^s = Q_j^{d*} \\ \sum_{j=1}^k q_{ij}^s \leq Q_i^s \\ \sum_{i=1}^k q_{ij}^s \leq TRAN_{ij}^* \\ q_{ij}^s \geq 0; i = 1, 2, \dots, k; j = 1, 2, \dots, k. \end{cases} \quad (12)$$

其中, 除 q_{ij}^s 为待优化的变量外, 其余变量均为外生变量。

三、数据来源与处理

(一) 样本和数据

理论上讲, 任意给定各省份电力消费量时, 所构建的模型都能够优化此种情境下的全国输电格局及其背后的输煤格局。我们选取 2011 年为样本展开研究的好处在于: (1) 以某年份真实电力消费量的研究结果具有更强的现实启示意义; (2) 本文研究对象是一个复杂网络, 对数据信息量要求较大, 而 2011 年各变量数据信息相对较为完备; (3) 该年度也可近似看作中国电力消费量分水岭, 在此以前的消费总量直线快速上涨, 而自 2012 年始, 消费总量与 2011 年相当, 且随着中国经济从要素驱动的粗放型向效率驱动的集约型的升级, 能源消费总量将会相对平稳甚或略有下降。因此, 以 2011 年电力消费量为基础的研究结果将对未来较长时期的全国输煤输电格局有所启示。

该年度各地电煤产量、用电量、发电量、CO₂ 排放量、发电耗煤系数等主要外生变量数据来自《中国统计年鉴》、《中国电力行业年度发展报告》、《电力监管报告》、《电力市场交易年报》, 以及中国煤炭市场网 (<http://www.cctd.com.cn/>) 和中国煤炭资源网 (<http://www.sxcoal.com/>)。此外, 各地电煤价格来自发展改革委员会网站, 火电装机容量来自中国能源网 (<http://www.china5e.com/news/>), 全国电力输送流向、流量及通道能力的数据来源源于电监会定期报告、国家电网和南方电网规划报告等公开资料^①。

(二) 各省区落地电价

各需求方终端电价也俗称为落地电价, 由电厂购煤成本 p_{ij}^c 、电力转化成本 p_{ij}^e 和电网输送成本 p_{ij}^t 三部分所组成。具体核算时, 定义 $p_{ij}^c = \eta_i p_i^{c1}$, η_i 为发电耗煤系数, p_i^{c1} 表示单位电煤成本; 定义 $p_{ij}^e = p_{ij}^{e1} - p_{ij}^c$, 其中, p_{ij}^{e1} 为火电标杆电价; 定义 $p_{ij}^t = \frac{CTL/ETV}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m L_{ij}} \times L_{ij}$, 其中, CTL 表示全年电网输配总成本, 包括材料费、折旧费、职工薪酬以及维护费用; ETV 表示全年电力输配总量; L_{ij} 表示省际间输电线路长度, 以各省会城市间的直线距离代替。

(三) CO₂ 对供电能力的影响

我们基于 1970—2010 年间 CO₂ 排放量与火力发电量数据, 通过回归分析定量衡量二者之间的关系, 在各统计量显著水平下的回归方程为:

$$\ln(\text{CO}_2 \text{ 排放量}) = 3.64 + 0.55 * \ln(\text{火力发电量}) \quad (13)$$

由此, 根据各地 CO₂ 减排目标, 可以推算出各地火力发电量, 以此核算 CO₂ 对各地火电供给能力的影响。

(四) 电网输电能力

根据中国“三横三纵”电网规划和当前中国省际间电网现状, 绘制如图 1 所示的全国输电网络图, 共由 21 条输电能力不一的线路所组成。各线路输送能力除少量来自于规划量外, 多数是根据各线路月输送量与最大利用率的历史数据核算而来, 基本上反映了当前中国主要输电线路的输送能力。考虑到“绿电”影响时, 选定三峡水电到上海、三峡水电到广州、二滩水电到华东、大亚湾核电到上海和内蒙古风电到北京等五条线路, 其供

^① 囿于篇幅限制, 本文的原始数据没有一一列出, 有需要的读者可与作者联系索取。

给能力在图 1 中以括号形式另行标出。

四、优化结果及其分析

采用 MATLAB 软件编程对上述模型进行运算，最终的优化结果如下。

(一) 各省区输煤输电的最优格局

2011 年全社会用电总量为 39 248 亿 kwh，优化后的省内自供 23 000 亿 kwh，省际间交易 16 248 亿 kwh，占全社会用电量的 41%，这一比例较当年实际交易比例的 14% 提高了 30%，导致用电总成本从实际的 17 834. 21 亿元降低到 17 675. 89 亿元，减少了 158. 32 亿元，表明优化后的输电格局更为经济。各省际间的输电优化结果如表 1 所示。根据各需求省区是否外购电力可以划分为三类：(1) 完全自给区。这些区域的电力需求完全通过本地发电予以满足，包括内蒙古、山西、陕西、宁夏、青海、新疆、安徽、贵州、福建、广西、云南和海南，大多属于煤炭主产区或电力需求较小省份；(2) 部分自

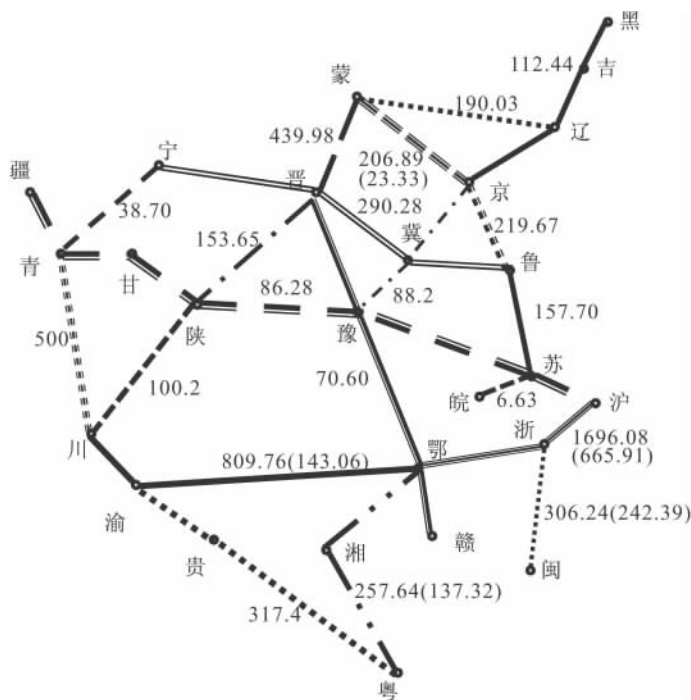


图 1 全国输电线路及其输送能力

注：不同线路以形式不同的线段加以区分，并在旁边标注其输电容量，括号中数字为该线路“绿电”输送量。

表 1 优化后全国省际间输电格局

单位：亿 kwh

供 给 省 份	需 求 省 份																														
	京	沪	津	渝	黑	吉	辽	蒙	冀	晋	鲁	豫	陕	甘	宁	青	疆	皖	苏	浙	湘	赣	鄂	川	贵	闽	粤	琼	桂	云	
京	275									26																					
沪		687																													
津			586																												
渝											26											176		8						317	
黑					484																										
吉						498																									
辽							1 696																								
蒙	131	158	131		264	24	71	1 693	2 206		157	70.6									157										
冀	460	499							693		290	1 371									962										
晋										1 707	290	71									1 861										
鲁											1 440																				
豫											22.3	1 031																			
陕											1 091	863																			
甘													863																		
宁											290			629	691																
青																161															
疆																	942														
皖																		1 243	7	881											
苏																			1 320												
浙																				1 834											
湘																					241										
赣																						636									67.5
鄂																							78								191
川																								407							
贵					525																					524					317
闽																															1 075
粤																															707
琼																															1 100
桂																															9.7
云																															650
																															1 169
																															250

给区。这些区域的电力需求一部分来自于本地发电,其余部分来自外购电力,包括北京、上海、广东、黑龙江、吉林、辽宁、天津、河北、山东、河南、江苏、浙江、湖南、湖北、江西和四川等16个地区,其中,山东、江苏和广东三地外购电力最多,且来源也最分散。煤炭资源匮乏和经济规模庞大是这类区域的最主要特点,各地外购电量的多寡与二者呈现密切的相关关系;(3)完全外购区。指电力需求可完全从外省输入的区域,有重庆和甘肃两地,二者可分别从周边煤炭资源富裕的贵州和宁夏外购电力。从供给端看,除满足自身需求外,还有能力向外输出电力的省区包括内蒙古、河北、山西、陕西、宁夏、安徽、贵州和云南,都是中国煤炭资源富集区,且输出对象省份各有侧重点。内蒙古侧重于保障京津冀等地用电需求;河北保障范围最广,既包括京津地区,也包括苏豫鲁地区;山西则侧重于江苏地区;陕西多余电力主要输往山东地区;宁夏侧重满足邻省甘肃的需求;安徽主要满足浙江用电缺口;而贵州和云南主要保障广东用电需求。此外,重庆等极个别地区的发电全部用于外供^①。

上述电力供需优化结果的背后反映了全国电煤市场的需求变化趋势。如果按照统一的325克/kwh的发电耗煤系数核算,富煤省区的电煤需求变化为:河北、山西和内蒙古等三地,其发电量的增加值都接近于1倍,相应地电煤消耗总量也增加了1.92亿tce;宁夏、陕西、贵州和云南等西部四省的发电总量增加值为3360亿kwh,电煤消耗总量增加值为1.09亿tce;安徽一地的发电量增加488亿kwh,耗煤量增加0.16亿tce。各主要用电省区的电煤需求趋势与此相反:沿海的山东、江苏、浙江和上海四地将减少发电4519亿kwh,相应地减少电煤需求量1.46亿tce;华中的河南、湖北和湖南三地减少发电2329亿kwh,减少电煤使用量0.75亿tce;华南的广东省减少发电1760亿kwh,减少电煤使用量0.57亿tce;西南诸省中,四川将减少发电量179亿kwh,电煤使用量减少0.06亿tce。值得关注的是,受当地煤炭成本较高的影响,传统上一些产煤省区,如黑龙江、吉林和甘肃等地的发电量也有所减少,使得这些地区的电煤需求也不同程度地有所减少。

上述优化结果需要结合各地用电量和电煤产量的分析才能判断输煤输电状况(如表2所示)。总体来看,优化以后的全国火力发电量比优化前提高了0.17亿tce,电煤需求也相应地增长了0.60亿tce,但是由于省际间输电量增加了0.83亿tce,输煤量减少了0.88亿tce,使得输煤输电并举的格局有了较大提升。分省区来看,山西、内蒙古、陕西和宁夏等地的电煤产量完全满足需求,属于电力和电煤双输出省份;其他电力输出大省,如河北、辽宁、安徽、福建、贵州和云南等,由于本地动力煤产量无法满足需求,需要从外部输入规模不等的电煤;山东、河南、江苏、浙江、湖北、广东等省区在大幅增加输电量的同时,也大幅度地减少了输煤量。

从输煤输电比重来看,该指标的全国数值从4.49:1优化到2.65:1,输电比例总体上有所提升,但各省区间却各不相同。北京、天津、辽宁、江西、海南、重庆等地的输煤比例反而有所上升^②,表明输煤和输电并不是“非此即彼”的关系,而是各具优缺点、各有特色、相辅相成,在以煤为能源主体的中国,输电完全代替输煤既不可能,也不经济,需要结合各地实际情况区别对待。

(二) 各省区输煤输电的情境优化分析

分别考虑各省区碳排放量约束、电网输送能力约束和“绿电”省际间输送量等三种情境对输煤输电格局的影响。

1. 碳排放量。根据2013年9月出台的《大气污染防治行动计划》的要求,2017年的京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物(PM_{2.5})浓度分别下降25%、20%、15%左右,其最主要的措施是基本淘汰地级及以上城市建成区每小时10蒸吨及以下的燃煤锅炉,从而使得东部地区的发电总量受到控制。考虑到燃煤发电过程中会同时排放CO₂、PM_{2.5}等污染物且后者浓度与发电量之间的关系难以核算,我们采取限制CO₂排放量的方式来推算各地发电量,然后进行模拟优化,以此反映大气环境政策对输煤输电的影响。

^① 作者分析认为,省际间电网容量约束是造成河北、重庆等地一方面接受外省电力,另一方面又外输电力的重要原因,此时,它们类似电力输送网络中的“接力棒”角色。

^② 实际上,河北、贵州、云南等地的输煤比例也上升了。

表2 优化前后各省区的输煤输电格局

单位: 万 tce

	用电量	动力煤 产量	发电耗 煤系数 (g/kwh)	优化前					优化后					输电量的 变化	输煤量 的变化
				发电量	电煤用量	输入电量	输入煤量	输煤/输电	发电量	电煤用量	输入电量	输入煤量	输煤/输电		
全国	60 913 80	116 131 40	—	46 532 72	124 991 93	16 800 26	75 371 20	4 49	48 247.82	130 992 42	25 146 40	66 563 50	2 65	8 346 14	-8 807.70
京	1 074 49	0 00	274	348 04	775 94	726 45	775 94	1 07	370 42	825 84	704 07	825 84	1 17	-22 38	49 90
津	887 93	0 00	325	719 27	1 902 06	168 66	1 902 06	11 28	752 82	1 990 79	135 10	1 990 79	14 74	-33 56	88 73
冀	3 782 53	2 045 61	336	2 695 41	7 369 05	1087 12	5 323 44	4 90	5 253 79	14 363 50	—	12 317 89	—	-1 087 12	6 994 45
晋	2 170 16	15 408 12	344	2 945 20	8 243 68	—	—	—	4 829 43	13 517 69	—	—	—	—	—
蒙	2 478 60	40 136 08	347	3 432 97	9 692 75	—	—	—	6 226 46	17 579 99	—	—	—	—	—
辽	2 334 95	3 740 65	332	1 575 91	4 257 14	759 04	516 49	0 68	2 084 70	5 631 58	250 25	1 890 94	7 56	-508 79	1 374 45
吉	782 87	1 587 22	323	700 97	1 842 26	81 90	255 04	3 11	612 57	1 609 93	170 30	22 71	0 13	88 40	-232 33
黑	1 017 50	1 348 75	346	938 34	2 641 71	79 16	1 292 96	16 33	595 02	1 675 16	422 48	326 41	0 77	343 32	-966 55
沪	1 663 39	0 00	308	1 084 53	2 717 95	578 86	2 717 95	4 70	843 81	2 114 67	819 58	2 114 67	2 58	240 72	-603 28
苏	5 629 93	0 00	318	4 510 11	11 669 77	1 119 82	11 669 77	10 42	1 621 91	4 196 65	4 008 01	4 196 65	1 05	2 888 19	-7 473 12
浙	3 945 77	0 00	307	2 721 95	6 799 34	1 223 81	6 799 34	5 56	2 253 92	5 630 23	1 691 84	5 630 23	3 33	468 03	-1 169 11
皖	1 672 79	261 32	317	2 027 21	5 228 85	—	4 967 53	—	2 627 17	6 776 35	—	6 515 03	—	—	1 547 50
闽	1 941 21	0 00	306	1 374 38	3 421 97	566 83	3 421 97	6 04	2 191 06	5 455 37	—	5 455 37	—	-566 83	2 033 40
赣	1 066 37	77 83	323	748 79	1 967 94	317 57	1 890 12	5 95	864 71	2 272 60	201 65	2 194 77	10 88	-115 92	304 65
鲁	4 663 50	408 41	339	3 729 52	10 287 29	933 98	9 878 89	10 58	1 770 15	4 882 68	2 893 35	4 474 28	1 55	1 959 37	-5 404 61
豫	3 376 98	2 230 54	320	2 977 14	7 751 71	399 84	5 521 18	13 81	1 295 13	3 372 19	2 081 85	1 141 66	0 55	1 682 01	-4 379 52
鄂	1 853 15	152 08	324	914 93	2 412 02	938 22	2 259 94	2 41	349 45	921 26	1 503 69	769 18	0 51	565 47	-1 490 76
湘	1 653 28	1 761 44	332	912 11	2 463 97	741 16	702 53	0 95	295 73	798 89	1 357 54	—	—	616 38	-702 53
粤	5 677 25	0 00	319	3 515 78	9 125 57	2 161 48	9 125 57	4 22	1 352 60	3 510 82	4 324 65	3 510 82	0 81	2 163 17	-5 614 75
桂	1 417 55	281 32	330	774 74	2 080 25	642 82	1 798 94	2 80	807 75	2 168 89	609 81	1 887 58	3 10	-33 01	88 64
琼	255 73	0 00	317	220 30	568 22	35 43	568 22	16 04	252 01	650 01	3 72	650 01	174 73	-31 71	81 79
渝	888 60	715 43	352	416 35	1 192 47	472 26	477 04	1 01	616 56	1 765 91	272 04	1 050 49	3 86	-200 22	573 45
川	2 249 93	1 752 16	352	721 83	2 067 40	1 528 10	315 25	0 21	500 89	1 434 61	1 749 04	—	—	220 94	-315 25
贵	1 286 42	1 682 90	339	1 260 24	3 476 17	26 18	1 793 28	68 50	2 400 29	6 620 81	—	4 937 91	—	-26 18	3 144 63
云	1 617 19	209 20	343	575 79	1 606 96	1 041 41	1 397 75	1 34	1 744 77	4 869 47	—	4 660 27	—	-1 041 41	3 262 52
陕	1 311 04	27 496 14	337	1 384 71	3 796 98	—	—	—	2 400 80	6 583 16	—	—	—	—	—
甘	1 222 31	3 267 26	335	881 82	2 403 66	340 49	—	—	—	—	1 222 31	—	—	881 82	—
青	740 13	654 74	354	140 97	406 04	599 16	—	—	197 38	568 52	542 75	—	—	-56 41	—
宁	911 66	4 112 64	340	1 173 33	3 245 98	—	—	—	1 978 30	5 472 91	—	—	—	—	—
疆	1 340 59	6 801 56	396	1 110 08	3 576 83	230 51	—	—	1 158 22	3 731 94	182 37	—	—	-48 14	—

注: “—”表示该省区不需要从外部输入电力或电煤。

根据北京、山东、上海、江苏、浙江和广东等地 CO₂ 减排量设置, 核算出对应的火力发电量分别为 98.46 亿、585.79 亿、130.31 亿、459.52 亿、585.79 亿和 520.93 亿 kwh。它们均较实际发电量显著减少, 相应地对外购电的数量将显著增加。在此情境下, 各地发电量和对应的电煤需求较前面的优化结果如图 2 所示, 其中, 河北、安徽和湖南等地受自身发电能力的约束, 只能对减少的发电量进行部分弥补, 而主要的补充来源来自西部的甘肃、青海、宁夏和新疆等地区, 各自增加的发电量分别为 1 265 亿、396 亿、1 193 亿和 575 亿 kwh, 其中, 甘肃从原来的电力调入省份一跃成为电力输出大省。优化结果给出了东部省份实行发电约束后的主要电力补给来源和数量, 从而也影响了全国电煤输送格局。

2. 电网输送能力。“西电东输”战略的实施效果有赖于电网输送能力的建设, 结合中国“三横三纵”的电网规划, 将这 6 条特高压线路的输电能力提高为: 蒙—京—沪 300 亿 kwh、蒙—豫—赣 500 亿 kwh、疆—陕—豫—沪 300 亿 kwh、皖—苏—沪 300 亿 kwh、闽—浙—沪 150 亿 kwh、蒙—晋—陕—川 300 亿 kwh, 而其他线路的输送能力不变。优化结果如图 3 所示, 其中, 河北和宁夏的发电量将分别减少 286 亿和 687 亿 kwh, 而安徽、湖南和青海的发电量将分别增加 434 亿、142 亿和 396 亿 kwh 来作为补充, 其他省份的发电量并没有明显的变化。这一结果表明在当前各地发电能力的限制下, 增加电网输送能力略微改变了少数地区的供电状况, 但对全国的输电格局没有显著的影响。

3. “绿电”输送量。按照规划, 未来中国清洁能源占比将达 15%, 其中水电 9%, 核电 3%、风电等新能源 3%。我们据此设定各类“绿电”的发电量及其输送路径为: 三峡水电到上海 3 138 亿 kwh、三峡水电到广州 647 亿 kwh、二滩水电到华北 674 亿 kwh、大亚湾核电到上海 1 486 亿 kwh、内蒙古风电到北京和辽宁各 1 486 亿和 1 000 亿 kwh。在“绿电”输送全额优先保障的前提下, 相应线路的火电输送能力

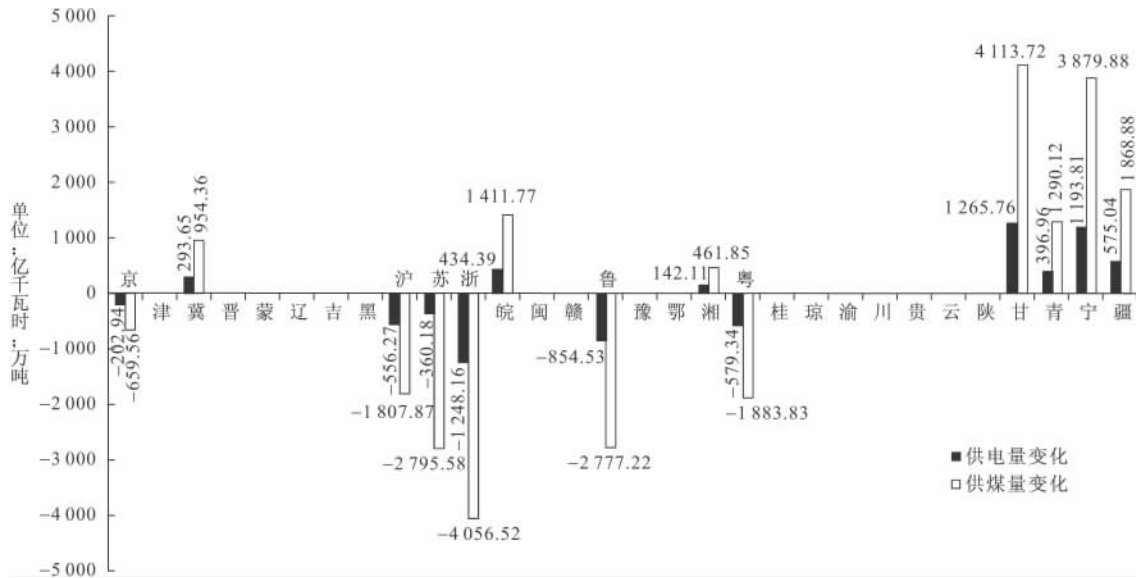


图2 碳排放限制下各省供电与电煤需求变化情况

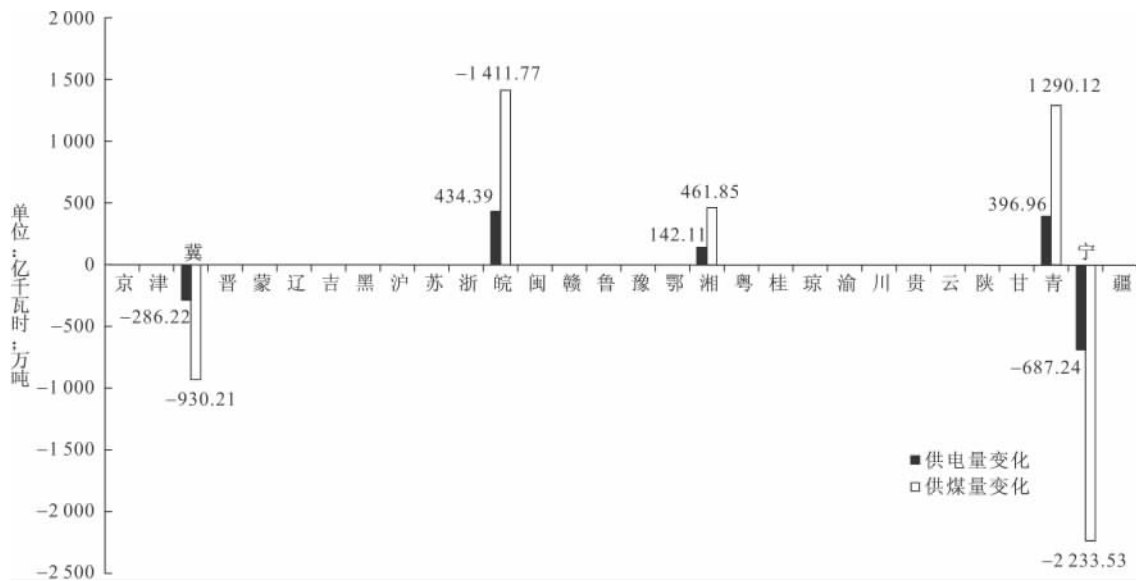


图3 改变线路输送容量下各省供电与电煤需求变化情况

将予以扣减。在此情境下的优化结果如图4所示，其中，河北、辽宁、上海、江苏、安徽、河南、湖北、广东、海南、陕西和新疆等省区的火力发电量将有所增加，而天津、吉林、黑龙江、浙江、江西、湖北和云南等地的火电量有所减少，但增加和减少的幅度都保持在0.0015亿kwh以下，对全国火电及其煤炭消耗的总格局影响也不大。

(三) 全国电网规划的优化结果

进一步地，取消所有电网的输电能力来考察自由流动下的输电格局，希望借此为电网规划提供借鉴。优化结果显示：从供给端看，各地发电量较表1并没有显著的变化，但就需求方而言，北京、天津、山东、江苏、上海、浙江、广东等需求省区的电力来源和数量有所变动，其共同特征是来源地进一步收敛至自身或相邻省份（目前的来源分散性主要由各地发电能力的约束所致），表明在电网容量限制对省际间电力流动规模的约束消失后，当前的结果较真实地体现了成本优先导向下的电力输送格局。在各省区“经济人”的假设下，电网规划应与这种优化结果相匹配。具体而言，可将火电输出基地明确为内蒙古、山西、陕西、贵州和宁夏五个地区。内蒙古的电力输出对象主要是东北和华北，少量输入到华东地区，分别是黑龙江264亿kwh、吉林25亿kwh、辽宁71亿kwh、北京565亿kwh、天津105亿kwh、山东2193

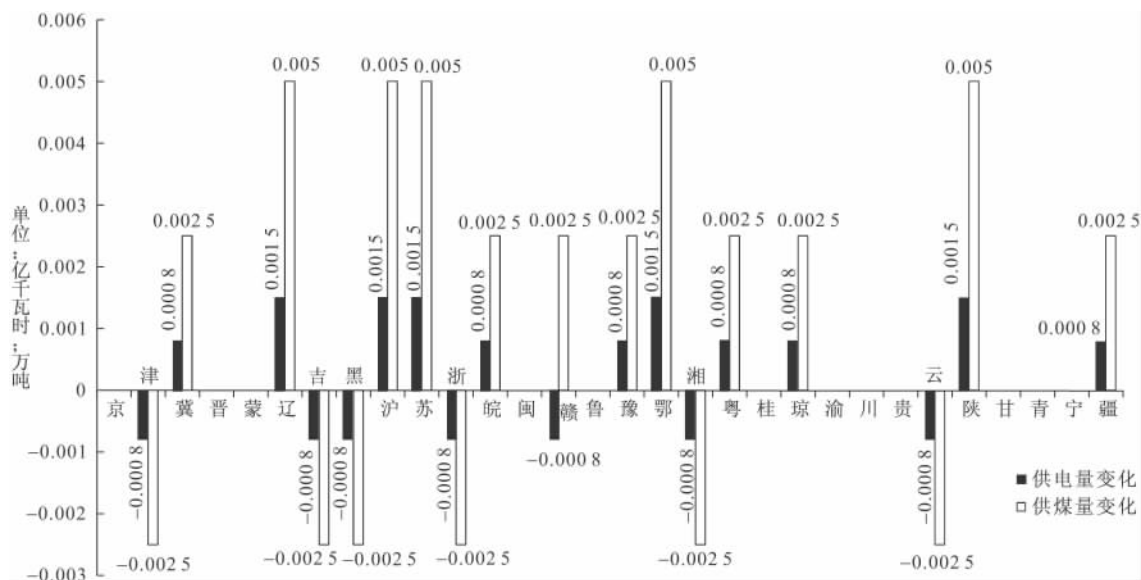


图 4 改变“绿电”供给下各省供电与电煤需求变化情况

亿 kwh、上海 148 亿 kwh；山西电力外输方向集中于华东区域，分别是上海 514 亿 kwh、江苏 1 750 亿 kwh、河南 1 046 亿 kwh；陕西电力外输方向包括华中和华南区域，分别是河南 443 亿 kwh、湖南 444 亿 kwh、广州 195 亿 kwh；贵州电力侧重满足于江西（650 亿 kwh）、广州（755 亿 kwh）和重庆（24 亿 kwh）等省区；宁夏主要是向甘肃输入了 628 亿 kwh 的电力。据此，对照当前的电网规划，应新增内蒙古—黑龙江、内蒙古—吉林、山西—江苏、陕西—湖南、贵州—广西、宁夏—甘肃的输电线路，扩建内蒙古—北京、内蒙古—山东、陕西—河南和贵州—广州的输电线路。

五、结论和建议

本文借助线性规划模型考察了全社会用电成本最低下的全国各省区输煤输电格局。从研究中可以看到：（1）虽然优化后大部分省区的电力供给仍然完全或主要依赖于本地发电，但东部地区的电力消费大省，如江苏、上海、浙江、山东、河南、湖北、湖南、广东和四川等地的输电量有所增加，输煤量有所减少；而富煤省份，如山西、内蒙古、陕西、宁夏等地的本地耗煤量有所增加，电力输出增加，总体上与“西电东输”战略相吻合。（2）出于治理大气污染的考虑，强制性地减少东部地区发电量后，除安徽等少数省份外，主要的补给来源来自更为遥远的西北地区，这一方面表明以上优化结果已最大限度地利用了当前内蒙古、山西、陕西等地的发电能力，另一方面启示着西部煤炭资源综合利用的重要性，这点在未来“绿电”按照规划实现发展后仍然适用。（3）电网输送能力对全国输煤输电格局的影响并不十分显著，增加其输送能力后，各地的发电量没有明显的改变，只是部分缺电省份的电力来源地进一步收敛至邻近富煤省份，与业界“远输煤、近输电”的实践相一致，表明目前输煤输电的利益格局已较为稳健。在价格、政策等外部变量不变的情况下，单纯依赖电网建设很难实现“西电东送”的目的。

根据上述结论，可以得到如下政策建议：

首先，采取差别化策略控制东部地区煤炭消费总量。根据优化结果，如果长三角的江苏、上海、浙江三地和珠三角的广东省采取提高输电量、减少输煤量的策略，全社会的用电成本将降低，意味着存在着降低煤炭消费量的经济动因。在远方来电有保障的前提下，可发挥市场机制作用来优化输煤输电比例，而政府作用体现在科学限定其煤炭消费总量。优化后，长三角和珠三角的电煤用量分别为 1.19 亿和 0.35 亿 tce，分别减少了 0.93 亿和 0.56 亿 tce，可供借鉴。对于京津冀地区，情况则完全不同。这些靠近煤炭主产地的省区通过减少输电、增加输煤降低了用电总成本，导致在主观上并没有降低煤炭消费总量的动机，

需要政府更有力的强制干预,包括淘汰落后的中小型燃煤锅炉,转移高耗能产业,加快重点行业脱硫、脱硝、除尘改造工程建设等。

其次,科学评价西部各省区的可持续发电潜力,优化电厂建设布局。优化结果显示,电力生产将更集中于内蒙古、山西和陕西等煤炭主产区,三地发电及其电煤增量为0.77亿和1.59亿tce,发电总量达到1.35亿tce,占全国的三分之一,显示了建设坑口电厂对全社会用电的经济性,但其发电规模受当地水资源的严重制约。目前,每度电的耗水量在3kg左右,意味着达到优化后的发电量将消耗当地大量的水资源,这对缺水的山西、陕西和内蒙古西部等“三西”地区形成严峻挑战。因此,建议对“三西”地区的这部分发电增量进行环境容量评价。如果通过,意味着在现有的装机容量约束下,可以通过挖掘其发电潜能的方式来优化全国输煤输电格局;否则,则需要考虑电源进一步西进(碳排放约束下的情景分析也说明了这一点),科学评价宁夏、甘肃和新疆等地的输电能力,具体的装机容量可参考情境优化结果进行。

最后,推动电价形成的市场化机制,充分挖掘现有电网的输电潜力。增加或取消当前的输电能力约束后,全国输煤输电的优化结果变化并不大,表明当前增加输电的主要障碍并不是输电容量,电网建设并非当务之急,重点应放在加快形成电价市场化形成机制上。就全国输配电市场而言,各环节的电价体系及其电价形成机制模糊不清,行政审批下的“管住两头,中间不管”式的电价机制使得电网企业缺乏从“中间商”变身“服务商”的动力;对发电量的计划分配制降低了上网端的竞争力,发电企业多发的电量被电网低价收购,技术进步的贡献被抹杀,导致人为的“电荒”现象。因此,理顺当前的电价形成体制,以市场机制激发发电企业和电网企业进行远距离输电的积极性是优化输煤输电格局的重要措施。

参考文献

- [1] Todd, D., L. Zhang. Ports and coal transfer: Hug of China's energy supply policy[J]. *Energy Policy*, 1994, (7).
- [2] Cheng, S. K., Z. R. Xu, L. Shen. Spatial-temporal process and driving force of interprovincial coal flowing in China[J]. *Journal of Geographical Science*, 2008, (6).
- [3] 赵媛, 于鹏. 我国煤炭资源空间流动的基本格局与流通通道[J]. *经济地理*, 2007, (2).
- [4] Todd, D., F. J. Jin. Interregional coal flows in China and the problem of transport bottlenecks—upholding the rail option [J]. *Applied Geography*, 1997, (3).
- [5] 刘金平, 杨贺, 何高文, 等. 我国煤炭运输通道优化布局研究[J]. *中国煤炭*, 2013, (10).
- [6] Satar, N. M., J. Peoples. An empirical test of modal choice and allocative efficiency: Evidence from US coal transportation [J]. *Transportation Research Part E*, 2010, 46.
- [7] Batterham, R. L., T. G. Mikosza, A. P. Ockwell. Coal transportation in New South Wales—A programming analysis of road and rail option[J]. *Logistics and Transportation Review*, 1992, 28.
- [8] Bielli, M., et al. A model of coal transportation management in a rail network[J]. *System Modelling and Optimization*, 1984, 59.
- [9] Wu, Y., Z. C. Yu, H. W. Ngan, et al. *Sustaining China's Electricity Market Development* [EB/OL]. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.043>, 2014-05-30.
- [10] Ngan, H. W. Electricity regulation and electricity market reforms in China[J]. *Energy Policy*, 2010, (5).
- [11] Kuby, M., et al. Planning China's coal and electricity delivery system[J]. *Interface*, 1995, (1).
- [12] Wang, B. An imbalanced development of coal and electricity industries in China[J]. *Energy Policy*, 2007, 35.
- [13] Zhao, X. L., T. P. Lyon, F. Wang, et al. Why do electricity utilities cooperate with coal suppliers? A theoretical and empirical analysis from China[J]. *Energy Policy*, 2012, 46.
- [14] 杨德庄, 文迅, 朱刚. 输煤输电问题[J]. *优选与管理科学*, 1987, (2).
- [15] 陈小毅, 周德群. 关于中国煤电产业布局重构的战略思考[J]. *科技管理研究*, 2010, (10).
- [16] 王建, 吕世森, 杨健. 基于全寿命周期的输煤输电经济建模及分析[A]. 中国电机工程学会. 2013年中国电机工程学会年会论文集[C]. 2013.
- [17] 神瑞宝, 张粒子, 张洪, 等. 输煤输电经济性比较研究[J]. *中国电力*, 2013, (10).
- [18] 张世翔, 府聪. 输煤与输电的经济性比较研究[J]. *价格理论与实践*, 2014, (2).

(责任编辑 朱 蓓)

MAIN ABSTRACTS

Analysis on the Dynamic Impacts of Coal Consumption Terminal on Coal Demand

LIN Bo-qiang, MAO Dong-xin

Coal currently provides 69% of primary energy and 80% of electricity for China's economic development. China's economic development, industrialization and urbanization all demand the support of coal resource. Meanwhile, industrialization and urbanization drive the rapid growth in coal demand. This paper adopts the state-space model (SSM) approach to estimate the dynamic effects of three important sectors (real estate development, infrastructure construction and residential electricity) on coal demand in China. The results show that the driving effect of real estate development, infrastructure construction and residential electricity consumption on coal demand is remarkable. The driving effect of electricity consumption on coal demand shows a declining trend; that of infrastructure construction shows an upward trend; that of real estate development shows no clear trends but has fluctuations.

Optimization on the Structure of Coal Transportation and Electricity Transmission in China

ZHANG Lei, LU Xiao-qian, WANG Jing

Considering air pollution control and energy supply optimization, China begins to implement "West-east electricity transmission" project. Therefore, it is urgent to know how much coal or electricity should be transported from west to east among different provinces. Based on the function of minimization of total social cost, this paper builds a linear programming model under the constraint of supply-demand balance, supply capacity, transmission capacity, environmental capacity and alternative energy. Taken 2011 as the base which consumed more energy than many other years, the optimization results show that the whole social electricity cost is indeed reduced when the transmission ratio of electricity is improved. The coal transportation to Yangtze River and Pearl River falls sharply, while the coal transportation to Beijing, Tianjin and Hebei regions increases. More power is transmitted to Shanxi, inner Mongolia, Shanxi and Guizhou which own rich coal resources. Further analysis shows that the power will be further transmitted from west, and the structure of coal transportation and electricity transmission is not influenced obviously when the grid capacity or "green electricity" transmission is improved. Therefore, the paper puts forward the following suggestions: adopting different measures to control coal consumption in different regions, evaluating the potential generation capacity in western regions, and accelerating the market-oriented price reform.

On the Transference of World Physics Research Center from Germany to America

LI Gong-zhen

After 1933, German physicists who lived in America in exile as a way to get away from Hitler's clutch finally finished the transference of World Physics Research Center which had started quietly ever since the mid to late 1920s. This transference was symbolized by the gradual disintegration and the continuous brain drain of the German community of physicists, as well as the steady development and constant supplement of talents in American physics subject. In this sense, the exile of German physicists headed by Albert Einstein to America in the Western Hemisphere has ultimately framed the position of the World Research Center of Physics in America.