

DOI: 10.7500/AEPS201207046

基于网络流的发输电计划协调优化方法

张 显¹, 周 鑫², 耿 建³, 杨 楠², 孙晓强²

(1. 国家电网电力交易中心, 北京市 100031; 2. 国家电网公司西北分部, 陕西省西安市 710048;
3. 中国电力科学研究院(南京), 江苏省南京市 210003)

摘要: 随着特高压互联电网的建设发展, 电能交易和资源优化范围增大, 现有联络线计划编制方法已难以适应; 此外, 大规模风电集中上网、远距离输送, 对发输电计划协调也提出了新的要求。针对上述问题, 文中将网络流应用于跨地区电能交易与分区开机容量的优化, 提出了以系统当前开机方式为基础, 以次日跨地区电能交易电量、地区间联络线输电能力等条件为约束, 以分区开机容量最小为目标的发输电计划协调优化方法, 建立了跨地区电能交易电量、分区开机容量的网络流模型。通过某实际系统算例说明了模型的有效性。

关键词: 跨地区电能交易; 日发输电计划; 协调优化; 网络流

0 引言

传统的发输电计划协调过程是: 首先, 给定各地区(省)间联络线计划; 而后, 各地区内部进行发电机组组合, 并给出次日各机组的出力曲线; 最后, 进行全网(区域)各省潮流安全校核和微调校正。学术界对于相关问题已有大量研究^[1-3]。目前, 为适应能源供需逆向分布的基本国情, 实现能源资源的大范围优化配置, 充分发挥联网效益, 跨区跨省输电作用凸显、规模增大, 联络线计划也日益复杂, 而传统的分省就地平衡的联络线计划编制方法已显落后^[4]。此外, 风电大规模集中上网后, 由于其随机性, 实时调度中多为消纳风电, 需频繁修改大规模风电所在地区机组出力曲线, 乃至地区间联络线曲线, 从而影响了全网机组出力曲线, 使得机组次日计划出力曲线的实际运行意义降低, 而降低分区开机容量对风电的充分消纳重要性凸显。

网络流基本理论参见文献[5], 其在电力系统应用中, 不仅能模拟电源负荷的分布, 而且能模拟网络拓扑和支路输电容量这两个关键约束, 计算简单快捷, 物理意义明晰, 在有功经济调度^[6-7]、水火电协调^[8-9]、系统可靠性评估^[10]、备用制定^[11]以及电力市场^[12]等领域都得到了广泛应用。文献[11]还指出, 对于网络流理论仅满足基尔霍夫第一定律的问题可以借助柔性交流输电系统(FACTS)设备解决。

本文从整个互联电网角度出发, 将各地区内全部机组作为整体, 给出了跨地区电能交易电量、分区开机容量在网络流图中的处理形式, 提出了一个基于网络流的日发输电计划协调优化方法。该方法以当前系统开机方式为基础, 以次日跨地区电能交易电量、地区间联络线输电能力等条件为约束, 以分区开机容量最小为目标, 进行发输电计划的系统优化。通过对某实际电网典型日调度计划数据进行计算分析, 验证了模型的有效性。

1 基于网络流的发输电计划协调优化

区别于传统的发输电协调方法(图 1 左侧部分), 本文提出了基于网络流的发输电计划协调优化的两阶段模型, 如图 1 所示。

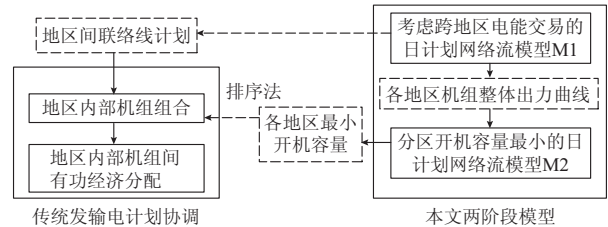


图 1 经典发输电计划协调与本文模型对照图
Fig.1 Comparison between the classical optimization of generation and transmission scheduling and the proposed model

如图 1 右侧所示, 本文模型第 1 阶段为考虑跨地区电能交易的日计划网络流模型 M1, 重点解决在次日预测负荷、直流输电计划、跨地区电能交易及电网输电能力等条件约束下, 灵活地形成次日地区间联络线计划及各地区机组出力计划的问题。此处

收稿日期: 2012-07-08; 修回日期: 2013-05-09。
国家自然科学基金资助项目(51177019); 国家高技术研究发展计划(863 计划)资助项目(2011AA05A105)。

不考虑具体机组组合,相关问题由模型 M2 处理。

第 2 阶段,分区开机容量最小的日计划网络流模型 M2 在 M1 得到的各地区整体出力曲线计算结果的基础上,考虑系统网络输电能力、旋转备用容量约束,得出满足系统安全需要的最小分区开停机容量,并结合机组启停机优先次序,在前日开停机方式上通过排序法得到最终机组组合。

最终,通过本文两阶段模型就完成了次日发输电计划的协调优化,得到次日地区间联络线计划与开停机方式。具体的计算模型见后文。

此外,需要指出的是,本文的模型计算是基于电力电量平衡的基础之上,预先排除了不合理的跨地区电能交易与直流输电计划。

1.1 考虑跨地区电能交易的日计划网络流模型

电网中任一地区,经过合理抽象^[7],可以得出其在 t 时刻如图 2 所示的网络流模型。

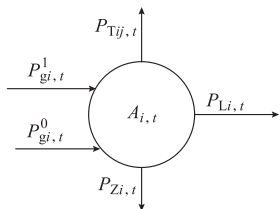


图 2 单一区域的电力网络流模型

Fig.2 Electricity network flow model of single region

图 2 中: $i, j=1, 2, \dots, I$; $P_{gi,t}^1$ 弧代表 A_i 地区保持前日开机情况下 t 时刻的机组整体出力; $P_{gi,t}^0$ 弧代表 A_i 地区前日处于冷备用机组次日 t 时刻可能被调用的出力; $P_{Tij,t}$ 弧代表 A_i 和 A_j 两地区 t 时刻通过联络线交换的电力; $P_{Li,t}$ 弧代表 A_i 地区 t 时刻的负荷; $P_{Zi,t}$ 弧代表位于 A_i 地区的直流系统在 t 时刻输送的电力。

若将 $P_{Li,t}$ 与 $P_{Zi,t}$ 都视为 A_i 地区综合负荷并定义为 $P_{LZi,t}$, 给图 2 中功率值都乘以时段间隔 T , 就将图 2 由功率流图转变为电量流图。将图 2 对应的电量流图应用于整个互联电网,并考虑全天时段,模拟次日全网发电量在机组、网络结构与综合负荷约束下向全天各地区、各时段分配的过程,就得到电网考虑跨地区电能交易的日计划网络流图,如图 3 所示。图 3 中发点 s 为发电电量流出点,与其相连的弧仅与 A_i 地区对应,其余弧同时对应地区与时段(为简略,图 3 仅示意了时段 1 与 t)。 E_i 所在弧代表 A_i 地区次日发电电量。接着,电能由次一级发点 s_i 向各时段分配。与 $A_{i,t}$ 相连的各类弧为图 2 转换得到的电量流弧。最后,各地区各时段综合用电量汇聚于收点 w , 完成次日发电电量与用电量匹配过程。图 3 对应的网络流数学模型如下。

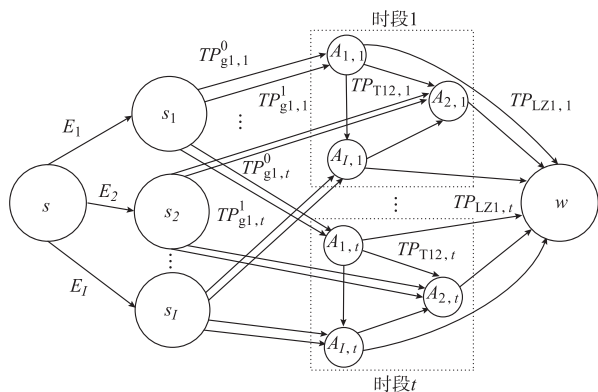


图 3 考虑跨地区电能交易的日计划网络流图

Fig.3 Network flow diagram of daily scheduling considering power trading between regions

系统运行成本最小的目标函数:

$$\min \sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} \sum_{i=1}^I \sum_{n=0}^1 a_{gi}^n TP_{gi,t}^n \quad (1)$$

式中: T_{day} 为一日最大调度时段数; a_{gi}^1 和 a_{gi}^0 分别为 $P_{gi,t}^1$ 和 $P_{gi,t}^0$ 相关的弧费用系数, 令 $a_{gi}^1 < a_{gi}^0$ 以减少冷备用状态机组出力调用。

此外,由于本文不考虑网损,令图 3 其余弧费用系数为 0,也使得与发点 s 及收点 w 相连的弧流量自然达到其给定上限,形成最大可行流,根据目标函数得到其中费用最小的可行流就得到图 3 的一个最小费用最大流。

弧约束条件:

$$P_{gi,t}^n \leq P_{gi,t}^n \leq P_{gi,t}^n \quad (2)$$

$$P_{Tij,t} \leq P_{Tij,t} \leq P_{Tij,t} \quad (3)$$

$$\sum_{n=0}^1 P_{gi,t}^n = \sum_{j \neq i} P_{Tij,t} + P_{LZi,t} \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{day}}} \sum_{n=0}^1 TP_{gi,t}^n = E_i \quad (5)$$

式中: $i, j=1, 2, \dots, I$; $n=0, 1$; $P_{gi,t}^n$ 和 $P_{gi,t}^n$ 分别为 $P_{gi,t}^n$ 所在弧的下限与上限, $P_{gi,t}^1$ 和 $P_{gi,t}^1$ 分别为 A_i 地区前日开机机组的最小技术出力和最大可调出力, $P_{gi,t}^0 = 0$ (定义 $P_{gi,t}^0$ 下限为 0, 基于本节模型仅关注得出各地区总出力曲线, 机组组合由 1.2 节模型解决), $P_{gi,t}^0$ 为 A_i 冷备用机组容量; $P_{Tij,t}$ 和 $P_{Tij,t}$ 分别为地区 A_i 和 A_j 间的联络线潮流断面控制下限与上限。

式(4)与式(5)为中间节点流入等于流出的约束, 对应基尔霍夫电流定律, 根据前文弧费用系数的定义及最大流的描述, $P_{LZi,t}$ 为 A_i 地区在最大流时 t 时刻预测负荷值与给定直流功率值之和; E_i 为 A_i 地区预测用电量与跨地区电能交易电量之和。

根据上述模型计算的 $P_{Tij,t}$, 可以得到地区间联

络线计划曲线。此外,还可得到不同地区各时段的机组出力 $P_{gi,t}^1 + P_{gi,t}^0$, 定义为 $P_{gi,t}$ 。

1.2 分区开机容量最小的日计划网络流模型

为提高系统运行宏观经济性,并给风电消纳留出充足空间,应减小火电等常规能源的开机容量。同时,除调度规程规定的电网旋转备用的最小配置原则^[13]外,根据《电力系统安全稳定导则》^[14],运行中系统开机方式还需要保证系统在最严重的 $N-1$ 故障情况下的安全性。因此,如何在保障系统安全的情况下减小开机容量,是当前日计划机组组合需解决的实际问题。此外,由于系统运行方式复杂,很难确定哪种 $N-1$ 故障是最严重的,一个简便的方法是选择多个严重 $N-1$ 故障,分别计算各种情况下的开机需求,得到最终的分区开机容量。

对于 A_i 地区,综合负荷最大时,就是其地区备用最小的时刻,对于此时刻 t , A_i 地区发生某个严重故障 k 时,结合 1.1 节的计算结果,任一地区 A_j 理论上能调用的出力可虚拟分为 4 个部分:满足规程中 A_j 地区最小备用容量(定义为 $R_{j,k}^2$)规定的最小开机容量机组出力(定义为 $P_{j,k}^2$)、前日开机中除去 $P_{j,k}^2$ 所对应的机组容量后其余开机机组出力(定义为 $P_{j,k}^1$)、冷备用机组所对应的机组出力(定义为 $P_{j,k}^0$)、联络线提供的输电功率(定义为 $P_{Tji,k}$)。 A_j 地区机组提供的 3 种可调出力如图 4 所示。

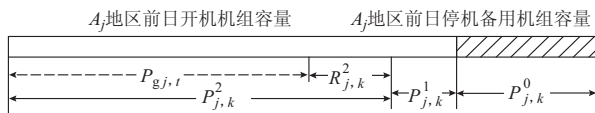


图 4 A_j 地区机组提供的可调出力分类
Fig.4 Categories of generator output in A_j

将 A_i 地区在综合负荷最大时发生故障 k 损失的容量 C_{ik} 等效为其增加 C_{ik} 的负荷,得到对应分区开机容量最小的网络流图如图 5 所示,其中,弧 $P_{LZj,k}$ 代表前述预想场景下 A_j 地区的综合负荷。

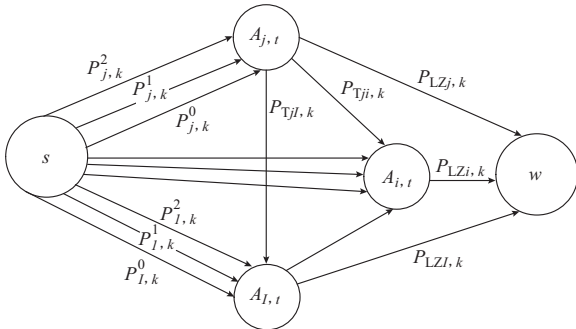


图 5 考虑分区开机容量时 A_i 地区故障 k 对应的网络流图
Fig.5 Network flow diagram of outage k in A_i considering regional unit-on capacity

图 5 对应的数学模型如下。

预想故障下分区开机容量最小的目标函数为:

$$\min \sum_{j=1}^I \sum_{n=0}^2 a_{j,k}^n P_{j,k}^n \quad (6)$$

式中: $a_{j,k}^n$ 为 $P_{j,k}^n$ 所在弧的弧费用系数。

根据 A_i 地区故障缺额应优先由 A_i 地区机组满足、前日冷备用机组安排次日开机会带来启停成本的原因,弧费用系数之间有 $a_{i,k}^2 < a_{j,k}^2 < a_{j,k}^1 < a_{j,k}^0 < a_{i,k}^0 < a_{j,k}^0$ 的关系(此处 $j \neq i$, A_j 地区弧费用系数间关系需结合系统实际给定)。同样,本文不考虑网损,令图 5 其余弧费用系数为 0,也使得与收点 w 相连的负荷弧流量自然达到其给定上限,形成最大可行流,根据目标函数得到其中弧费用最小的可行流就形成一个图 5 的最小费用最大流。上述参数设置最终也达到故障时发挥互联效益、最小化分区开机容量的目的。

弧约束条件:

$$P_{j,k}^{n, \min} \leq P_{j,k}^n \leq P_{j,k}^{n, \max} \quad (7)$$

$$P_{Tjm,k} \leq P_{Tjm,k} \leq P_{Tjm,k} \quad (8)$$

$$\sum_{n=0}^2 P_{j,k}^n = \sum_{j \neq m} P_{Tjm,k} + P_{LZj,k} \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^I \sum_{n=0}^2 P_{j,k}^n = \sum_{j=1}^I P_{LZj,k} \quad (10)$$

式中: $j, m = 1, 2, \dots, I; n = 0, 1, 2$; $P_{j,k}^2$ 的上限 $P_{j,k}^{2, \max}$ 为 $P_{gj,t}^2 + R_{j,k}^2$, 下限 $P_{j,k}^{2, \min}$ 为对应 $P_{gj,t}^2 + R_{j,k}^2$ 容量开机的最小技术出力, $P_{j,k}^1$ 的上限 $P_{j,k}^{1, \max}$ 如图 4 所示为前日开机容量减去 $P_{gj,t}^2 + R_{j,k}^2$, $P_{j,k}^1$ 的下限 $P_{j,k}^{1, \min}$ 为 0, $P_{j,k}^0$ 的上限 $P_{j,k}^{0, \max}$ 在 $P_{j,k}^{1, \max} > 0$ 时为前日冷备用机组容量,否则 $P_{j,k}^{0, \max}$ 为前日开机与冷备用机组容量之和减去 $P_{gj,t}^2 + R_{j,k}^2$, 下限 $P_{j,k}^{0, \min} = 0$; $P_{Tjm,k}$ 的上、下限 $P_{Tjm,k}^{\max}$ 和 $P_{Tjm,k}^{\min}$ 分别为次日两个地区间的联络线断面潮流控制值上、下限。

式(7)、式(8)为各地区故障场景下 A_j 地区理论上可调的 4 类功率上下限约束。式(9)为中间节点流入等于流出约束。式(10)为总流出等于总流入约束。根据前文关于弧费用系数的定义, $P_{LZj,k}$ 在 $j \neq i$ 时,应达到其上限(也即综合负荷 $P_{LZj,t}$); $j = i$ 时,应为此时的综合负荷与故障缺额之和 $P_{LZi,t} + C_{ik}$ 。

根据上述模型,分别求取预设故障场景下各地区所需最小开机容量 $P_{j,k}^2 + P_{j,k}^1 + P_{j,k}^0$, 定义为 $P_{j,k}$, 最终得到满足规程规定以及故障集全部故障下系统安全的各地区开机容量 P_j , 参考文献[11], 本文取 $P_{j,k}$ 的最大值。得到 P_j 后,根据考虑《节能发电调度办法(试行)》、电厂发电计划完成进度等情况得到的机组启停机排序,可以形成与之对应的机组组合,如图 6 所示。

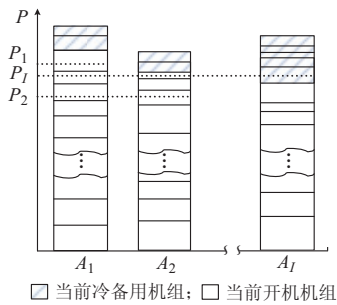


图 6 机组组合示意图
Fig.6 Schematic diagram of unit commitment

图 6 中柱状图代表相应地区前日可用机组的开机容量、冷备用机组容量及次日开停机排序。对于 A_1 地区,最小开机容量 P_1 小于前日开机容量但大于停掉前日开机机组中排序末位机组后的开机容量,故而次日 A_1 地区开停机方式可不变动。同理, A_2 地区前日开机容量偏大,次日可停机一台; A_3 地区前日开机容量偏小,不满足应对次日系统安全需要,应开机一台。最终,根据本节模型得到 P_j ,就得出次日开、停机方式。

2 算例分析

2.1 系统参数

为方便比较,本文在某区域电网某日日计划(称原计划)数据基础上进行发输电计划优化计算及对比分析。电网由 5 个地区互联构成,如图 7 所示,其中 $T_{52}, T_{42}, T_{21}, T_{23}$ 为各地区间潮流断面控制值。

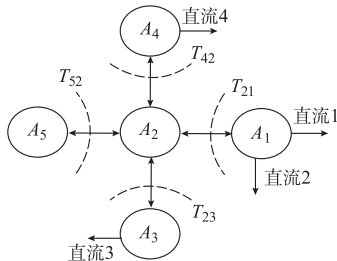


图 7 某五区域系统结构图
Fig.7 Structure of a five-region system

某日各地区 96 点综合负荷曲线(预测负荷与直流输电计划的叠加)如图 8 所示。原计划系统开机容量、冷备用机组容量、规程规定最小旋转备用容量、各地区开机方式需应对的最严重故障集容量缺额如表 1 所示。可以看出,本算例中只要各地区备用达到规程规定旋转备用容量最小值,全网旋转备用自然就达到规程规定的旋转备用容量最小值。此外,本实际系统算例中地区以水电装机为主,其余地区以火电装机为主。为了计算方便,规定火电机组技术最小出力为其装机容量的 60%。

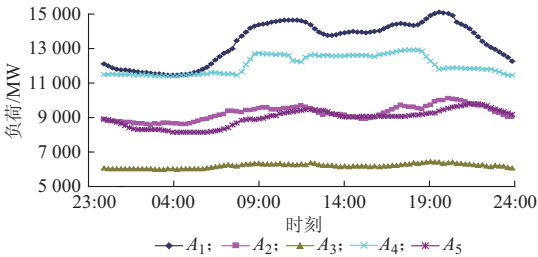


图 8 各地区 96 点综合负荷曲线
Fig.8 The 96-point general load curve of each region

表 1 系统容量参数
Table 1 Capacity parameters of the system

地区	开机容量	冷备用机组容量	规程规定最小旋转备用容量	最严重故障集缺额容量
A_1	14 806	990	660	1 200
A_2	12 849	800	660	1 200
A_3	10 466	0	700	1 400
A_4	15 455	0	1 000	1 320
A_5	11 061	1 605	330	330
全网	64 637	3 395	1 943	

某日各地区跨地区的电能交易计划电量分别为: A_1 地区的外送电量为 52 650 MW·h; A_2 地区的外送电量为 43 980 MW·h; A_3 地区的外送电量为 -32 196 MW·h; A_4 地区的外送电量为 95 880 MW·h; A_5 地区的外送电量为 10 020 MW·h。某日各地区间潮流断面控制值按潮流方向分别为: $-500 \text{ MW} \leq T_{52} \leq 1\,300 \text{ MW}$; $-3\,800 \text{ MW} \leq T_{42} \leq 3\,800 \text{ MW}$; $-4\,000 \text{ MW} \leq T_{23} \leq 2\,600 \text{ MW}$; $-1\,400 \text{ MW} \leq T_{21} \leq 2\,600 \text{ MW}$ 。

2.2 考虑跨地区电能交易的日计划计算与分析

根据本文模型,对前述系统数据进行计算,可得各地区间 96 点联络线计划曲线(如图 9 所示)及各地区 96 点机组出力曲线。图 9 中的地区间联络线功率最大值占潮流稳定控制限值的比例都在 70.38% 以下,处于安全区域。计算得到分区最小开机容量结果如表 2 所示。

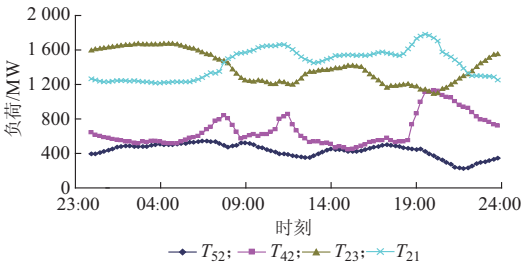


图 9 地区间 96 点联络线计划曲线
Fig.9 The 96-point scheduling curves of tie-line power flow between regions

表 2 分区最小开机容量计算结果
Table 2 Results of minimum unit-on capacity of each region
MW

故障	开机容量				
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅
A ₁ 故障	14 300.04	11 764.48	5 601.61	13 510.79	9 661.07
A ₂ 故障	14 007.01	12 305.71	5 608.60	13 320.14	9 777.53
A ₃ 故障	13 956.35	11 788.64	5 992.77	13 622.25	9 644.99
A ₄ 故障	13 419.44	11 600.30	5 446.32	14 736.06	9 366.88
A ₅ 故障	13 195.52	11 373.75	5 324.08	12 771.66	10 513.99

表 2 中加粗数值为各种分区最小开机容量组合中的最大值,从而得到本文算例满足故障缺额的某日各地区最小开机容量及其与表 1 中各地区开机容量对比如图 10 所示,图中百分比为优化后减小的开机容量相对原计划开机容量的比例。由于 A₃ 地区以水电为主,图 10 在优化完成某日计划时与原计划保持一致:即保持 A₃ 地区全部开机。此外,将图 10 给出的分区最小开机容量累加,得到优化后全网最小开机容量为 62 322 MW,相比表 1 数据减小了 3.58%。

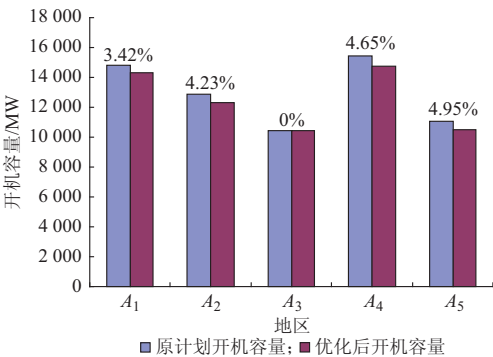


图 10 优化前后开机容量比较图
Fig.10 Comparison of unit-on capacity of each region before and after optimization

从图 10 可以看出,经过本文模型计算,全网各常规火电机组居主体地位的地区开机容量较原方式都有不同程度减少,原计划开机容量偏大。按 1.2 节机组组合排序法,安排相应机组停机,就得到各地区的优化机组组合结果,本文此处不再详细展开。此外,根据表 1 中数据,全网火电最小技术出力为 32 502.6 MW,优化计算后全网火电最小技术出力为 31 113.6 MW,即在不考虑网络约束情况下,相比原开机方式,当日按优化后数据安排开机容量,能在全网负荷最小时最大留出 1 389 MW 风电消纳空间,这是一个相对可观的数量。

3 结论

基于网络流,本文提出了一个能够考虑次日跨

地区电能交易、分区开机方式的日发输电计划协调优化方法,扩展了网络流在电力系统的应用。

结合模型及算例,可以得出以下结论。

1)通过合理设置网络流图,可以将跨地区电能交易、分区开机容量等问题纳入最小费用最大流求解,较好地解决了当前电力系统调度运行中面临联络线灵活编制、减小分区开机容量的实际问题。

2)由于网络流图的直观性,本文模型每一个环节得到的计算结果以及次日发电计划物理概念清晰明了,算法简单,便于各利益相关方理解。

3)本文模型具有一定程度的通用性与等效性,可以在不同规模的系统得到应用。

下一步,可将风电计划纳入模型,考虑多重故障情况,深入研究模型的全局最优解。

参考文献

[1] 陈皓勇,王锡凡.机组组合问题的优化方法综述[J].电力系统自动化,1999,23(4):51-56.
CHEN Haoyong, WANG Xifan. A survey of optimization-based methods for unit commitment[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(4): 51-56.

[2] 李利利,姚建国,耿建,等.SCUC/SCED 问题分析[J].江苏电机工程,2010,29(3):24-31.
LI Lili, YAO Jianguo, GENG Jian, et al. Analysis of the research on SCUC/SCED[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2010, 29(3): 24-31.

[3] 徐帆,耿建,姚建国,等.安全约束经济调度建模及应用[J].电网技术,2010,34(11):55-58.
XU Fan, GENG Jian, YAO Jianguo, et al. Modeling and application of security constrained economic dispatch[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 55-58.

[4] 许丹,夏少连,程燕军,等.华中电网联络线计划优化建模与求解[J].电力系统自动化,2012,36(18):139-142.
XU Dan, XIA Shaolian, CHENG Yanjun, et al. Optimization modeling and solution of tie line schedule in Central China grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18): 139-142.

[5] 牛映武.运筹学[M].西安:西安交通大学出版社,1994.

[6] CARVALHO M F, SOARES S, OHISHI T. Optimal active power dispatch by network flow approach[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1988, 3(4): 1640-1647.

[7] STREIFFERT D. Multi-area economic dispatch with tie line constraints[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(4): 1946-1951.

[8] OLIVEIRA G G, SOARES S. A second-order network flow algorithm for hydrothermal scheduling [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(3): 1635-1641.

[9] OLIVEIRA A R L, SOARES S, NEPOMUCENO L. Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches [J]. Electrical Power and Energy Systems, 2005, 27(2): 91-99.

[10] 王锡凡.电网可靠性评估的随机网流模型[J].电力系统自动化,

- 2006, 30(12): 1-6.
WANG Xifan. Probabilistic network-flow models for reliability evaluation of power networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(12): 1-6.
- [11] 王建学, 王锡凡, 王秀丽. 采用网络流理论的分区备用模型[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(10): 51-55.
WANG Jianxue, WANG Xifan, WANG Xiuli. Regional reserve model based on network flow theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(10): 51-55.
- [12] 周京阳, 吴玉生, 王功涛, 等. 发电竞价算法: (四) 网络流规划法 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25(7): 23-27.
ZHOU Jingyang, WU Yusheng, WANG Gongtao, et al. Generation bidding algorithm tutorials: Part four network flow programming method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(7): 23-27.
- [13] 国家电网公司. 全国互联电网调度管理规程 (试行) [EB/OL]. [2005-01-19]. <http://www.sgcc.com.cn/fgbz/dwbzgf/37308.shtml>.
- [14] DL 755—2001 电力系统安全稳定导则[S]. 2001.
- 张 显(1977—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向: 电力交易。
周 鑫(1985—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电力调度. E-mail: zhouxl@nw.sgcc.com.cn
耿 建(1971—), 男, 通信作者, 博士, 高级工程师, 主要研究方向: 电力系统运行和优化. E-mail: gengjian-xjtu@163.com

(编辑 蔡静雯)

A Coordination and Optimization Method for Generation and Transmission Scheduling of Power System Based on Network Flow

ZHANG Xian¹, ZHOU Xin², GENG Jian³, YANG Nan², SUN Xiaoliang²

(1. State Grid Power Exchange Center, Beijing 100031, China;

2. Northwest China Grid Co. Ltd., Xi'an 710048, China;

3. China Electric Power Research Institute (Nanjing), Nanjing 210003, China)

Abstract: With the development of the ultra-high voltage (UHV) interconnected grid, increase in the volume of energy trading and optimization range of resources is beyond the power of existing tie-line power flow planning to adapt to. Besides, concentrated interconnection and long-distance transmission of large-scale wind power is making new demands on the coordination of generation and transmission scheduling. To remedy such a situation, the network flow theory is used to optimize the energy trading between regions and the regional unit-on capacity. On the basis of the present start-up modes, a coordination and optimization method for generation and transmission scheduling of power system is proposed and, with the next day's energy trading power and tie-line transmission capacity between regions as constraints, and the regional unit-on capacity minimum as the objective, the corresponding network flow model is developed.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51177019) and National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2011AA05A105).

Key words: power trading between regions; daily generation and transmission scheduling; coordination and optimization; network flow