

برنامه‌ریزی شبکه انتقال در راستای افزایش کارایی بازار و با استفاده از معیارهای احتمالاتی قابلیت اطمینان

پوریا معقولی، مسعود حسنی مرزونی، سید حمید حسینی
دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شریف
تهران - ایران

چکیده: تجدید ساختار سیستم‌های قدرت تأثیرات زیادی بر بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت گذاشته است. این امر از یکسو باعث افزایش مشکلاتی همچون عدم قطعیتها در اطلاعات ورودی و از سوی دیگر باعث بروز مسایل و اهداف جدیدی در برنامه‌ریزی شبکه انتقال شده است که برخاسته از نیازهای بازار و ساختار تفکیک شده شبکه‌های تجدید ساختار شده، است. در این مقاله پس از بررسی مساله برنامه‌ریزی شبکه انتقال در محیط تجدید ساختار شده، در بخش دوم، منابع و مراجع اصلی در این زمینه معرفی شده و سپس یک الگوریتم برنامه‌ریزی مبتنی بر معیارهای قابلیت اطمینان احتمالاتی، سنجش کارایی بازار و توانایی در نظر گرفتن سناریوهای مختلف ارائه شده است. الگوریتم ارائه شده بر روی شبکه ۱۴ شینه IEEE مورد آزمون قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی شبکه انتقال، گرفتگی خطوط انتقال، قابلیت اطمینان، آنالیز سناریو

Transmission Expansion Planning for Improving Market Efficiency Using Probabilistic Reliability Criteria

Pouria Maghouli, Masoud Hassani Marzuni, Seyed Hamid Hosseini

Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering,
Sharif University of Technology, Tehran, Iran

Abstract :

Restructuring of electric industry has seriously affected the operation and planning process of electric power systems. Due to the unbundling process and new market requirements, a set of new challenges and goals have been introduced in the field of transmission planning. Moreover, the uncertainty level of input data to planning process has been increased significantly. In this paper first, the transmission expansion planning problem in the new environment is defined. Next, a new algorithm for transmission expansion planning in the restructured electric power system with market efficiency and probabilistic reliability criteria is proposed which is capable of handling uncertainties in input data using scenario planning technique. The proposed algorithm has been implemented on IEEE 14-bus test system and the results have been discussed.

Keywords: Transmission Expansion Planning, Transmission Congestion, Reliability, and Scenario Analysis



محیط‌های تجدید ساختار شده

از ابتدای مطرح شدن بحث تجدید ساختار در شبکه های قدرت، شبکه انتقال به عنوان یک محیط انحصاری طبیعی^۴ در نظر گرفته شده است که بستر پیاده سازی بازار برق می باشد. مساله مهم آنست که تا پیش از این تغییرات، شبکه انتقال نه به هدف فراهم سازی یک محیط رقابتی بلکه به هدف دست یابی به حداکثر قابلیت اطمینان، برنامه ریزی و مورد بهره برداری قرار می گرفته است. از همین رو مهمترین تغییری که در امر برنامه ریزی به وقوع پیوسته بازنگری در اهداف آن می باشد.

در حالیکه در شبکه های سنتی هدف همواره دستیابی به حداکثر سطح قابلیت اطمینان در عین حداقل سازی هزینه های سرمایه گذاری بوده است، در شبکه های تجدید ساختار شده، بالا بردن کارایی و یا به عبارت دیگر سطح رقابتی بودن بازار نیز به عنوان یک هدف جدید وارد فرایند برنامه ریزی شده است. در کنار این مساله، از نظر مالکین و سرمایه گذاران خصوصی شبکه انتقال مهمترین فاکتور تصمیم گیری، نرخ بازگشت سرمایه پروژه های توسعه شبکه و سودآوری آنها می باشد و لذا این سرمایه گذاران بایستی به ابزارهای مناسبی جهت آنالیز هزینه-فایده^۵ مجهز شوند. همین امر باعث افزایش تمایل به استفاده از معیارهای احتمالاتی^۶ قابلیت اطمینان به جای معیارهای قطعی^۷ گردیده است هرچند که سازمانهای متولی امر قابلیت اطمینان همچون NERC در استانداردهای برنامه ریزی خود همچنان استفاده از معیارهای قطعی را توصیه می کنند [۵].

در یک شبکه تجدید ساختار شده، شبکه انتقال بایستی امکان دسترسی آزاد^۸ و بدون تبعیض^۹ کلیه بازیگران بازار به شبکه انتقال را فراهم آورد. این نیازمندی در کنار مسایل دیگری همچون تفکیک بخش تولید و انتقال^{۱۰}، سرمایه گذاران مستقل در بخش تولید (IPP)، استفاده از تولیدات پراکنده، وابستگی سطح بار به قیمت انرژی الکتریکی و بسیاری مسایل دیگر باعث بالا رفتن سطح عدم قطعیت^{۱۱} در اطلاعات ورودی به فرایند برنامه ریزی شبکه انتقال شده است که این امر از نظر اقتصادی به مفهوم بالا رفتن ریسک سرمایه گذاری است. برای حل این مشکل می توان از روشهای تصمیم گیری در محیطهای غیر دقیق استفاده کرد که در بخش بعد تعدادی از این روشها به اجمال معرفی شده اند.

۲-۱- مروری بر روشهای ارائه شده

مرجع [۶] با استفاده از پخش بار احتمالاتی و شاخصهای مناسب قابلیت اطمینان، برنامه‌ریزی شبکه انتقال را انجام می‌دهد.

تجدید ساختار در سیستمهای قدرت، باعث مطرح شدن مسایل جدیدی در زمینه برنامه ریزی شبکه های انتقال شده به نحوی که هنوز در مورد پاره ای مسایل پایه ای نیز توافقی وجود ندارد. در حال حاضر مهمترین سوال مطرح در این زمینه آنست که چه نهادی متولی امر برنامه ریزی در شبکه باشد [۱]. در حالیکه گروهی از محققین همچنان برنامه ریزی متمرکز را مناسبترین روش برنامه ریزی شبکه انتقال محسوب می کنند [۲]، گروهی دیگر از سرمایه گذاری خصوصی و غیر متمرکز حمایت می کنند [۱]. فارغ از این گونه مسایل اساسی می توان ادعا کرد که تجدید ساختار سیستمهای قدرت اهداف برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال را تغییر داده و نیز باعث افزایش عدم قطعیتها گردیده است. بنابراین به واسطه این تغییرات، روشها و معیارهای جدیدی برای برنامه‌ریزی شبکه انتقال در محیط تجدید ساختار شده مورد نیاز است. روشهای برنامه ریزی شبکه انتقال را بطور کلی میتوان از نقطه نظرات زیر طبقه‌بندی کرد [۳]:

- در نظر گرفتن یا نگرفتن عدم قطعیت در سیستم قدرت که منجر به روشهای غیرقطعی (احتمالاتی) و قطعی می‌شود.
- تعیین یا عدم تعیین زمان دقیق احداث خطوط جدید که منجر به روشهای دینامیک و استاتیک می‌شود.
- نیازمندیهای ناظر بر ساختار سیستم قدرت که منجر به روشهای برنامه‌ریزی برای شبکه‌های سنتی و تجدید ساختار شده می‌شود.

اکثر روشهای قطعی، روشهای استاتیک و دینامیک و روشهای برنامه‌ریزی برای شبکه‌های سنتی در مرجع [۴] معرفی شده‌اند. روشهای قطعی این محدودیت را دارند که بدترین موارد موجود در شبکه را بدون در نظر گرفتن احتمال وقوع و یا درجه اهمیت این موارد، لحاظ می‌کنند. بحث عدم قطعیت در اطلاعات و سناریوهای آینده در شبکه های سنتی نیز مطرح بوده اند اما در شبکه های تجدید ساختار شده ابعاد این عدم قطعیتها گستردگی بیشتری یافته است.

در این مقاله روشی مبتنی بر تصمیم گیری چند معیاری^۱ جهت برنامه ریزی شبکه انتقال ارائه شده است که معیارهای تصمیم گیری در آن عبارتند از قابلیت اطمینان شبکه انتقال، هزینه سرمایه گذاری و کارایی بازار. در محاسبه قابلیت اطمینان از شاخصهای احتمالاتی^۲ و برای ارزیابی کارایی بازار از معیار هزینه گرفتگی خطوط^۳ استفاده شده است. همچنین در الگوریتم ارائه شده امکان مدلسازی عدم قطعیتها در اطلاعات ورودی و تأثیر آنها در انتخاب طرح نهایی وجود دارد. در بخش بعد مهمترین مسایلی که پس از تجدید ساختار در حیطه برنامه ریزی شبکه های انتقال مطرح شده مورد بررسی قرار می گیرند.

در مرجع [۷] با استفاده از معیارهای احتمالاتی قابلیت اطمینان همانند $EENS^{12}$ ، $ENLC^{13}$ و $EDLC^{14}$ ، یکی از برنامه‌های پیشنهادی توسعه انتقال انتخاب می‌شود.

تکنیکهای سناریو و آنالیز تصمیم روشهای جامع تری هستند و برای برنامه‌ریزی در هر سیستمی کاربرد دارند. الگوریتم برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال با استفاده از تکنیک سناریو در [۸ و ۹] ارائه شده است. در این الگوریتم با انتخاب مجموعه‌ای از سناریوهای محتمل که تمامی عدم قطعیتها را مدل کرده باشد، برنامه‌ای را که در نهایت مجموع هزینه‌های همه سناریوها را با توجه به ریسک موجود حداقل کند، به عنوان برنامه نهایی توسعه انتخاب می‌کند. در آنالیز تصمیم، برنامه‌ای با بیشترین انعطاف پذیری انتخاب می‌شود [۹ و ۱۰] به طوری که شبکه قابلیت وفق دادن خود را به هر تغییر به وجود آمده در شرایط زمان برنامه‌ریزی، با سرعت و هزینه معقول داشته باشد. الگوریتم فازی نیز به علت توانایی مدل کردن عدم قطعیتها، عدم دقتها و اطلاعات مبهم، ابزار مناسبی برای برنامه‌ریزی شبکه انتقال می باشد [۱۱].

با توجه به احتمالاتی و آماری بودن ارزیابی ریسک، روشهای احتمالاتی به طور گسترده در برنامه‌ریزی شبکه انتقال استفاده شده‌اند [۷، ۱۲، ۱۳، ۱۴]. برای استفاده بهینه از ظرفیتهای شبکه انتقال موجود و کاهش سرمایه‌گذاری در احداث خطوط، مدیریت گرفتگی^{۱۵} نیز در طرح توسعه شبکه لحاظ شده است [۱۵]. علاوه بر این موارد، اهداف زیر نیز در طرح توسعه شبکه انتقال در نظر گرفته شده‌اند:

- فراهم کردن تسهیلات لازم برای رقابت همه مشارکت‌کنندگان در بازار [۸ و ۱۳]
 - فراهم نمودن دسترسی آزاد و منصفانه به توان تولیدی ارزان برای همه مصرف‌کنندگان [۸، ۱۳ و ۱۶]
 - تامین شبکه مقاوم^{۱۶} در برابر همه عدم قطعیتها [۱۷ و ۱۸]
 - بر پایه بازار بودن برنامه‌ریزی به جای بر اساس هزینه یا قابلیت اطمینان [۱۳، ۱۲، ۱۹ و ۷]
- طرح توسعه شبکه انتقال بر پایه معیارهای احتمالاتی قابلیت اطمینان برای سیستم BC Hydro در مرجع [۷] آورده شده است. بررسی و مطالعه در زمینه استفاده از معیارهای قطعی در طرح توسعه شبکه انتقال در WSCC نیز انجام شده است [۲۰]. در مرجع [۲۱] پروسه برنامه‌ریزی بر پایه شبیه‌سازی بازار انجام شده است. مرجع [۱۲]، روش ارزیابی ریسک را برای برنامه‌ریزی با وجود عدم قطعیتها به کار گرفته است. روش برنامه‌ریزی توسعه کوتاه مدت شبکه انتقال در مرجع [۲۲] معرفی شده است. در این تحقیق از شاخص هزینه گرفتگی برای طرح توسعه استفاده شده است. برنامه‌ریزی بر اساس درجه‌بندی پیشامدهای اضطراری نیز در مرجع [۱۴] بیان شده است. معیار یکنواختی پروفیل قیمتتها بر اساس قیمتتهای حاشیه‌ای محلی^{۱۷} (LMP) و توابع چگالی

احتمال، یکی از جدیدترین روشهایی است که برای طرح توسعه در محیط رقابتی پیشنهاد شده است [۱۳].

۲-۲- طرح مسأله

در یک شبکه تجدید ساختار شده، هدف از برنامه ریزی شبکه تهیه یک طرح توسعه بهینه با هدف پاسخگویی به نیازمندیهای مختلفی است که بعضاً در تضاد با یکدیگر هستند. به این ترتیب برنامه ریزی شبکه عملاً یک مسأله بهینه سازی است که خطوط و ترانسفورماتورهای جدید متغیرهای تصمیم آن هستند. نیازمندیهایی که طرح بهینه با هدف پاسخگویی به آنها تهیه می شود می تواند شامل طیف گسترده ای از نیازمندیهای فنی تا مسائل زیست محیطی باشند که مسلماً همگی از اهمیت یکسانی برخوردار نیستند. محدودیتهای برنامه ریزی به عنوان یک مسأله بهینه سازی عمدتاً شامل محدودیتهای فنی همچون قوانین حاکم بر شبکه های الکتریکی، حدود تولید واحدهای نیروگاهی و غیره است.

همچنین از آنجا که اطلاعات ورودی به مسأله برنامه ریزی همواره نتیجه یک فرایند مبتنی بر پیشبینی است، این اطلاعات همواره غیر دقیق بوده و در ساختار جدید این عدم قطعیتها و ابهامات در اطلاعات ورودی، ابعاد گسترده تری یافته است. به دلیل آنکه پاسخ بهینه مسأله برنامه ریزی شبکه مستقیماً به اطلاعات ورودی وابسته است لذا در مدلسازی مسأله و حل آن بایستی این عدم قطعیتها بطور مؤثری در نظر گرفته شود. به این ترتیب یک الگوریتم مناسب بایستی توانایی در نظر گرفتن اهداف مختلف، مدلسازی عدم قطعیتها و حل یک مسأله بهینه سازی غیر خطی مخلوط با عدد صحیح^{۱۸} را داشته باشد.

۳- الگوریتم پیشنهادی

همانطو که در بخش مرور روشها ذکر گردید، در مقالات مختلف مدلهایی با یک تابع هدف ارائه شده اند که از معیارهای قابلیت اطمینان احتمالاتی و یا هزینه گرفتگی خطوط به عنوان تابع هدف استفاده کرده اند. در این مقاله با هدف پاسخگویی به نیازمندیهای دینفعان^{۱۹} مختلف، مدلی بر مبنای تصمیم گیری چند معیاری ارائه شده که توانایی پاسخگویی به مشکل وجود چند دینفع مختلف را دارد.

سه ویژگی اصلی الگوریتم ارائه شده در این بخش عبارتند از: امکان در نظر گرفتن چند سناریوی مختلف، امکان استفاده از معیارهای قابلیت اطمینان احتمالاتی و در نظر گرفتن نیازمندیهای بازار.

هر یک از این ویژگیها در واقع پاسخگوی یکی از نیازمندیهای الگوریتمهای برنامه ریزی در محیط تجدید ساختار شده می‌باشد. استفاده از معیارهای قابلیت اطمینان احتمالاتی به جای معیار امنیت تک پیشامدی^{۲۰} (N-1) و در نظر گرفتن خواست بازار، در آینده جزء لاینفک الگوریتمهای برنامه ریزی خواهد بود [۲۳] و

مساله وجود سناریوهای مختلف که در گذشته نیز وجود داشته در شبکه های تجدید ساختار شده بصورتی جدی تر مطرح شده است. هر نوع محدودیت شبکه انتقال جهت تبادل توان باعث ممانعت از رقابت کامل^{۲۱} بین شرکت کنندگان در بازار شده و بازار را از نقطه عملکرد مناسب خود دور می کند [۲۴]. وقوع گرفتگی در واقع باعث تغییر قیمتها از قیمت تسویه بازار^{۲۲} شده و در این موارد گروهی از مصرف کنندگان قیمتهایی بالاتر از قیمت رقابتی را تجربه می کنند. به همین دلیل هزینه گرفتگی شاخص مناسبی جهت ارزیابی سطح رقابتی بودن بازار می باشد [۲۵] و در این مقاله از واژه "کارایی" به مفهوم رقابتی بودن بازار (پایین بودن سطح گرفتگی) استفاده شده است.

شکل شماره (۱) فلوچارت الگوریتم پیشنهادی را نشان می دهد. همانطور که در این شکل دیده می شود مدل ارائه شده بر مبنای تصمیم گیری چند معیاری بوده که فورمولاسیون محاسبه این معیارها به شرح زیر می باشد:

• معیار اول: هزینه سرمایه گذاری

$$Min \text{ cost} = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \quad (1)$$

که در آن:

c_{ij} : هزینه سرمایه گذاری احداث یک خط در مسیر ij است

n_{ij} : تعداد خطوط اضافه شده به مسیر ij و

Ω : مجموعه مسیر های موجود است.

• معیار دوم: هزینه گرفتگی

$$Min \text{ CC} = \sum_{(i,j) \in \Omega} f_{ij} \times (lmp_j - lmp_i) \quad (2)$$

که در این رابطه:

CC : کل هزینه تراکم خطوط شبکه

f_{ij} : توان اکتیو عبوری از مسیر ij

lmp_i : قیمت انرژی در باس i ام و

Ω : مجموعه مسیر های موجود است.

همچنین مقادیر lmp از بهینه سازی تابع هدف ارائه شده در پیوست مقاله بدست می آید.

• معیار سوم: شاخص شدت^{۲۳}

$$SI = \frac{EENS}{L_{max}} = \frac{\sum_k \sum_j L_{kj} D_{kj} F_j}{L_{max}} \text{ MWh/Yr} \quad (3)$$

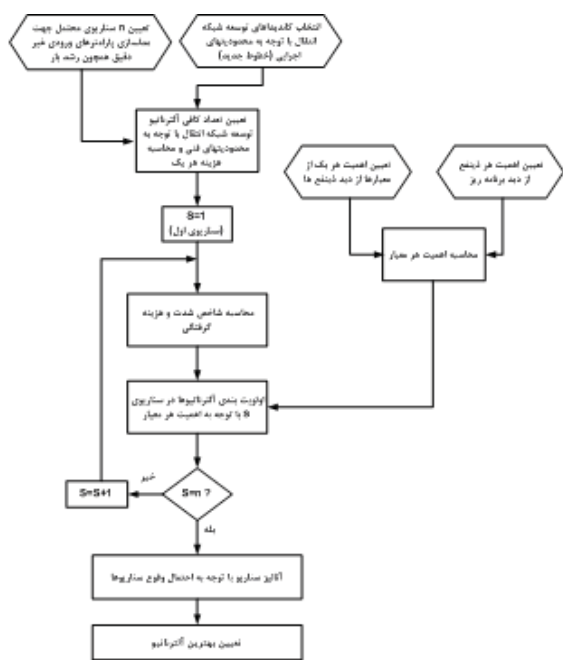
که در این رابطه:

$EENS$: امید ریاضی انرژی تأمین نشده

L_{max} : بار حدکثر شبکه (پیک)

L_{kj} : مقدار حذف بار در باس k ام با هدف حذف اضافه بار ناشی از شرایط اضطراری Z_{am}

D_{kj} : دوره زمانی حذف بار در باس k ام با هدف حذف اضافه بار ناشی از شرایط اضطراری Z_{am} و F_j : فرکانس وقوع شرایط اضطراری Z_{am} است. در این الگوریتم جهت تصمیم گیری در یک محیط با چند سناریو و چند ذینفع از روش آنالیز سناریو ارایه شده در مرجع [۲۶] استفاده شده است. با توجه به ساختار بازار برق ایران سه ذینفع دولت، تولیدکنندگان و مصرف کنندگان در نظر گرفته شده اند. دولت در این ساختار در نقش بهره بردار، قانون گذار و مالک شبکه انتقال ظاهر می شود.



شکل ۱- فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

جدول ۱ ماتریسی است که نشان می دهد معیارهای برنامه ریزی از نظر هر یک از ذینفعها تا چه حد اهمیت دارد (در این الگوریتم تنها سه معیار اصلی هزینه سرمایه گذاری، کارایی بازار و قابلیت اطمینان در نظر گرفته شده است).

جدول ۱- ماتریس ذینفعان - اهداف

ذینفعان \ معیار	هزینه سرمایه گذاری	قابلیت اطمینان	کارایی بازار
تولید کنندگان	۰/۳	۰/۳	۰/۴
مصرف کنندگان	۰/۲	۰/۵	۰/۳
دولت	۰/۴	۰/۳	۰/۳

جدول ۲ ماتریس اهمیت هر بازیگر را از نظر برنامه ریز نشان می دهد. بایستی توجه کرد که اعداد این دو جدول توسط برنامه ریز

شبکه و بسته به تجربه و اهداف وی از برنامه ریزی انتخاب می شود و این اعداد می تواند از یک شبکه به شبکه دیگر متفاوت باشد. در واقع هر شرکتی که امر برنامه ریزی شبکه را بر عهده دارد با توجه به نیازمندیهای خاص خود این اعداد را به کمک روشهایی همچون پرسش مستقیم از ذینفعان استخراج می کند.

جدول ۲- اهمیت هر ذینفع از دید برنامه ریز

ذینفع	تولید کننده	مصرف کننده	دولت
اهمیت	۰/۲	۰/۴	۰/۴

حاصلضرب ماتریسهای جداول ۱ و ۲، اهمیت هر معیار را در برنامه ریزی تعیین می کند که در جدول ۳ آمده است.

جدول ۳- اهمیت هر یک از معیارهای برنامه ریزی

معیار	هزینه سرمایه گذاری	قابلیت اطمینان	کارایی بازار
اهمیت	۰/۳	۰/۳۸	۰/۳۲

اهمیت هر یک از معیارها را می توان بطور مستقیم نیز انتخاب کرد به شرط آنکه مجموع آنها برابر یک باشد. در مراحل بعد بایستی در هر سناریو، آلترناتیوهای مختلف را با توجه به معیارها و اهمیت آنها ارزیابی کرده و در نهایت با توجه به احتمال وقوع هر سناریو، آلترناتیو نهایی را انتخاب کرد که در ادامه با ذکر یک مثال روش کار ارایه شده است.

۴- مثال عددی

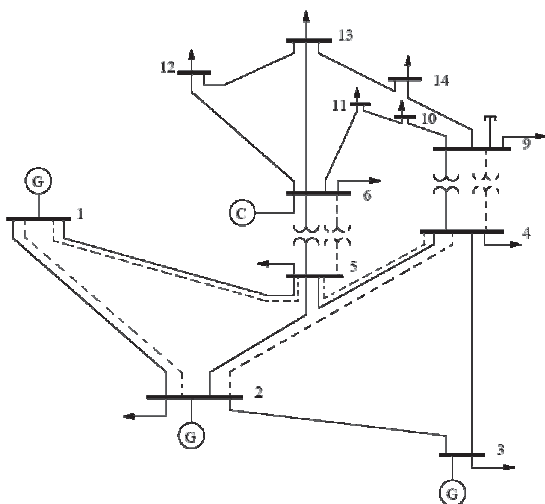
الگوریتم پیشنهادی بر روی شبکه تغییر یافته ۱۴ شینه IEEE [۲۷] مورد آزمون قرار گرفته که اطلاعات آن در ضمیمه مقاله آورده شده است. شکل ۲ شبکه مورد نظر و گزینه های توسعه آتی شبکه را (بصورت خط چین) نشان می دهد.

دو سناریوی رشد بار ۱۵۰ درصدی (S1) و ۱۷۰ درصدی (S2) در نظر گرفته شده است. فرض شده که احتمال وقوع سناریوی اول برابر ۰/۴ و سناریوی دوم ۰/۴ باشد. به ازای این سناریوها شش آلترناتیو توسعه مختلف به شرح جدول ۴ پیشنهاد شده است. آلترناتیوهای پیشنهادی با توجه به دو ویژگی زیر و در واقع بصورت تجربی بدست آمده اند:

- عمده بار شبکه توسط دو ترانسفورماتور (پست کاهنده) بین شینه های ۶-۵ و ۹-۴ تامین می شود. با توجه به ظرفیت این ترانسفورماتورها و سناریوهای رشد بار، لازمست که هر دوی این پستها تقویت شوند و لذا در کلیه آلترناتیوها تقویت این دو پست (نصب ترانسفورماتور) در نظر گرفته شده است. به عبارت دیگر،

تقویت این دو پست پروژه هایی لازم الاجرا^{۲۴} محسوب می شوند.

- با توجه به قیمتتهای پیشنهادی از طرف نیروگاهها و مکانیزم بازار، خرید حداکثر توان تولیدی نیروگاه متصل به شین یک توجیه می شود، لذا بایستی امکان انتقال توان این نیروگاه به دو پست مذکور فراهم گردد.



شکل ۲- شبکه ۱۴ شینه موجود و گزینه های ممکن

برای تولید آلترناتیوها می توان از روشهای مختلف تجربی همچون الگوریتمهای توسعه پیشرو و پسرو استفاده کرد [۲۸]. استفاده از هریک از این الگوریتمها منجر به تولید یک آلترناتیو می شود. مفاهیم پایه ای طراحی مهندسی استفاده از تعداد زیادی آلترناتیو را توصیه می کند [۲۹]. لذا در این مثال شش ترکیب مختلف در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در برنامه ریزی عملی شبکه های قدرت پس از تعیین طرح بهینه، این طرح بایستی نیازمندیهای مرتبط با پایداری شبکه و محدودیتهای سطوح اتصال کوتاه را نیز برآورده سازد و در صورتی که طرح انتخابی در این مرحله از نظر فنی نامناسب تشخیص داده شود، برنامه ریز بایستی از آلترناتیوهای دیگری که طبعاً شبه بهینه خواهد بود استفاده کند.

جدول ۴- آلترناتیوهای توسعه پیشنهادی

آلترناتیو	شاخه های اضافه شده به شبکه
A1	۴-۲ و ۴-۵ و ۹-۴ و ۶-۵
A2	۵-۱ و ۹-۴ و ۶-۵
A3	۵-۱ و ۴-۲ و ۹-۴ و ۶-۵
A4	۲-۱ و ۴-۲ و ۹-۴ و ۶-۵
A5	۴-۲ و ۹-۴ و ۶-۵
A6	۵-۱ و ۵-۴ و ۹-۴ و ۶-۵

جدول ۶- هزینه گرفتگی و شاخص قابلیت اطمینان به ازای

آلترناتیوها در سناریوی دوم

شاخص شدت	هزینه گرفتگی (\$/h)	آلترناتیو
۴۸۵۰/۵	۱۱۷۳/۳	A1
۲۶۸۵/۹	۶۹۵/۳۷	A2
۳۶۲۲/۶	۲۱۲/۸۸	A3
۱۹۸۰	۰/۰	A4
۱۹۰۶/۵۶	۱۱۸۱/۸	A5
۱۷۰۲/۱۵	۰/۰	A6

با توجه به نتایج جداول ۵ و ۶ و هزینه های سرمایه گذاری در هر آلترناتیو (با توجه به طول و ظرفیت خطوط جدید و این امر که افزودن ترانسفورماتورها در همه گزینه ها در نظر گرفته شده)، می توان آلترناتیوها را نسبت بهم مقایسه کرد. برای این منظور به هر آلترناتیو به ازای هر معیار یک عدد بین صفر تا صد تخصیص می دهیم. عدد صفر به معنای کمترین ارزش و عدد صد به معنای بیشترین ارزش می باشد. به عنوان مثال آلترناتیو ۴ دارای هزینه گرفتگی صفر است پس ارزش آن برابر صد خواهد بود. در عین حال آلترناتیو پنجم دارای کمترین هزینه سرمایه گذاری می باشد پس ارزش آن در سناریوی دوم که رشد بار بیشتری دارد برابر صد خواهد بود. بایستی توجه کرد که به ازای یک آلترناتیو با هزینه سرمایه گذاری مشخص (به عنوان مثال آلترناتیو ۵)، رشد بار کمتر به معنای تحمیل هزینه سرانه بیشتر خواهد بود چرا که این هزینه خود را در تعرفه بارها و نیروگاهها جهت اتصال و استفاده از شبکه نشان می دهد. امتیازدهی بصورت مقایسه خطی آلترناتیوها با بهترین آلترناتیو (بالاترین امتیاز) انجام شده است که نتایج این ارزیابی ها در جداول ۷ و ۸ آمده است.

جدول ۷- ارزیابی آلترناتیوها در سناریوی اول

معیار	هزینه سرمایه گذاری	قابلیت اطمینان	کارایی بازار	آلترناتیو
A1	۷۰	۲۵/۳	۲۱	
A2	۸۰	۷۵	۴۶	
A3	۴۰	۴۱/۷	۸۷	
A4	۵۰	۹۹	۱۰۰	
A5	۹۰	۷۷	۲۰	
A6	۵۰	۱۰۰	۱۰۰	

جدول ۸- ارزیابی آلترناتیوها در سناریوی دوم

معیار	هزینه سرمایه گذاری	قابلیت اطمینان	کارایی بازار	آلترناتیو
A1	۸۰	۳۵	۱۶	
A2	۹۰	۶۳/۳	۴۱	
A3	۵۰	۴۷	۸۲	
A4	۶۰	۸۶	۱۰۰	
A5	۱۰۰	۸۹	۱۵	
A6	۶۰	۱۰۰	۱۰۰	

برای ارزیابی هر یک از آلترناتیوها تحت دو سناریوی مطرح شده از نظر کارایی بازار، هزینه گرفتگی خطوط به ازای هر آلترناتیو محاسبه شده است. مدل در نظر گرفته شده برای مدیریت گرفتگی خطوط در این مقاله روش قیمت گذاری نقطه‌ای^{۲۵} و بر مبنای پخش بار DC است [۳۰] که منجر به محاسبه قیمت انرژی در هر شینه شبکه می شود. این طرح بازار در واقع به عنوان طرح استاندارد بازارهای برق توسط سازمان FERC توصیه شده است [۳۱ و ۳۲]. هزینه گرفتگی در هر خط برابر حاصلضرب توان عبوری در تفاضل قیمت دو طرف خط می باشد [۲۶] و هزینه کل گرفتگی در شبکه مجموع هزینه گرفتگی در همه خطوط آن خواهد بود. هزینه گرفتگی در عمل وابسته به فرکانس و دوره وقوع گرفتگی در شبکه است و محاسبه دقیق آن بسیار زمانبر است. در این مقاله با توجه به اینکه هدف مقایسه آلترناتیوها و نه محاسبه دقیق هزینه گرفتگی بوده، این هزینه بصورت نقطه ای و در بار پیک محاسبه شده است. با توجه به اینکه گرفتگی معمولاً در بار پیک اتفاق می افتد، محاسبه آن در این نقطه معیار مناسبی جهت مقایسه آلترناتیوها خواهد بود. برای ارزیابی قابلیت اطمینان هر یک از آلترناتیوها از شاخص شدت استفاده شده است. در محاسبات قابلیت اطمینان، نیروگاهها بصورت ایده آل در نظر گرفته شده اند تا تنها وضعیت شبکه انتقال مورد بررسی قرار گیرد. منحنی تداوم بار^{۲۶} شبکه مشابه منحنی تداوم بار شبکه ۲۴ شینه IEEE [۳۳] در نظر گرفته شده و بصورت چهار پله ای مدل شده است. روش استفاده شده مبتنی بر لیست کردن پیشامدها^{۲۷} بوده و هر دو پیشامد همزمان (N-2) در نظر گرفته شده است. ارزیابی شبکه پس از وقوع هر پیشامد به کمک پخش بار AC انجام شده و در صورت همگرا نشدن این پخش بار از پخش بار DC استفاده شده است. در صورت نقض محدودیتهای شبکه و نیاز به کاهش بار^{۲۸}، اولویت همه بارها یکسان در نظر گرفته شده است و کمترین کاهش باری که منجر به رفع موارد نقض محدودیتهای شبکه می شود اعمال گردیده است. نرخ خرابی و زمان خروج شاخه های شبکه در پیوست مقاله آمده است. در محاسبه هزینه گرفتگی از نرم افزار MATPOWER و برای محاسبه شاخصهای قابلیت اطمینان از نرم افزار NEPLAN استفاده شده است. نتایج محاسبات در جداول ۵ و ۶ ارایه شده است.

جدول ۵- هزینه گرفتگی و شاخص قابلیت اطمینان به ازای

آلترناتیوها در سناریوی اول

شاخص شدت	هزینه گرفتگی (\$/h)	آلترناتیو
۵۶۰۰/۳	۱۰۷۴/۶	A1
۱۸۹۲/۹	۵۹۰/۸۷۴	A2
۳۴۰/۲	۱۴۵/۳۸	A3
۱۴۲۴/۵	۰/۰	A4
۱۸۳۷/۳	۱۰۸۶/۸	A5
۱۴۱۵/۹	۰/۰	A6

حال می‌توان با توجه به اهمیت هر معیار (جدول ۳)، آلترناتیوها را بطور کلی ارزیابی کرد. برای این منظور نتایج حاصل ضرب جدول ۳ در جداول ۷ و ۸ در جدول ۹ آورده شده است.

جدول ۹- ارزیابی کلی آلترناتیوها در هر سناریو

سناریو آلترناتیو	S1	S2
A1	۳۷/۳۳۴	۴۲/۴۲
A2	۶۷/۲۲	۶۴/۱۷۴
A3	۵۵/۶۸۶	۵۹/۱
A4	۸۴/۶۲	۸۲/۶۸
A5	۶۲/۶۶	۶۸/۶۲
A6	۸۵	۸۸

برای تعیین آلترناتیو نهایی که تحت هر یک از سناریوها مناسب باشد بایستی از یکی از روشهای آنالیز سناریو همچون روش احتمالی^{۲۹}، حداقل- حداکثر پشیمانی^{۳۰}، روش آسیب پذیری^{۳۱} و یا سایر روشها [۳۴] استفاده کرد. در این مقاله از روش احتمالی استفاده شده که بایستی مقادیر جدول ۹ را به نسبت احتمال وقوع هر سناریو وزن دار کرد. نتایج این کار در جدول ۱۰ آمده است.

جدول ۱۰- ارزیابی آلترناتیوها مستقل از سناریوها

آلترناتیو	شاخص مناسب بودن
A1	۳۹/۳۶۸۴
A2	۶۶/۰۰۱۶
A3	۵۷/۰۵۱۶
A4	۸۳/۸۴۴
A5	۶۸/۰۴۴
A6	۸۶/۲

به این ترتیب آلترناتیو ششم بهترین آلترناتیو توسعه سیستم می باشد. نتایج پخش بار بهینه AC نشان می دهد که شبکه پیشنهادی در این حالت فاقد گرفتگی بوده و ولتاژ همه شینه ها در محدوده مجاز خود قرار دارند. با توجه به جداول (۷ و ۸)، آلترناتیو ششم از نظر قابلیت اطمینان و کارایی بازار بهترین گزینه می باشد حال آنکه هزینه سرمایه گذاری بالایی دارد. برای حساس شدن بیشتر الگوریتم به هزینه سرمایه گذاری، برنامه ریز می تواند ارزش گذاری معیارها که در جدول ۳ آمده است را تغییر دهد. به عنوان مثال با تغییر مقادیر ۰/۳، ۰/۳۸ و ۰/۳۲ این جدول به ۰/۶، ۰/۲ و ۰/۲، الگوریتم آلترناتیو پنجم را به عنوان بهترین آلترناتیو پیشنهاد می کند که این امر انعطاف پذیری بالای الگوریتم را نشان می دهد.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله روشی جهت برنامه ریزی شبکه انتقال ارائه شده است که علاوه بر در نظر گرفتن عدم قطعیتها در شبکه، امکان مقایسه هزینه سرمایه گذاری توسعه و منافع حاصل از آن (قابلیت اطمینان و گرفتگی) را فراهم می آورد. این امکان باعث می شود که بتوان از شاخصهای احتمالاتی قابلیت اطمینان استفاده کرد و از نظر سطح گرفتگی در شبکه، آلترناتیوهای مختلف را تنها در یک نقطه کار با هم مقایسه کرد (برای مقایسه مستقیم هزینه گرفتگی و سرمایه گذاری بایستی هزینه گرفتگی را به ازای تمامی ساعات شبانه روز و کل دوره برنامه ریزی که می تواند تا ده سال باشد محاسبه کرد که در عمل غیر ممکن خواهد بود). در کنار این مساله از آنجا که توافقی در مورد هزینه قطع بار در محاسبات قابلیت اطمینان سطح دوم^{۳۲} (HLII) وجود ندارد [۳۵]، امکان مقایسه مستقیم سطح قابلیت اطمینان و هزینه سرمایه گذاری نیز وجود ندارد و به همین دلیل در این روش از تصمیم گیری چند معیاری برای ارزیابی طرحهای توسعه استفاده شده است.

الگوریتم ارائه شده دارای کاستیهای زیر است که رفع آنها می تواند به بهبود کارایی الگوریتم منجر شود:

- آلترناتیوهای توسعه بصورت تجربی بدست آمده اند و لذا پاسخ نهایی شبه بهینه^{۳۳} خواهد بود.
- ارزش معیارها در جدول ۱ توسط برنامه ریز تعیین شده حال آنکه نظر خود ذینفعان نیز بایستی به نحوی در تعیین این ارزشها دخیل باشد.
- روش استفاده شده جهت آنالیز سناریو لزوماً بهترین روش نبوده و بایستی بتوان معیارهایی جهت انتخاب مناسبترین روش آنالیز سناریو ارائه داد یا از روشهای ترکیبی استفاده کرد [۳۶].

پیوست

قیمت انرژی در شینه های مختلف (LMP) را می توان به کمک انجام بهینه سازی زیر بدست آورد [۲۶]:

$$\text{Min} \left(\sum_{i=1}^3 p_i \times (a_i p_i + b_i) - C_D^T P_D \right)$$

s. t.: DC Load Flow Constraints & Generators and Lines Loading Limits

که C_D بردار پیشنهاد قیمت نقاط بار می باشد. در مدل بازار در نظر گرفته شده در این مقاله (مشابه بازار برق ایران) تنها بازار عمده فروشی^{۳۴} مدل شده است. لذا بهینه سازی فوق تنها شامل جمله

$$\text{Min} \sum_{i=1}^3 p_i \times (a_i p_i + b_i)$$

خواهد بود.



- ⁵ Cost-Benefit Analysis
⁶ Probabilistic
⁷ Deterministic
⁸ Open Access
⁹ Fair
¹⁰ Unbundling
¹¹ Uncertainty
¹² Expected Energy not Supplied
¹³ Expected Number of Load Curtailments
¹⁴ Expected Duration of Load Curtailment
¹⁵ Congestion Management
¹⁶ Robust
¹⁷ Locational Marginal Price
¹⁸ Mixed Integer Nonlinear Programming
¹⁹ Stakeholders
²⁰ Single Contingency Security
²¹ Perfect Competition
²² Market Clearing Price
²³ Severity Index (System Minutes)
²⁴ Must-do
²⁵ Nodal Pricing
²⁶ Load Duration Curve
²⁷ Contingency Enumeration
²⁸ Load Curtailment
²⁹ Expected Cost
³⁰ Min-Max Regret
³¹ Vulnerability
³² Hierarchical Level II
³³ Quasi-optimal
³⁴ Whole Sale Market
³⁵ Marginal Cost

مراجع

- [1] M. Shahidepour, W. Tinney, and W. Fu, "Impact of Security on Power System Operation", Proceedings of the IEEE, vol. 93 no. 11 November 2005.
[2] R. Thomas, J. Whitehead, H. Outhred, and T. Mount, "Transmission System Planning- The Old World Meets New", Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 11, November 2005.
[3] M. Oloomi, H. M. Shanechi, G. Balzer, and M. Shahidepour, "Transmission Planning Approaches in Restructured Power Systems", IEEE Powertech Conf., 2003, Bologna, June 23-26.
[4] G. Latore, R. D. Cruz, and J. M. Areiza, "Classifications of Publications and Models on Transmission Expansion Planning", IEEE PES Transmission and Distribution Conf., Brazil, March 2002
[5] NERC Planning Standards, [Online]. Available: www.nerc.com.
[6] J. Vorsic, V. Muzek, and G. Skerbinek, "Stochastic Load Flow Analysis", IEEE 6th Mediterranean Electro- Technical Conf 1991 vol. 2, pp 1445-1448
[7] W. Li, Y. Mansour, J. K. Korczynski, and B. J. Mills, "Application of Transmission Reliability Assessment in Probabilistic Planning of BC Hydro Vancouver South Metro System", IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, no 2, pp 964-970, May 1995.
[8] C. Ward, K. Bell, A. May, and P. Roddy, "Transmission Capacity Planning in an Open Energy Market", CIGRE 2000, no. 37109 .

جمله $a_i p_i + b_i$ تابع پیشنهاد قیمت ژنراتورها (\$/MWh) به شرح جدول ض-۱ بوده و قیمت در شینه های مختلف همان ضرایب لاگرانژ شروط تساوی پخش بار DC خواهد بود.

جدول ض-۱- ضرایب تابع پیشنهاد قیمت ژنراتورها

ژنراتور شینه شماره	a_i	b_i
۱	۰/۰۴۳	۲۰
۲	۰/۱۲۵	۲۰
۳	۰/۰۱	۴۰

با توجه به اینکه نمی توان پیشنهاد قیمت ژنراتورها را در آینده پیش بینی کرد، همانطور که معمول پروژه های برنامه ریزی است، از هزینه حاشیه ای^{۳۵} واحدها به عنوان پیشنهاد قیمت استفاده شده است. در این رابطه می توان جمله مربوط به پیشنهاد قیمت بارها را نیز وارد تابع هدف بهینه سازی کرد، با این حال در بسیاری از بازارها و از جمله بازار برق ایران، بارها امکان ارایه پیشنهاد قیمت را ندارند.

اطلاعات خطوط و ترانسفورماتورهای شبکه ۱۴ شینه IEEE که در این مقاله مورد بررسی قرار گرفته در جدول ض-۲ آمده است.

جدول ض-۲- اطلاعات خطوط و ترانسفورماتورها

از شین	به شین	مقاومت (پریونیت)	راکتانس (پریونیت)	سوسیتانس (پریونیت)	توان مجاز (مگاوات)	λ (f/yr)	T (h)
۱	۲	۰/۰۱۹۴	۰/۰۵۹۲	۰/۰۵۲۸	۱۰۰	۰/۳	۱۰
۱	۵	۰/۰۵۴	۰/۰۲۲۳	۰/۰۴۹۲	۱۱۰	۰/۳۳	۱۰
۲	۳	۰/۰۴۷	۰/۱۹۸	۰/۰۴۳۸	۱۱۰	۰/۳۳	۱۰
۲	۴	۰/۰۵۸۱	۰/۱۷۶۳	۰/۰۳۴	۸۰	۰/۳۵	۱۰
۲	۵	۰/۰۵۷	۰/۱۷۳۹	۰/۰۳۴۶	۷۰	۰/۳۴	۱۰
۳	۴	۰/۰۶۷	۰/۱۷۱	۰/۰۱۲۸	۵۰	۰/۳۷	۱۰
۴	۵	۰/۰۱۳۴	۰/۰۴۲۱	۰	۱۰۰	۰/۲۹	۱۰
۴	۹	۰	۰/۶۶۶۲	۰	۵۰	۰/۰۲	۷۶۸
۵	۶	۰	۰/۲۵۲	۰	۷۰	۰/۰۲	۷۶۸
۶	۱۱	۰/۰۹۵	۰/۱۹۸۹	۰	۳۰	۰/۲۶	۱۰
۶	۱۲	۰/۱۲۱۹	۰/۲۵۵۸	۰	۳۰	۰/۲۸	۱۰
۶	۱۳	۰/۰۶۶۲	۰/۱۳۰۳	۰	۵۰	۰/۲۴	۱۰
۹	۱۰	۰/۰۳۱۸	۰/۰۸۴۵	۰	۵۰	۰/۲۲	۱۰
۹	۱۴	۰/۱۲۷۱	۰/۲۷۰۴	۰	۵۰	۰/۳۱	۱۰
۱۰	۱۱	۰/۰۸۲	۰/۱۹۲۱	۰	۵۰	۰/۲۵	۱۰
۱۲	۱۳	۰/۲۲۰۹	۰/۱۹۹	۰	۵۰	۰/۳۲	۱۰
۱۳	۱۴	۰/۱۷۰۹	۰/۳۴۸	۰	۵۰	۰/۳۲	۱۰

زیر نویس ها

- ¹ Multi Criteria Decision Making
² Probabilistic Indices
³ Congestion Cost
⁴ Natural Monopoly

- [26] CIGRE TF 38.05.10: "Optimal Network Structure in an Open Market Environment", Nov. 2001
- [27] F. S. Reis, P. M. Carvalho, and L. F. Ferreira, "Reinforcement Scheduling Convergence in Power Systems Transmission Planning", IEEE Trans. Power Systems, vol. 20, no 2, pp 1151-1157 May 2005.
- [28] "Modern Power System Planning", Wang X., McDonald J.R., McGraw-Hill, 1994.
- [29] J. Sootweg, "Application of Engineering Design Concepts to Power System Planning and Operation", IEEE Conference 2000.
- [30] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, and I. Wangenstein, "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEEE, vol. 88 no. 2, Feb. 2000.
- [31] The Federal Energy Regulatory Commission, "Notice of Proposed Rulemaking", July 31, 2002
- [32] The Federal Energy Regulatory Commission, "Working Paper on Standardized Transmission Service and Wholesale Electric Market Design", March 2002.
- [33] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", IEEE PAS, vol. 98, no. 6, pp 2047-2054, Nov./Dec. 1979
- [34] CIGRE TF 38-0508 "Techniques for Power System Planning Under Uncertainties", Nov. 1998
- [35] J.S. Choi, T.T. Tran, S. R. Kang, D. H. Jeon, C. H. Lee, and R. Billinton, "A Study on the Optimal Reliability Criteria Decision for a Transmission System Expansion Planning", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004
- [36] M. Oloomi, G. Balzer, H. M. Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market Based Transmission Expansion Planning: Fuzzy Risk Assessment", IEEE PES Deregulation and Restructuring of power Technologies Conference, Hong Kong, 2004
- [9] CIGRE WG 37-10 "Methods for Planning under Uncertainty: Toward Flexibility in Power System Development", Electra, no 161, pp. 143-163, Aug. 1995
- [10] CIGRE WG 37-10, "Dealing with Uncertainty in System Planning: Has Flexibility Proved to be an Adequate Answer?" Electra, No.151, pp. 53-67, Dec. 1993.
- [11] J. H. Moon, and C.S. Kang, "Application of Fuzzy Decision Making Method to the Evaluation of Spent Fuel Storage Options", Research Paper, Department of Nuclear Engineering, Seoul National University, Korea, 2000.
- [12] T. De La Tore, J. W. Feltes, T. G. S. Roman, and H. M. Merrill, "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning under Uncertainty", IEEE Trans. Power Systems, vol. 14, no. 2, pp 460-465, May 1999.
- [13] M. Oloomi, H. M. Shanechi, and M. Shahidehpour, "Transmission Planning in Deregulated Environments", International Journal of Engineering, vol. 15 no 3, pp 249-256, Oct. 2002.
- [14] A. A. Chowdhury and D. O. Coval, "Deregulated Transmission System Reliability Planning Criteria Based on Historical Equipment Performance Data", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 37 no 1, pp 204-211, Jan- Feb. 2001.
- [15] M. Alomoush and M. Shahidehpour, "Contingency Constrained Congestion Management with a Minimum Number of Adjustments in Preferred Schedules", Electric Power and Energy Systems, vol. 22, pp 277-290, 2000
- [16] C. J. Parker and J. R. Stewart, "Development of Transmission Planning Techniques in a Market Environment and Application to a Project in Australia", CIGRE 2000, no 37-110.
- [17] V. Miranda and L. M. Proenca, "Probabilistic Choice vs. Risk Analysis-Conflicts and Synthesis in Power System Planning" IEEE Trans. Power Systems, vol. 13 no. 3, pp. 1038-1043, Aug. 1998
- [18] R. D. Cruz-Rodriguez and G. Latore Bayona, "HIPER: Interactive Tool for Mid-Term Transmission Expansion Planning in a Deregulated Environment", IEEE Power Engineering Review, vol. 20, no. 11, pp 6462 Nov. 2000
- [19] J. G. Dalton, D. L. Garrison, and C. M. Fallon, "Value-Based Power System Reliability Transmission Planning", IEEE Trans. Power Systems, vol. 11 no 3, pp 1400-1408 Aug. 1996.
- [20] M. J. Beshir, "Probabilistic Based Transmission Planning and Operation Criteria Development for Western System Coordinating Council", 1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting vol. 1, pp. 134-139.
- [21] X. Y. Chao, X. M. Feng, and D. J. Slump, "Impact of Deregulation on Power Delivery Planning", 1999 IEEE Transmission and Distribution Conf. vol. 1, pp 340-344.
- [22] K. Y. Lee, S. Manuspiya, M. Choi, and M. Shin, "Network Congestion Assessment for Short-Term Transmission Planning under Deregulated Environment", 2001 IEEE PES Winter Meeting, vol. 3, pp 1266-1271.
- [23] "Transmission Expansion: Issues and Recommendations", prepared by the Transmission Adequacy Task Force of the NERC Planning Committee, Feb. 20th, 2002.
- [24] G. B. Shrestha and P. A. J. Fonseca, "Congestion-Driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets", IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, no 3, August 2004.
- [25] M. Oloomi, G. Balzer, H. M. Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market-Based Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. Power Systems, vol. 19 no. 4, pp. 2060-2067, Nov. 2004

