مجلة جامعة الملك سعود، م١٠، العلوم الهندسية (١)، ص ص ١ - ٢٢ (١٤١٨هـ/ ١٩٩٨م)

مشكلات تخطيط أنظمة القوى الكهربائية في الدول النامية

عبد الله محمد الشعلان

قسم الهندسة الكهربائية، كلية الهندسة، جامعة الملك سعود، ص.ب ٨٠٠،
الرياض ١١٤٢١، المملكة العربية السعودية

(أستلم في ١٩٩٧/١/٢٦م؛ وقُبل للنشر في ١٩٩٧/٣/٣١م)

ملخص البحث. يجابه تخطيط أنظمة القوى الكهربائية في الدول النامية في عصرنا الحديث تحديات جمّة ومصاعب متعددة منها مثلا نمو الأحمال الكهربائية في ظل الشكوك المرتبطة بتقدير الأحمال المستقبلية، كذلك القيود المفروضة على توفير الأموال اللازمة، والوقود المناسب لوحدات التوليد ووفرته، كذلك الحاجة إلى دمج شركات الكهرباء في المناطق المتباعدة تمهيدًا لربط تلك المناطق بشبكات نقل، أيضا كيفية التوصل إلى مستوى الاعتمادية المناسب الذي يضمن تدفقاً مستمراً للطاقة مع تكاليف معقولة. كل تلك العقبات، جعلت المخططين والمهندسين والإدارات المعنية يجابهون صعوبات كبيرة في تخطيط أنظمة القوى الكهربائية ووضع القرار المناسب في بناء وإنشاء محطات القوى أو إضافة وحدات جديدة أو عند تعزيز شبكات النقل والتوزيع. وتُبرز هذه الورقة أهم المشكلات والتحديات التي تجابه مخططي أنظمة القوى الكهربائية في الدول النامية وتؤثر على عملية صنع القرار والذي يجب أن يبنى على عاملين أساسيين هما: الاعتمادية والتكاليف.

المقدمة

يبنى التخطيط لأنظمة القوى الكهربائية أساساً على معرفة كيفية نمو النظام الكهربائي خلال فترة زمنية محددة مع بعض الافتراضات والأحكام حول نمو وطبيعة الأحمال المستقبلية كذلك حجم الأموال والاعتمادات المالية اللازم استثمارها في بناء المحطات وإضافة السعات وتعزيز الشبكات.

من المعروف أن أي خطة قد تصبح من الناحية الفنية والاقتصادية عقيمة وعديمة الجدوى، فالاختراعات الحديثة في المعدات الكهربائية ونمو المشروعات السكنية، التجارية والصناعية، كذلك المستجدات الحديثة في تقنية معدات التوليد والنقل بالإضافة إلى التضخم غير المتوقع في تكاليف المعدات والعمالة أو التغير في الدخل القومي يمكن أن تغير في تقدير الأحمال المستقبلي وبالتالي فقد يعني كل هذا أن التخطيط للأنظمة قد يأخذ منحىً آخر غير الذي رسم له أصلا.

إن التخطيط لأنظمة القوى في الدول النامية قد أصبح شاقاً ومكلّفاً ولكنه في غاية الأهمية حيث إنه أضحى مصدراً مهماً لإعطاء المعلومات وتوفير الإحصائيات مما يساعد أثناء فترة التخطيط لبناء القرار السليم في المستقبل. وفي معظم الأحوال، يعمل التخطيط في مواجهة الكثير من الشكوك والظروف المستقبلية المتقلبة مثل: طبيعة الأحمال والزيادة في عدد السكان ودرجة النمو الاقتصادي والتغير الديموغرافي والتي تحدد سمات وصفات الدول النامية كذلك وجود العوائق، القيود الفنية، الاقتصادية، البيئية والأمنية [١-٣].

إن القضية الرئيسية المرتبطة بتخطيط أنظمة القوى الكهربائية في الدول النامية هي الشروع في تأسيس المبادئ والأساليب الأساسية لتكوين مساراتٍ وأطرٍ تسير على هداها عمليات التخطيط. وهذه الأساليب والأطر يجب أن تتميز بالمرونة والفاعلية وأن تتبنى جلّ الأهداف والغايات المتوخّاة من عمليات التخطيط ولعل من أهمها إيجاد الخطة (أو الخطط) التي تضمن عدم انقطاعات الخدمة (أو التقليل منها على الأقل) وتوفّر تدفقا مستمرا للطاقة يأخذ في الاعتبار اعتمادية مقبولة وتكاليف معقولة.

إن الخدمة الكهربائية الجيدة أو بمعنى آخر النظام الكهربائي ذا الاعتمادية المقبولة يتطلب عادة إضافاتٍ عديدة لسعة التوليد وتعزيز القدرات لمجابهة الطلب المتزايد للأحمال الكهربائية سواءً الحاضرة أو المستقبلة. ولكن في الدول النامية حيث هناك الأماكن المتباعدة

والصحارى المترامية فيجب -عند زيادة الأحمال الكهربائية- عمل مقارنة بين إضافة وحدات التوليد وتعزيز الأنظمة حالة كونها معزولة أم أن ربطها بشبكات نقل قد يكون هو الأجدى نفعاً والأقل تكلفة، لذلك فالاعتمادية والتكاليف تمثلان أهم الاعتبارات في تخطيط أنظمة القوى الكهربائية [٤-٦].

أساليب تقويم الاعتمادية

تعتبر الاعتمادية من أهم المعايير التي يجب اعتبارها في جميع مراحل التخطيط والتصميم والتشغيل لأنظمة القوى الكهربائية. إن معيار الاعتمادية لهو الأساس لمعرفة مدى متانة النظام الكهربائي وعلى ضوئها يتم مقارنة البدائل الأخرى في خطط التوسع من حيث جدواها، فعاليتها وتكلفتها. إن هذه الحاجة أدت إلى ظهور العديد من الدراسات في الاعتمادية وأساليب نمذجتها، تقويمها وتطبيقها [٧، ٨].

وثمَّة معامل يرتبط بحساب احتياطي النظام اللازم تواجده لضمان استمرارية الطاقة رغم خروج بعض الوحدات من الخدمة ويعرف بمعامل توقع فقد الحمل (Loss of Load Expectation, LOLE) ويعتبر هذا المعامل في الوقت الحاضر من أكثر المعاملات الاحتمالية استعمالاً في تخطيط التوسع للتوليد نظراً لمرونته وسهولته، ويحسب هذا المعامل متوسط الأيام في السنة والتي يكون لدى النظام الكهربائي خلالها عجز في التوليد ويصبح غير قادر على مجابهة الأحمال القائمة، ويمكن حساب هذا المعامل كما يلي:

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} P(O_k) \cdot t_k \qquad (days / year) \qquad (1)$$

حيث تمثل المتغيرات:

$P(O_k)$: احتمالية فقد الحمل ذي الحجم (O) تبعاً لحدوث الفقد k.

t_k : عدد الأيام في السنة والتي حدث خلالها فقد في الحمل تجاوز الاحتياطي.

n : العدد الإجمالي لأحداث فقد الحمل التي وقعت خلال السنة.

إن أي فقد في الحمل يتجاوز الاحتياطي المقرر للنظام الكهربائي سينجم عنه عجز في الطاقة المولّدة، ولذلك هناك أيضاً معيار آخر للاعتمادية مرتبط بالطاقة ويعرف بـ "توقع الطاقة غير المتاحة Expected Unserved Energy, EUE" وهذا المعيار يعتبر مكملاً لـ (LOLE) ويمكن تعريفه كما يلي:

$$EUE = \sum_{k=1}^{n} UE_k \cdot P_k \qquad (MWh/year) \qquad (2)$$

حيث تمثل المتغيرات:

UE_k : الطاقة غير المتاحة تبعاً لحدوث الفقد k .

ملاحظة: طريقة استنباط هذين المعاملين مشروحة في الملحق (ا).

أساليب تقويم التكاليف

هناك عدة أنواع من التكاليف المرتبطة بتشغيل وكفاية أنظمة القوى الكهربائية نذكرها كما يلي:

التكاليف الثابتة

تمثل التكاليف الثابتة (Fixed Cost, FC) حجم التدفق النقدي في كل مرحلة من مراحل التخطيط للفترة المعتبرة، وهذه التكاليف تغطي تكاليف إضافة وحدات جديدة (نوعاً وحجماً) وتسهيلات أخرى (**مثال ذلك**: خطوط نقل، دوائر توزيع، محطات فرعية..إلخ) بالإضافة إلى تكاليف التأمين والضرائب والفوائد على القروض واستهلاك الأصول الثابتة، ويمكن حساب تلك التكاليف كما يلي:

$$FC_T = \sum_{t} \sum_{k} \left[CPKW_k \cdot CAP_k \cdot NU_k \right] \left(\frac{1+f}{1+i} \right)^t \qquad (3)$$

حيث تمثل المتغيرات:

$CPKW_k$: تكلفة الكيلوات من سعة الوحدة k المضافة خلال الفترة t .

CAP_k : سعة الوحدة k .

NU_k : عدد الوحدات من نوع k .

f & i : معدلات التضخم و الفائدة.

تكاليف التشغيل والصيانة الثابتة

تمثل تكاليف التشغيل والصيانة الثابتة (Fixed Operation & Maintenance Cost, FOMC) تلك التكاليف التي تدفع لقاء التشغيل، الصيانة، قطع الغيار، إصلاح الأعطال وأجور الموظفين والعمال، وهذه التكاليف لها علاقة بنوع وحجم وحدة التوليد، ويمكن تقويمها كما يلي:

$$FOMC_T = \sum_t \sum_k [OMC_k \cdot CAP_k \cdot NU_k] \left(\frac{1+f}{1+i}\right)^t \qquad (4)$$

حيث يمثل المتغير :

OMC_k : تكاليف التشغيل والصيانة لكل كيلوات للوحدة من نوع k .

أما بقية المتغيرات فقد أشير إلى تمثيلها في المعادلة (٣) أعلاه.

التكاليف المتغيرة

تمثل التكاليف المتغيرة (Variable Cost, VC) تكاليف الطاقة المنتجة من وحدات التوليد العاملة في النظام الكهربائي. وهذه الطاقة تتأثر عادة بعوامل عدة: من ذلك نوع وحجم الوحدة المنتجة، فترة التشغيل المتاحة (عدد الساعات) التي تعمل فيها الوحدة وكذلك نمط الاستهلاك وحجم الطلب على الطاقة (شرح إحدى طرق حساب الطاقة المنتجة موضحة في الملحق (ا))، ويمكن إيجاد تلك التكاليف بواسطة المعادلة التالية:

$$VC_T = \sum_t \sum_k [EES_k \cdot EPC_k] \left(\frac{1+f}{1+i}\right)^t \qquad (5)$$

حيث تمثل المتغيرات:

EES_k : الطاقة المتوقع إنتاجها من الوحدة k .

EPC_k : تكاليف الطاقة المنتجة من الوحدة k .

أما بقية المتغيرات فقد أشير إلى تمثيلها في المعادلة (٣) أعلاه.

ويمكن إحصاء تلك التكاليف السالف ذكرها لتمثل مجمل تكاليف النظام (System Cost, SC) في المعادلة التالية:

$$SC_T = FC_T + FOMC_T + VC_T \qquad (6)$$

تكاليف الانقطاعات الكهربائية

في أساليب تحليل أنظمة القوى الكهربائية وتحري مدى قدرتها وتحملها واستيعابها للأحمال المفروضة عليها في حالة خروج وحدات من الخدمة خروجا قسريا (forced outages) لم يخطط له سلفاً مما قد يؤدي الى انقطاع الخدمة الكهربائية وحرمان المستهلكين منها فإن الانقطاعات الكهربائية تمثل عاملاً جوهرياً في حساب التكاليف الإجمالية للنظام الكهربائي يجب أن يؤخذ في الحسبان في مرحلة التخطيط [٩-١١].

ويطلق على الطاقة المفقودة الطاقة غير المتاحة والتي تتسبب عن الانقطاعات الكهربائية (وقد ورد ذكرها في أساليب تقويم الاعتمادية)، وتكاليف تلك الانقطاعات تتحمله الشركة وجميع المستهلكين، فالشركة مثلاً ستفقد دخل المبيعات جرّاء الطاقة المفقودة إلى جانب التأثير السيئ على سمعة الشركة وأداء نظامها وثقة المستثمرين بها، وتعتبر خسائر الشركة صغيرة بالقياس إلى المعاناة النفسية والخسائر المادية التي يمنى بها المستهلكون على اختلاف فئاتهم، فالمستهلك السكني مثلاً يشعر بالضيق والحرج وعدم الراحة وهذه العوامل النفسية من الصعب قياسها وترجمتها إلى قيم مادية، وقد تكون

تلك المعاناة قاسية وحرجة إذا حدثت مثلا في فصل الصيف حيث الاستخدام المكثف للمكيفات. أما بالنسبة للمستهلك التجاري فستكون هناك خسارة مادية حيث سيضطر إلى إغلاق متجره حتى تعود الخدمة الكهربائية ، وبالنسبة للمستهلك الصناعي فسيمنى بخسارة مادية فادحة حيث إن حرمانه من الطاقة الكهربائية سينجم عنه توقف في الإنتاج وبالتالي فقدان المبيعات.

وثمة طريقة [١٢] لإيجاد هذه الطاقة غير المتاحة (أو المفقودة EUE) وقد جرى وصفها في الملحق (ا) ، ويمكن أن يتم حساب تكلفة (Outages Cost, OC) كما يلي:

$$OC_T = \sum_t EUE.OCR\left(\frac{1+f}{1+i}\right) \tag{7}$$

حيث يمثل المتغير:

OCR : معدل تكلفة الكيلوات أو الميجاوات من الطاقة المفقودة.

أما بقية المتغيرات فقد أشير إلى تمثيلها في المعادلة (٣) أعلاه.

إن مجمل تكاليف إمداد المستهلك بالطاقة الكهربائية (Total System Cost, TSC) هو مجموع تكاليف النظام (SC_T) والتي ستزداد عند زيادة اعتمادية النظام وتكاليف الانقطاعات (OC_T) والتي ستنخفض أيضا عند زيادة اعتمادية النظام ، وهذه التكاليف يمكن إيضاحها في المعادلة التالية:

$$TSC = SC_T + OC_T \tag{8}$$

فالهدف الرئيسي إذا من عملية إحصاء وتقدير تكاليف الانقطاعات (OC_T) هو في الحقيقة مواءمتها بتكاليف النظام (SC_T) للوصول إلى أقل التكاليف الإجمالية (TSC) ومن ثم يمكن تقدير المستوى الأفضل للاعتمادية والذي يضمن تدفقا مستمرا للطاقة الكهربائية وبالتكاليف المعقولة [١٣].

النماذج المطورة لتقويم الاعتمادية والتكاليف

لكي تتم العمليات الحسابية والتحليلية في هذه الدراسة فقد جرى تطوير برنامج حاسوب بجامعة الملك سعود يحتوى على ثلاثة نماذج أساسية ، وهذه النماذج الموضحة في الشكل (١) تقوم الفرضيات والمتطلبات لتطوير أنظمة القوى الكهربائية على أساس عاملين محددين هما الاعتمادية والتكاليف ، وفيما يلي استعراض موجز لتلك النماذج الثلاثة ووظائفها الأساسية لبرنامج الحاسوب المطور والمستخدم في هذه الدراسة:

نموذج CAPREL

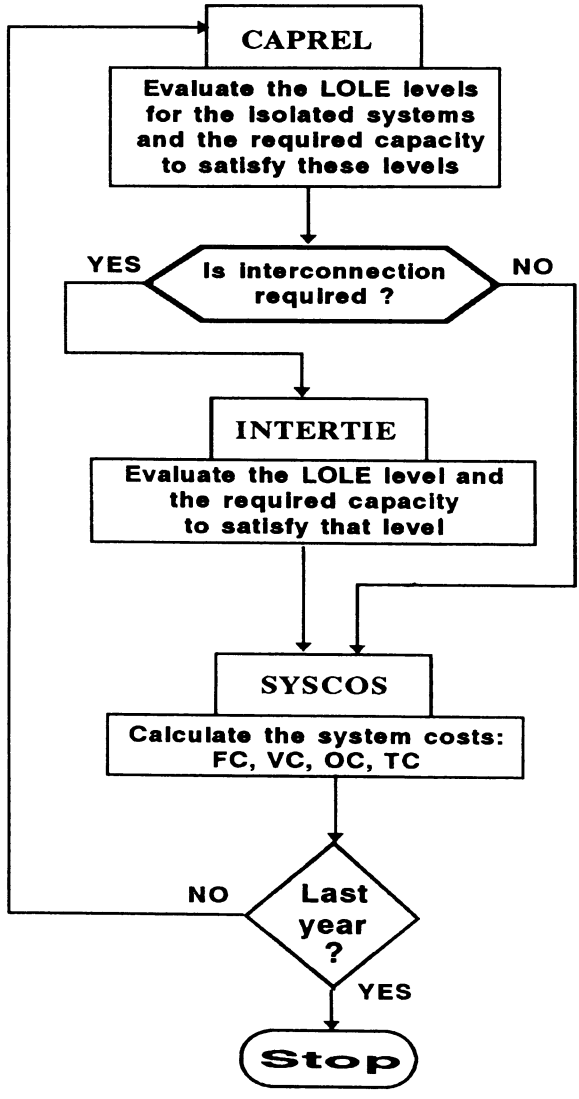
يقوم بتقويم مستويات الاعتمادية (LOLEs) للنظام في كل مرحلة من مراحل التخطيط ، وتبعا لذلك يقوم بإحصاء عدد الوحدات اللازم إضافتها عندما ينخفض مستوى الاعتمادية للنظام عن الحد المقرر ، وهذه العملية تعتمد على توافر نموذجين أساسيين لها هما : معدل الخروج القسري للوحدة (Forcded Outage Rate, FOR) ومنحنى أمد الحمل (Load Duration Curve, LDC) .

نموذج INTERTIE

يقوم بتقويم مستويات الاعتمادية (LOLEs) للأنظمة بعد عملية الربط بينها ، وهذا النموذج مبني على طريقة جدول احتمال خروج السعات (Capacity Outage Probability Table, COPT) .

نموذج SYSCOS

يقوم بتقدير كمية الطاقة المنتجة المتوقعة (EES) لكل وحدة عاملة في النظام والطاقة غير المتاحة (EEU) ، كذلك يقوم بحساب التكاليف الثابتة ، التكاليف المتغيرة وتكاليف الانقطاعات.



الشكل (١) الخطوات الرئيسية للطريقة المقترحة

دراسة تطبيقية

لقد جرى تطبيق الأساليب الوارد ذكرها لدراسة حالة عملية في إحدى مدن المملكة العربية السعودية والتي جابهت الأنظمة الكهربائية بها نموا متسارعا في الطلب على الطاقة، وفي هذه الدراسة جرى اعتبار نظامين كهربائيين (A و B) والذي يفترض أنهما يخدمان منطقة كبيرة آهلة بالسكان مع توقع زيادة في أحجام الأحمال الكهربائية المستقبلية، وأعطت هذه الدراسة للشكوك والتقلبات المستقبلة (uncertainties) والتي تحدث عادة في الدول النامية وزنا واعتبارا إزاء التأثير على صنع القرار في خطط التوسع المقترحة للنظامين، ولذلك فإن طريقة التحليل المنهجي لهذه الدراسة ستتضمن التعرف على وتحديد ماهية الشكوك المستقبلة المتوقعة ومدى احتمالية وقوعها وذلك لتقدير وحساب تأثيرها على خطط التوسع لتقويم الاعتمادية والتكاليف لها.

الأنظمة المعزولة والمترابطة

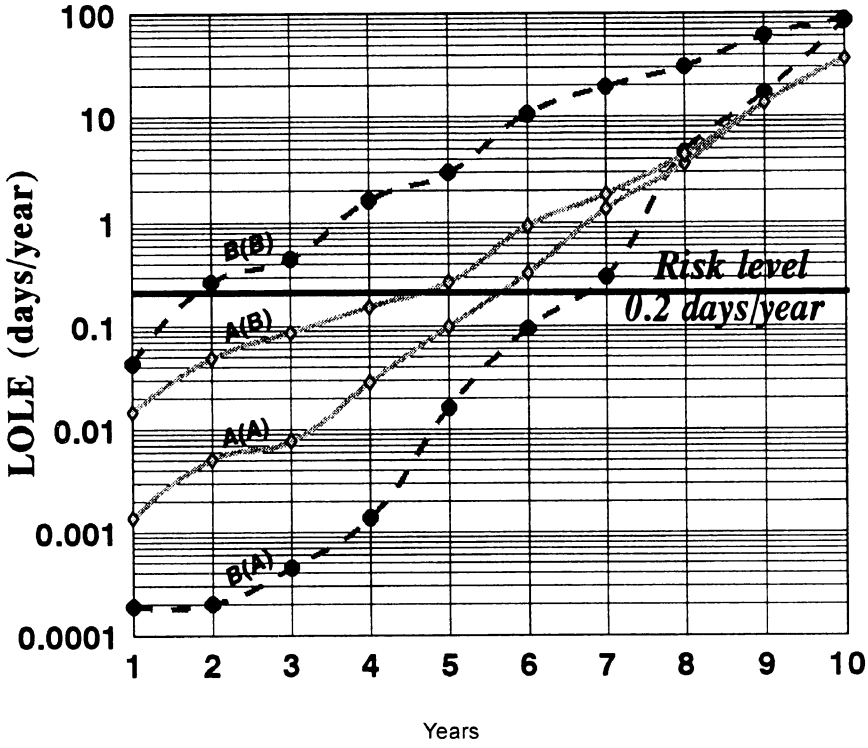
إذا كانت الأنظمة الكهربائية متباعدة وتفصل بينها مساحات شاسعة فقد تكون معزولة، أما الأنظمة الكهربائية المتجاورة فتكون غالبا مترابطة فيما بينها بشبكات نقل. فالربط له مزايا فنية واقتصادية متعددة؛ منها ـ على سبيل المثال ـ تحسن مستويات الاعتمادية للأنظمة الكهربائية، كذلك يمكن تقليص سعة الاحتياطي ـ اللازم تواجدها في النظام لمجابهة الحالات الطارئة ـ إذ أن الأنظمة تستطيع أن تتقاسم الاحتياطي المتوافر لديها في حالة فشل إحداها دون الحاجة إلى زيادة سعة القدرة لكل نظام على حدة.

إن أحد أهداف هذه الدراسة هو تقويم المزايا المتوخاة من عملية الربط بين الأنظمة، لذا فإن هذه الدراسة تركز على تقويم الاعتمادية لنظامين في حالة كونهما معزولين وفي حالة كونهما مرتبطين ومن ثم يتم تحري المزايا والفوائد التي ربما تنتج من جراء ربط الأنظمة الكهربائية بشبكات نقل موحدة.

لذا سوف نفترض في هذه الدراسة التطبيقية أن هناك خطة لعشر سنوات لتطوير نظامين كهربائيين هما A وB (المعلومات الإحصائية للنظامين مبينة في الملحق(ب))، ولنفترض أيضا أن مستوى الاعتمادية المطلوب عدم تجاوزه هو 0.2 days/year (يتم الوصول إلى مثل هذا الرقم من خلال دراسات كالتي وردت في المرجع [١١]). لقد تم تحليل ودراسة هذين النظامين في حالة كونهما معزولين ثم في حالة كونهما مرتبطين، وكانت النتيجة هو ما يبرزه الشكل (٢) حيث يظهر من الشكل أنه لو تم تعزيز النظامين حينما يقل مستوى الاعتمادية عن المستوى المقرر (LOLE=0.2 days/year) في أي سنة من سنوات الخطة فإن النتائج التي يبرزها الجدول (١) تبين أن عدد الوحدات المطلوبة وتكاليفها قد انخفضت عندما يكون النظامان مرتبطين بالمقارنة لكونهما معزولين. لذلك فبالإمكان أن نستنتج من الجدول أن كلا النظامين سيستفيد من عملية الربط، كذلك فإن مستوى الاعتمادية (LOLE) لهما ستتحسن وبالتالي فإن تكاليف النظامين ستنخفض نتيجة للربط وتبادل الطاقة بين النظامين. وعلى أي حال، فهناك تكاليف أخرى يجب أن تؤخذ في الحسبان وهي التكاليف المرتبطة بخطوط النقل، لذلك يجب أن تدرس عملية الربط وعلى ضوء نتائج الدراسة يمكن اتخاذ قرار إما بالقيام بربط الأنظمة أو ستكون تكاليف شبكات النقل باهظة وبالتالي تصبح عملية الربط مكلفة وغير مجدية وفي هذه الحالة يمكن تعزيز وإضافة القدرات لكل نظام على حدة (أي في حالته المعزولة).

جدول رقم (١). التكاليف (بملايين الريالات) للأنظمة المعزولة والمرتبطة.

النظام	النظامان معزولان			النظامان مرتبطان		
	عدد الوحدات	التكاليف (م ر س)	EUE (م و س)	عدد الوحدات	التكاليف (م ر س)	EUE (م و س)
A	٤	٤٥,٤٤	٥,٦٥٢	٢	٣٥,٦٢	١,٠٥٤
B	٢	٦٣,٧٥	٤,٨٥٢	١	٣١,٤٣	٢,٠٨١



الشكل (٢) تغير الـ LOLE قبل وبعد الربط

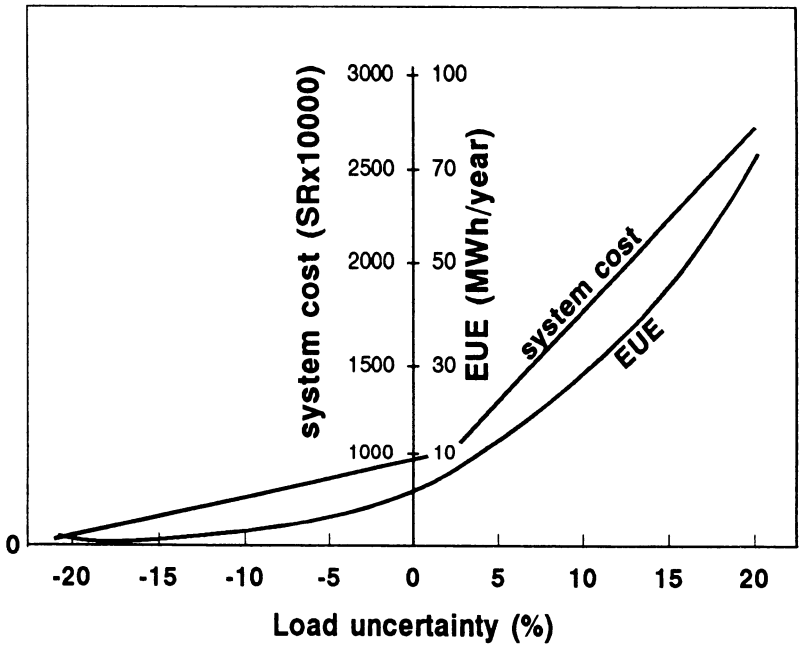
الشكوك في نمو الأحمال المستقبلة

يعتبر نمو وتزايد الأحمال من أهم العناصر في عملية التخطيط لأنظمة القوى الكهربائية المعرضة للشكوك والظروف المستقبلة المتقلبة [١٤]. ويتأثر نمو الأحمال بعوامل عديدة منها مثلا حالة الاقتصاد الوطني، دخل الفرد، نمط استهلاك الطاقة، تكاليف السلع، التضخم، السياسات الخاصة بترشيد الطاقة وإدارة الأحمال. لذلك فإن أي تغير في أحد أو مجمل تلك العوامل ربما يعني أن الخطط الموضوعة قد تتغير وتأخذ منحى آخر إما بالزيادة أو النقصان الأمر الذي قد يؤثر على مستويات الاعتمادية وبالتالى يؤثر على

حجم السعة المفروض إضافتها للنظام الكهربائي لتعزيز قدراته والحفاظ على مستوى اعتماديته. إن الشكوك في تقدير الأحمال المستقبلة يمكن أن يدخل كعنصر أساسي في عملية تحليل المخاطر (risk analysis) وذلك بتقسيم توزيع احتمالية الحمل الذروي المتوقع إلى سبع فئات ومساحة كل فئة تدل على احتمالية كل حمل ثم يحسب هامش الخطورة لكل فئة (حمل) ثم توزن (تضرب) في الاحتمالية لتلك الفئة حيث يمثل مجموع تلك العملية هامش الخطورة لذلك الحمل الذي جرى تقديره أو التنبؤ به. ولتحري تأثير الشكوك في تقدير الأحمال فقد جرى استخدام النظام الكهربائي (A) لهذا التحليل. لذا، نفرض أن حجم الحمل الذروي لذلك النظام هو 340MW مع توزيع الشكوك في ذلك الحمل إلى سبع فئات [٧] ليصبح الحمل الذروي مقسما حسب ذلك التوزيع بمعيار انحرافي قدره ٦٪ كما هو مبين في الجدول (٢). وبعد إجراء الدراسة جاءت النتيجة المبينة في الشكل (٣) حيث يبدو واضحا من الشكل أن تكاليف النظام (الثابتة والمتغيرة) ستزداد مع زيادة الحمل. كذلك فإن الطاقة المتاحة للمستهلكين تعتمد أيضا على تلك الطاقة غير المتاحة (EUE) ويبدو تغيرها واضحا مع تغير الشكوك (ازديادها) كما يوضحها الشكل نفسه وهذا يعني أن الشكوك تسبب انخفاض مستوى الاعتمادية مما يتطلب نفقات إضافية لتعزيز قدرات النظام وتغطية تكاليفه التشغيلية.

جدول رقم (٢). معلومات إحصائية عن المشكوكية في تقدير الأحمال المستقبلية.

معيار الانحراف	قيمة الحمل (م و)	الاحتمالية
-٣	٢٨٧	٠,٠٠٦
-٢	٣٠٨	٠,٠٦١
-١	٣٢٩	٠,٢٤٢
٠	٣٥٠	٠,٣٨٢
١	٣٧١	٠,٢٤٢
٢	٣٩٢	٠,٠٦١
٣	٤١٣	٠,٠٠٦



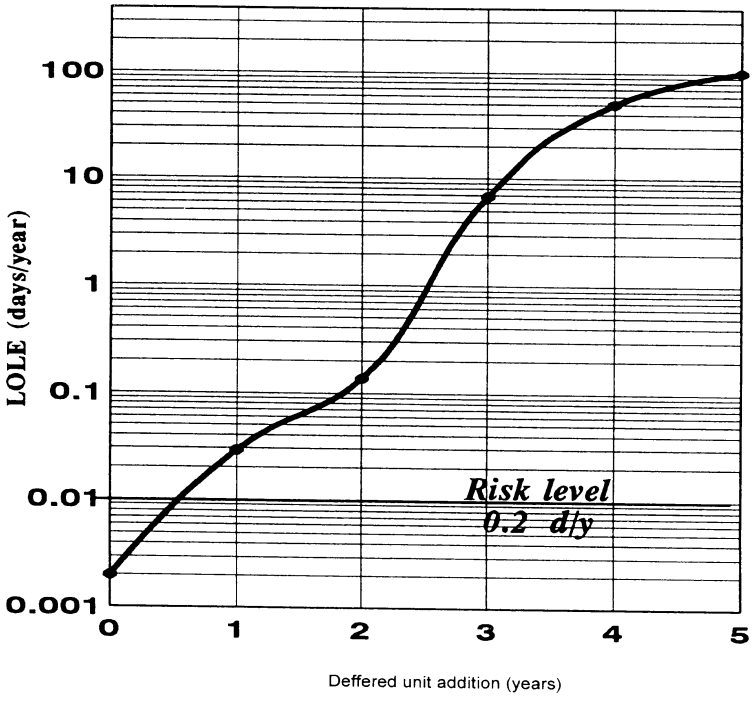
الشكل (٣) تأثر الشكوك في الحمل على تكاليف النظام والطاقة غير المتاحة

جدول رقم (٣). تكاليف إضافة الوحدات في التوقيت المحدد (تأجيل التوقيت).

السنة	عدد الوحدات المضافة	تكاليف النظام (SC) (م ر س)	تكاليف الانقطاع (OC) (م ر س)
١	٠ (٠)	٠ (٠)	٢,٢ (٢,٢)
٢	٠ (٠)	٠ (٠)	٤,٤ (٤,٤)
٣	١ (٠)	٤٤ (٠)	٢,٣ (٨,٦)
٤	٠ (١)	٠ (٣٨)	٣,٥ (٣,٤)
٥	١ (٠)	٣١ (٠)	٩,٤ (٤,٧)

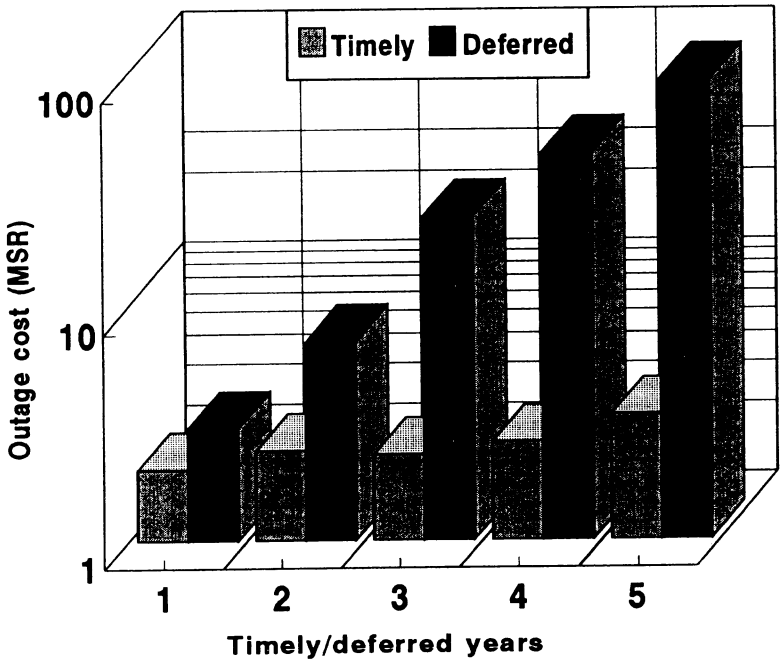
الشكوك في توقيت إضافة وحدات التوليد

في الدول النامية، من المتوقع تأجيل إضافة وحدات التوليد عندما يحين وقت إضافتها وذلك تبعا لظروف اقتصادية غير متوقعة قد تغير القرار الذي سبق اتخاذه سلفا ولذلك يجب أن تؤخذ هذه الشكوك في الحسبان في عملية التخطيط. وفي عملية للتخطيط تمتد على مدى خمس سنوات أجري تحليل على النظام (A) وكانت النتيجة هي ما يبرزها الجدول (٣). الذي يتضح منه أنه عندما يؤجل توقيت إضافة الوحدة إلى السنة التالية (بين قوسين) فإن تكاليف النظام (SC) تنخفض بسبب تأجيل الاستثمار ولكن في الوقت نفسه ستزداد تكاليف الطاقة غير المتاحة (OC) وذلك تبعا لانخفاض مستوى الاعتمادية، ونستنتج أيضا أن تأجيل إضافة الوحدات له تأثير سيء لا يستهان به على اعتمادية وأداء الأنظمة الكهربائية ؛ وهذا يبدو واضحا في الشكل (٤).



شكل (٤). تأثير تأجيل إضافة الوحدة على مستوى اعتمادية النظام.

إن ازدياد مستوى الخطورة يفسر تعاظم تكاليف الانقطاع (OC) الذي يعزى إلى تأجيل إضافة الوحدة (أو الوحدات). ولو زادت الشكوك في توقيت إضافة الوحدات فإن النتيجة هي ما يبرزها الشكل (٥) والذي يظهر فيه أنه كلما زادت الشكوك (أي سنوات التأجيل) فإن تكاليف الطاقة غير المتاحة (outage cost) ستزداد بشكل متسارع قد يطغى على مزايا التوفير في تكاليف النظام(SC) ، ولذلك فلابد من دراسة متأنية بغية اتخاذ قرار سليم حول إمكانية تأجيل إضافة الوحدات حينما يحين وقتها لما لذلك من أثر بعيد قد ينعكس في مزيد من التكاليف والخسائر التي سيمنى بها المستهلكون وسيدفعون ثمنها غاليا نتيجة حاجتهم الماسة للطاقة وبخاصة المستهلك التجاري والمستهلك الصناعي.



الشكل (٥) تأثير إضافة الوحدة في موعدها المحدد أو تأجيله على تكاليف الانقطاع

الخـــاتمـــة

في هذا البحث ، تمّ استعراض أهم المعضلات والتحديات التي تجابه عملية تخطيط أنظمة القوى الكهربائية في الدول النامية. ولقد روعي في عملية التخطيط قضيتين مهمّتين تمثلان أهم العناصر الأساسية في عملية تخطيط أنظمة القوى الكهربائية وهما : الاعتمادية والتكاليف. وفي هذا البحث ، تمّ تطوير نماذج حاسوبية جرى تطبيقها في دراسة حالةٍ عمليةٍ لنظام كهربائي في إحدى الدول النامية ، ولقد دلّت النتائج التي تمّ الوصول إليها على أن الربط بين الأنظمة الكهربائية سيحسّن من مستويات الاعتمادية لها وفي نفس الوقت سيخفّض من تلك التكاليف المرتبطة بشراء المعدات وتشغيلها وصيانتها ، كذلك أوضحت النتائج أهمية اعتبار الشكوك في تقدير الأحمال المستقبلة وتوقيت إضافة القدرات المطلوبة لمجابهة تلك الأحمال. وتعتبر نتائج هذا البحث ذات أثر محسوس في عملية التخطيط وبخاصة في الدول النامية.

References

[١] Schramm, G. "Electric Power in Developing Countries: Status, Problems, Prospects." *Annual Review of Energy,* 15 (1990), 307-333.

[٢] Wilbanks, T. J. "Implementing Environmentally Sound Power Sector Strategies in Developing Countries." *Annual Review of Energy,* 15 (1990), 255-276.

[٣] Meier, P. "Power Sector Innovation in Developing Countries: Implementing Investment Planning under Capital and Environmental Constraints." *Annual Review of Energy*, 15 (1990), 277-306.

[٤] Sullivan, R. *Power System Planning*. New York: McGraw Hill, 1977.

[٥] Munasinghe, M. *The Economics of Power System Reliability and Planning*. New York: The World Bank Publications, 1979.

[٦] Stoll, H. J. *Least-Cost Electric Utility Planning*. New York: John Wiley & Sons, 1988.

[٧] Billinton, R. *System Reliability Evaluation*. London: Gordon and Breach, 1977.

[٨] Endrenyi, J. *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. New York: Wiley Interscience Publications, 1978.

[٩] Electric Power Research Institute (EPRI). "Costs and Benefits of Over/Under Capacity in Electric Power System Planning. " Report Prepared by the Decision Focus Incorporated (DFI), *Report EA-927* (1978) .

[١٠] Billinton, R. and Oteng-Adjei, J. "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning." *IEE Proceedings,* 135, No. 2 (1988), 81-87.

[١١] Sanghvi, A. "Measurement and Application of Customer Interruption Cost/Value of Service for Cost-Benefit Reliability Evaluation." *IEEE-Transaction on Power Systems, PWR,* 5, No. 4 (1990),1333-1344.

[١٢] Vardi, J.; Zahavi, J. and Avizak, B. "The Combined Load Duration Curve and Its Derivation." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS,* 96, No. 3 (1977), 978-983.

[١٣] Billinton, R. and Allan, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. London: Pitman Book, 1984.

[١٤] Garver, L. "Reserve Planning Using Outage Probabilities and Load Uncertainties." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS* 89, No. 2 (1970), 514-521.

الملحق (أ)
أسلوب لحساب الطاقة المنتجة والطاقة المفقودة

يستخدم، في هذا الأسلوب، نموذجان أساسيان هما: نموذج منحنى أمد الحمل (LDC) ونموذج الخروج القسري للوحدة (FOR) وذلك لحساب كل من الطاقة المنتجة (EES) لكل وحدة عاملة في النظام وكذلك كمية الطاقة غير المنتجة أو المفقودة (EUE) بسبب الخروج القسري للوحدات من الخدمة نتيجة فشل أو أعطال غير متوقعة. ويتم تحميل الوحدات تحميلا اقتصاديا يراعي تكلفة التشغيل الأقل لتلك الوحدات، وحينما تخرج إحدى تلك الوحدات من الخدمة يمكن اعتبار ذلك زيادة في الأحمال المفروضة على النظام وتبعا لذلك فيجري تحوير منحنى أمد الحمل لاستيعاب ذلك الحمل الإضافي الذي نجم عن خروج وحدة (أو وحدات) من النظام، ويعرف هذا المنحنى الجديد بـ "منحنى أمد الحمل المكافيء Equivalent Load Duration Curve, ELDC " والمبين في الشكل (أ ١).

ويمكن إيجاد منحنى أمد الحمل المكافيء (ELDC) من المعادلة التالية:

$$ELDC_k(L) = P_k\, ELDC_{k-1}(L) + Q_k\, ELDC_{k-1}(L - C_k)$$

حيث تمثل المتغيرات:

L : قيمة الحمل القائم

C_k : سعة الوحدة من نوع k

P_k : معدل التواجد للوحدة من نوع k

Q_k : معدل الخروج القسري عن الخدمة للوحدة من نوع k

وفي الشكل (أ ١)، يبدو منحنى أمد الحمل المكافيء لجميع وحدات النظام وقد أخذ في الاعتبار الخروج القسري لها، وتمثل النقطة C على المنحنى، السعة الكلية للنظام (مجموع سعة الوحدات العاملة)، ويمكن إيجاد الطاقة المتوقع إنتاجها (EES) لكل وحدة في النظام من المعادلة التالية:

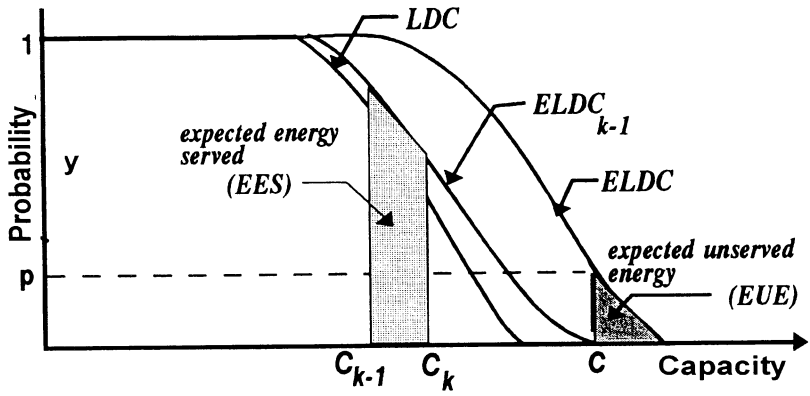
$$EES = T \sum_{C_{k-1}}^{C_k} ELDC_{k-1}(L)\Delta L$$

حيث T هي الفترة (أو الأمد) بالساعات.

والنظام لن يكون قادرا على إمداد الأحمال بسعة تفوق سعته الكلية فلذلك تعتبر المساحة بعد النقطة C تمثل الطاقة غير المتاحة أو المفقودة (EUE) ويمكن إيجادها من المعادلة التالية:

$$EUE = T \sum_{C}^{\infty} ELDC(L)\Delta L$$

ومن الشكل (١ ١) أيضا فإن النقطة P على المحور الرأسي تمثل احتمالية الحمل المتوقع فقده (LOLE) للنظام الكهربائي تحت الدراسة ويمكن إحصاء تكاليف كلا الطاقتين حسب الطرق المبينة في البحث.



الشكل (١ ١) منحنيات الـ LDC و الـ ELDC

الملحق (ب)

بيانات الأنظمة تحت الدراسة

أ) وحدات التوليد والأحمال	النظام(B)	النظام (A)
عدد الوحدات المركبة	7	9
السعة المقننة للوحدة	40 MW	50 MW
الحمل الأقصى	200 MW	350 MW
الحمل الأدنى	120 MW	160 MW
معدل الخروج القسري للوحدة (Q)	0.08	0.1
معدل نمو الأحمال خلال الفترة	6.5%	7.2%
تكلفة الكيلوات للوحدة (CPKW)	SR 2800/kW	SR 2900/kW
تكلفة التشغيل والصيانة للوحدة (OMC)	SR 18/kW/yr	SR 20/kW/yr
تكلفة إنتاج وحدة الطاقة (EPC)	SR 50/MWH	(SR 70/MWH
تكلفة وحدة الطاقة غير المتاحة (OCR)	SR 5/kWh	SR 5/kWh
معدلات الفائدة والتضخم (i & f)	5 & 8 %	5 & 8 %

ب) خط الربط (دائرة مزدوجة)

مستوى الجهد = 132 kV

القدرة المقننة = 65 MW

الطول = 188 km

معدل التواجد = ١٠٠٪ (اعتبر أن خط الربط ذو اعتمادية لا متناهية)

Problems of Electric Power System Planning in Developing Countries

Abdullah M. Shaalan
Electrical Engineering Department, College of Engineering, King Saud University
P.O.Box 800, Riyadh 11421, Saudi Arabia
(Received 26/1/1997; accepted 31/3/1997)

Abstract. In developing countries, power system planning faces nowadays many challenges and various problems as, for example, load growth in the face of uncertainties associated with future load forecasting, the constraints imposed on investment, the type and availability of fuel for the generating units, the need for consolidating power utilities in the dispersed regions as a prerequisite for interconnecting these regions via a national grid, also how a suitable reliability level can be achieved that can guarantee a continuous power flow with a reasonable cost. All those obstacles made planners, engineers and other concerned agencies face tremendous difficulties in planning electric power systems and making a sound decision in constructing new power station or adding new generating units or reinforcing the transmission and distribution network. This paper displays the most prominent problems and challenges that face electric power systems in developing countries and influence the decision-making process which must be based on two basic factors: reliability and cost.