La protection du réseau contre la chute de tension augmente les limites de transfert de puissance du réseau de transport du Panama

Alonso Castillo et Rodrigo Palacios, *ETESA – CND*

Aaron Esparza, Ulises Torres et Jean León Eternod
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Édition révisée publiée en octobre 2021

Présenté à l'origine lors de la
48e Conférence annuelle des relais de protection de l'Ouest , octobre 2021

Traduit en français en mars 2022

La protection du réseau contre la chute de tension augmente les limites de transfert de puissance du réseau de transport du Panama

Alonso Castillo et Rodrigo Palacios, *ETESA – CND*
Aaron Esparza, Ulises Torres et Jean León Eternod, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Résumé **- Le réseau de transport du Panama présente des contraintes géographiques et d'infrastructure qui le rendent très sensible à différents aléas qui ont conduit à des coupures importantes qui ont conduit à des pannes de courant majeures affectant les charges du Panama et du réseau de transport d'Amérique centrale au cours des dernières années. ETESA - CND a développé un plan de protection spécial qui prend des mesures correctives pour augmenter la fiabilité tout en conservant ou en augmentant les limites de transfert de puissance afin de permettre un fonctionnement plus économique. La plupart de l'énergie hydroélectrique et des connexions avec l'Amérique centrale se trouvent à l'ouest du pays et les plus grandes charges, comme la ville de Panama ou le canal de Panama, se trouvent à l'est. L'électricité circule d'ouest en est, atteignant les limites de transfert de stabilité de tension lorsque la production hydroélectrique est élevée. Le centre de charge fonctionne trop près de la limite de la courbe puissance-tension (PV). Le réseau ne peut pas résister à certains aléas de ligne simple, de ligne double ou de production sans les mesures correctives ou sans limiter la production hydroélectrique et augmenter le coût de production.**

Ce document présente les principaux défis rencontrés lors des études du réseau électrique et fournit des solutions de mesures correctives mises en œuvre à l'aide de technologies modernes et de communications à grande vitesse et à grande échelle. Pour ce réseau électrique et ses conditions de fonctionnement, il n'y a pas le temps d'évaluer les indices de stabilité de tension ou de développer des courbes PV en temps réel pour prendre des mesures préventives. Certains aléas pourraient conduire à une chute de tension instantanée ou à un rétablissement différé de la tension dû à un défaut (FIDVR) et peuvent entraîner un délestage de manière incontrôlée. Des mesures de délestage de charge très rapides sont nécessaires, c'est pourquoi un plan fondé sur les aléas est proposé et mis en œuvre. Le délestage doit être adaptatif et optimiser la quantité de charges à délester pour maintenir la stabilité du réseau. La conception du délestage de charge adapte la quantité de charges à délester en fonction du flux de puissance du couloir de transport principal pour les aléas de ligne. Le plan s'adapte en outre aux variations de la production locale en cas d'aléas de production et la quantité de délestage de charge est limitée pour éviter d'autres conséquences sur la liaison d'interconnexion avec l'Amérique centrale. Des simulations numériques approfondies en temps réel, de type matériel dans la boucle (HIL ou Hardware-in-the-Loop), ont été menées pour valider la mise en œuvre.

I. Introduction

Empresa de Trasmisión Eléctrica SA (ETESA) est l'entreprise publique panaméenne chargée du réseau de transport du Panama. Le Centro Nacional de Despacho (CND) est une filiale d'ETESA qui coordonne les opérations du réseau électrique et les transactions du marché national et régional responsable du centre national de commande. Le réseau électrique du Panama fonctionne comme un marché ouvert avec plusieurs sociétés de production et de distribution. Au cours des dernières années, à la fois la demande et la production ont connu une croissance rapide, tandis que le développement de la capacité de transport, y compris les lignes et les projets de compensation volt-ampère réactif (VAR) statique ont subi des retards pour différentes raisons. Le réseau de transport du Panama fonctionne plus près de ses limites de transfert, ce qui entraîne des marges de sécurité réduites ou une répartition économique limitée.

Le réseau électrique du Panama présente des conditions géographiques uniques qui rendent le fonctionnement du réseau difficile. La Fig. 1 montre le réseau de transport du Panama.

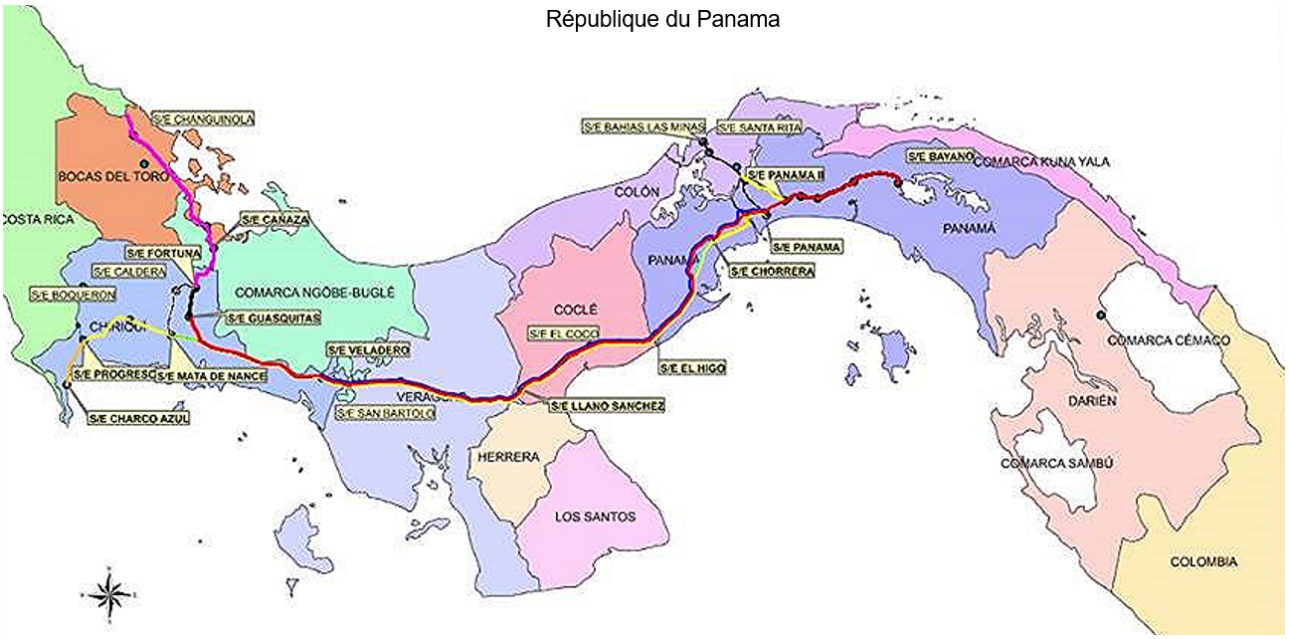

Fig. 1. Lignes de transport du Panama (vue géographique).

Les plus grands centres de charge, comme Panama City, le canal de Panama et d'autres zones industrielles, se trouvent dans l'est du pays. Les principales capacités de production hydroélectrique et les interconnexions avec le réseau électrique régional d'Amérique centrale se trouvent à l'ouest. Le principal couloir de transport est long d'environ 400 km de lignes de 230 kV, d'ouest en est, avec des problèmes de réseau longitudinal typiques, notamment des limitations de transfert de transport en raison de questions de stabilité de tension qui seront décrites dans la section III.

Le Panama se trouve à l'extrémité du réseau régional d'Amérique centrale, qui est également relié au Mexique. Il n'y a pas de connexion avec l'Amérique du Sud. La Fig. 2 montre la situation géographique de chaque pays et sa taille relative correspondante, mesurée en capacité de production connectée au réseau pendant la première phase du projet (2020).

En raison de la grande différence de taille et d'inertie du réseau électrique entre les réseaux du Mexique et du Panama, chaque changement de charge ou de production dans le réseau du Panama affecte directement le flux de charge du Mexique vers le Panama. Le comportement décrit pose différents problèmes de fonctionnement et de coordination et plusieurs évènements survenus ces dernières années dans le réseau interconnecté ont provoqué des pannes de courant majeures ou affecté de grands blocs de production ou de charge, non seulement au Panama, mais dans tous les pays voisins. ETESA - CND a décidé de mettre en œuvre un nouveau plan de protection à grande échelle qui prend des mesures correctives pour différents aléas afin de maintenir la stabilité sans dépasser les limites de transfert de puissance, qui affectent la répartition économique. Dans ce document, nous ne présenterons que les aléas liés aux problèmes de stabilité de tension. Les travaux futurs montreront d'autres types d'effets qui font partie du même système.

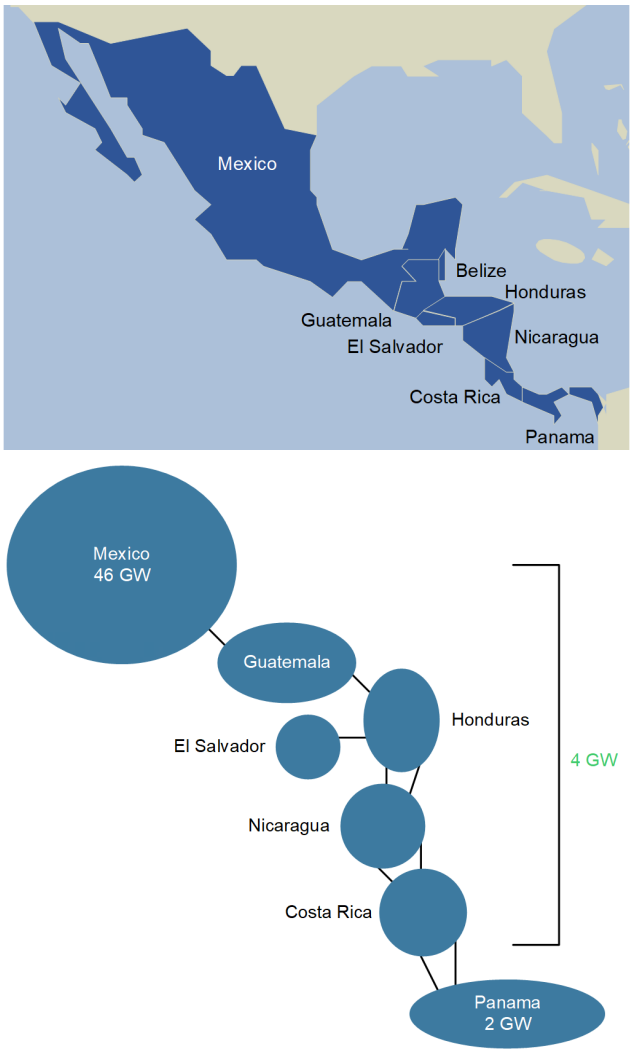

Fig. 2. (a) La situation géographique de chaque pays et leur capacité de production relative connectée et (b) la taille relative des réseaux électriques interconnectés. Amérique centrale, Panama et Mexique.

II. CONCEPTS DE STABILITE ET DE CHUTE DE TENSION

A. Analyse en régime permanent

La Fig. 3 montre un modèle simplifié de réseau électrique dans lequel une source de tension d'amplitude V_S alimente une charge distante par le biais d'une impédance de ligne de transport. Remarquez qu'il n'y a pas de production sur l'extrémité distante pour ce modèle simplifié et qu'il n'y a pas de limite de transfert de stabilité angulaire. [1] développe des équations simplifiées de transfert de puissance maximale qui aident à comprendre le problème de la chute de tension.

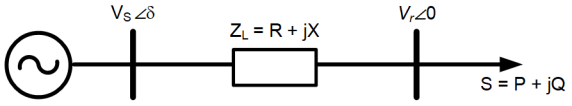

Fig. 3. Modèle simplifié de réseau électrique avec une source de production, une impédance de transport et une charge distante.

Les équations (1) et (2) définissent le transfert de puissance active et réactive en fonction de la tension de la source et de l'extrémité distante, de l'impédance et de la différence d'angle de tension entre la source et la charge. Ces équations quadratiques définissent des courbes qui ont deux solutions pour chaque valeur de tension d'extrémité distante, comme le montre la Fig. 4.

$$P = \left[\left(V_s \cos\delta - V_r \right) \frac{R}{R^2 + X^2} + V_s \sin(\delta) \frac{X}{R^2 + X^2} \right] V_r \quad (1)$$

$$Q = \left[\left(V_s \cos\delta - V_r \right) \frac{X}{R^2 + X^2} - V_s \sin(\delta) \frac{R}{R^2 + X^2} \right] V_r \quad (2)$$

La Fig. 4 présente un graphique des solutions de puissance active en fonction de la tension à l'extrémité distante pour deux conditions de charge réactive différentes. Ces types de graphiques sont connus sous le nom de courbes puissance-tension (PV) ou de courbes de nez et sont des outils de base pour l'analyse de limite de transfert en régime permanent. Le point de fonctionnement marginalement stable de la limite de transfert maximale est connu comme le point de bifurcation.

L'équation (3) est une équation simplifiée pour calculer la puissance de transfert apparente maximale S_{max}. La puissance active maximale P_{max} peut être calculée en supposant une puissance réactive (Q) constante à la charge. La puissance réactive maximale Q_{max} peut être calculée en supposant une puissance active (P) constante à la charge. Le transfert maximal est proportionnel à la valeur quadratique de la tension de la source (V) et à l'inverse de la réactance de ligne ou de transfert (X). Si un modèle simplifié suppose que X >> R, alors l'effet R est négligé.

$$S_{max} = \frac{\left(1 - \sin(\Theta)\right) V_s^{\,2}}{2\cos(\Theta)^2 X} \quad (3)$$

où :

Θ est l'angle de puissance de la charge

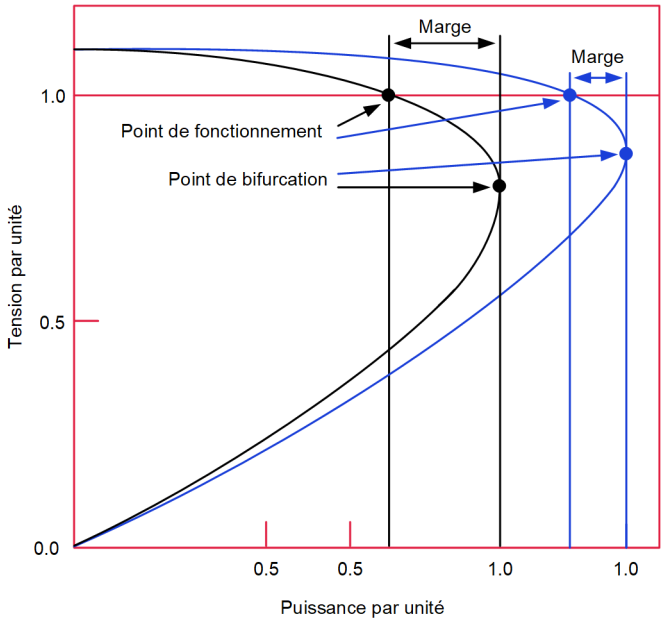

Fig. 4. Courbes PV avec et sans compensation réactive supplémentaire sur l'extrémité distante.

La tension à la source doit être proche de 1 par unité dans des conditions de fonctionnement normales. La réactance sur un couloir de transport dépend du nombre de lignes en service. Sa valeur est constante lorsque toutes les lignes sont en service, et elle est plus grande lorsqu'il y a des aléas et des lignes hors service, ce qui réduit la limite de transfert. La troisième variable affectant le transfert maximal est l'angle de puissance de la charge Θ. La courbe noire dans la Fig. 4 montre la puissance active avec les valeurs initiales de la charge de puissance réactive. Elle montre un comportement typique lorsque le point de fonctionnement de la tension nominale est éloigné du point de bifurcation. La limite de puissance s'est produite à des valeurs de tension très basses. Cependant, les réseaux électriques utilisent normalement la compensation de puissance réactive à l'extrémité de réception ou au centre de charge pour augmenter le transfert de la puissance active, améliorer la régulation de tension et réduire les pertes. La courbe bleue montre une marge accrue avec une compensation réactive ajoutée, comme des batteries de condensateurs, des compensateurs VAR statiques ou une production locale réactive supplémentaire. Les opérateurs doivent faire attention à cette condition, car le transfert de puissance maximale augmente, mais la marge entre le point de fonctionnement de la tension nominale et le point de bifurcation devient beaucoup plus petite. Une chute de tension peut se produire à des tensions très proches de la tension nominale. Les indicateurs de stabilité de tension, les courbes PV et les courbes de puissance réactive (QV) peuvent être utilisés pour déterminer les marges, car l'amplitude de la tension seule n'est pas un indicateur clair de la proximité de la limite de transfert.

Dans les réseaux électriques complexes du monde réel, une façon d'identifier les limites de transfert de puissance et de définir les courbes PV est d'utiliser la simulation de flux de puissance et de tracer la tension au centre de charge pour différentes charges de puissance active, en gardant la puissance

réactive constante à la charge. Ce processus est normalement automatisé dans les simulateurs modernes de flux de puissance en appliquant de petites variations de la puissance active à une barre omnibus du centre de charge et en traçant l'amplitude de la tension en fonction de P à la charge ou par le biais du couloir de transport. Les cas de flux de puissance n'atteignent pas la convergence au-delà de la limite de transfert et la sensibilité des variations de tension par rapport aux variations de puissance augmente de manière drastique très près de la limite, ce qui permet d'identifier facilement la limite pour le cas de flux de charge spécifique. Cependant, chaque cas de répartition de la production et de demande de charge aura une courbe et des limites de transfert actif différentes, car la sensibilité de la puissance réactive et de la charge aux variations de tension centre de charge sera différente pour chaque nouveau cas. La Fig. 5 montre les principales variables qui affectent l'analyse et pourquoi il est difficile de trouver une limite de transfert pour un couloir.

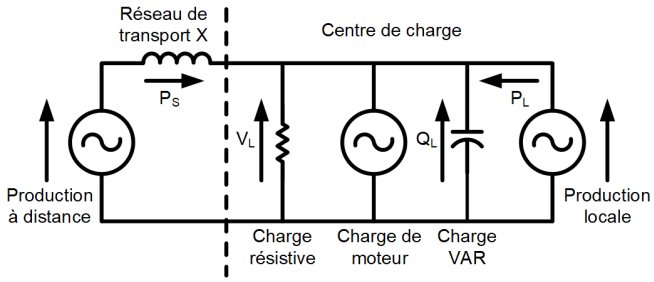

Fig. 5. Principales variables du centre de charge qui affectent la limite de transfert.

Les batteries de condensateurs et les compensateurs VAR statiques affectent directement la puissance réactive et l'angle de puissance Θ dans (3). Le modèle de charge a un effet important, en fonction du niveau d'impédance constante, de la puissance constante ou du courant constant qui est supposé pendant la simulation. Il est difficile de valider des modèles de charge précis sur la plupart des réseaux du monde réel qui desservent des charges multiples au niveau régional ou national. Certains outils de simulation couramment utilisés pour le fonctionnement et la planification du réseau électrique appliquent des modèles généraux simplifiés qui contribuent aux erreurs de précision des résultats du flux de charge.

La production locale affecte à la fois la puissance réactive et le transfert de puissance active.

B. Analyse de la stabilité dynamique

Les études de stabilité dynamique permettent également de comprendre la stabilité de la tension après une perturbation ou des aléas. Plusieurs facteurs affectent la précision de l'analyse de la stabilité dynamique et doivent être pris en compte. Les principaux facteurs sont le contrôle de tension de production, les modèles de charge, l'alimentation continue à basse tension (LVRT) pour la production par onduleur, et les contrôles de tension de distribution, comme les batteries de condensateurs et les changeurs de prise de charge (LTC).

Les systèmes d'excitation des générateurs tenteront de réguler la tension et d'injecter davantage de puissance réactive lors d'une perturbation du réseau. Les systèmes d'excitation statiques typiques répondront très rapidement, en augmentant la tension et le courant d'excitation pour augmenter la tension aux bornes du générateur dans un délai de 100 à 300 millisecondes. Le courant d'excitation peut temporairement dépasser leur capacité de courant permanent, mais une boucle de commande secondaire va alors le réduire pour éviter les effets thermiques sur le champ produits par la surexcitation. Cette commande de boucle secondaire est connue sous le nom de limiteur de maximum ou de surexcitation (OEL) et, en fonction de la conception et des réglages de commande, elle peut avoir des temps de réponse de quelques secondes à plusieurs secondes. L'OEL peut limiter la puissance réactive maximale en dessous de la courbe de capacité du générateur d'origine, comme le montre la Fig. 6.

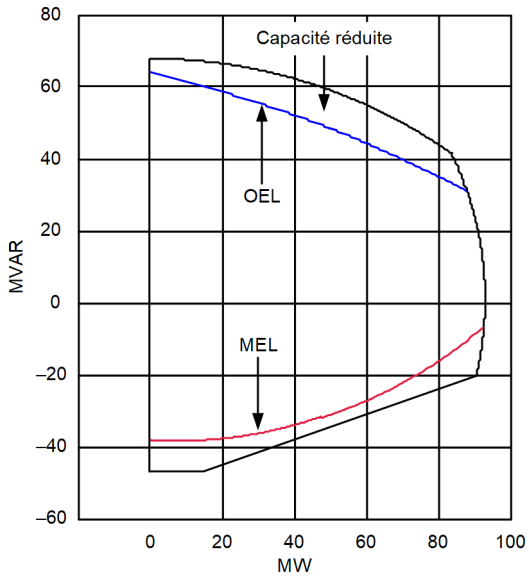

Fig. 6. Principales variables du centre de charge qui affectent la limite de transfert.

L'effet initial des modèles de régulation de tension sans un modèle détaillé de l'OEL peut conduire à des résultats ressemblant à des cas stables, alors qu'en réalité, l'effet de l'OEL conduira à des conditions de chute de tension après quelques secondes.

Les changeurs de prise de charge sont également un facteur critique. Le changeur de prise de charge agira après quelques secondes pour réguler la tension côté charge après des évènements à basse tension. La tension à la charge augmentera, mais la consommation réactive augmentera, réduisant la marge au point de bifurcation ou conduisant à une chute de tension après quelques secondes.

La section précédente mentionne différents types de modèles de charge et leurs effets sur les courbes PV. Les mêmes concepts s'appliquent à l'analyse dynamique. En outre, un autre effet connu sous le nom de rétablissement différé de la tension dû à un défaut (FIDVR) peut également affecter les résultats de l'analyse dynamique. La Fig. 7 montre la comparaison d'un évènement de défaut réel sur une ligne de transmission proche du centre de charge du Panama (enregistré avec des unités de mesure de phaseur [PMU] et un enregistreur de perturbation dynamique) et des résultats de simulation é l'aide d'un modèle

de charge simple pour les études de fonctionnement. Les manuels d'exploitation réglementaires actuels pour le Panama exigent de modéliser la charge comme 30 pour cent d'admittance constante et 70 pour cent de courant constant, ce qui est une combinaison très couramment utilisée qui fournit de bons résultats pour la stabilité transitoire angulaire, mais peut ne pas conduire à des résultats précis pour les études de stabilité de tension.

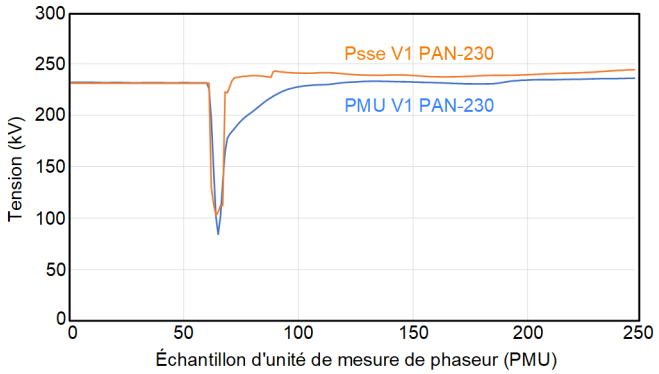

Fig. 7. FIDVR à un centre de charge du Panama, simulation versus mesure.

Les résultats de la simulation montrent que la tension est abaissée pendant le défaut et qu'elle se rétablit instantanément après que les disjoncteurs ont éliminé le défaut. Cependant, les enregistrements de la PMU montrent que la tension est passée en dessous de 80 % de la tension nominale et qu'il faut plus d'une seconde pour rétablir les niveaux nominaux.

La référence [3] explique en détail la modélisation de la charge dynamique et les effets de FIDVR. Le comportement de la charge sera affecté par les charges et les contrôles électroniques et les différents types de moteurs. La Fig. 8 montre les composants complexes du modèle.

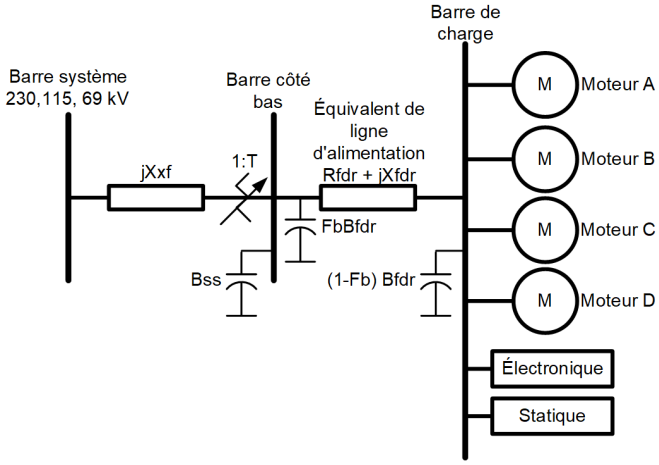

Fig. 8. Modèle de charge complexe.

Certaines charges de moteurs triphasés seront déclenchées ou perdues parce que le contacteur s'ouvrira rapidement en cas de basse tension pendant des temps de l'ordre de 20 à 100 ms. Certaines d'entre elles peuvent se déclencher avant que les disjoncteurs n'éliminent le défaut ou pendant la lente période de rétablissement de tension. Le pire effet est venu des moteurs à induction monophasés, courants dans les systèmes de climatisation résidentiels. Ces moteurs ont tendance à caler si une condition de basse tension affecte la phase où ils sont connectés, ce qui augmente leur consommation de puissance réactive par des facteurs de 4 ou 5 fois la valeur nominale. Cette consommation de puissance réactive demeure après l'élimination du défaut et le rétablissement partiel de la tension, car les moteurs sont déjà calés. La protection de moteur prend beaucoup de temps à se déclencher, car elle est normalement constituée d'un disjoncteur basse tension thermomagnétique ou d'un autre type de protection thermique. Lorsqu'il y a une quantité considérable de ce type de charge, l'effet FIDVR a deux conséquences : la consommation réactive peut être très élevée, entraînant une condition de chute de tension, et une partie de la charge sera perdue de manière incontrôlée. Cette perte de charge contribue finalement au rétablissement de la tension. La Fig. 9 montre une simulation de la demande de puissance réactive aux transformateurs 230/115 kV de Panama City en utilisant le modèle de charge complexe. Ce changement soudain de la puissance réactive peut être utilisé pour différencier les évènements liés uniquement à la chute de tension causée par les limitations de transmission à partir des évènements liés aux effets de tension produits par le FIDVR.

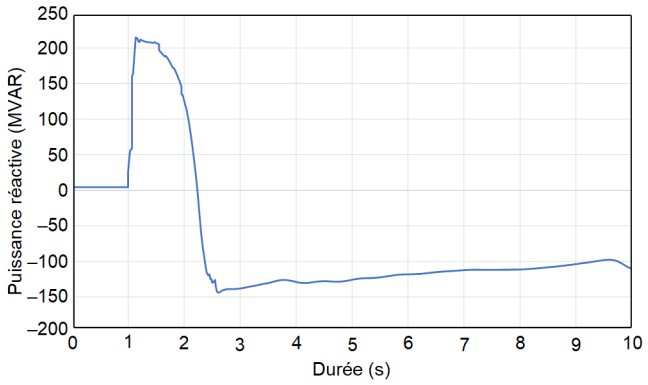

Fig. 9. Consommation de puissance réactive au centre de charge du Panama pendant le FIDVR à l'aide d'un modèle de charge complexe.

L'alimentation continue à basse tension (LVRT) sur les générateurs est la capacité du générateur à rester connecté au réseau électrique dans des conditions de basse tension. Les modèles dynamiques doivent tenir compte des caractéristiques de la LVRT, car, pendant les évènements de basse tension, les générateurs peuvent se déclencher, ce qui augmente le transfert de puissance sur le couloir concerné et réduit la contribution de la puissance réactive du générateur.

Une modélisation correcte des limiteurs de maximum ou de surexcitation (OEL), des changeurs de prise de charge (LTC), des commandes de batteries de condensateurs, des caractéristiques de LVRT et de la charge - en particulier les modèles complexes de charge de moteur - aura un impact majeur sur les résultats des études de stabilité dynamique de la tension. Pour les grands systèmes régionaux et les marchés ouverts avec différents participants, il est difficile d'obtenir des modèles précis pour tous ces composants, ce qui augmente l'incertitude des résultats de la simulation. Cependant, les courbes PV et les études en régime permanent fournissent généralement un résultat conservateur, car elles ne tiennent pas

compte de la réduction de la charge avec les résultats transitoires initiaux de la tension et du générateur. Pour le plan de protection du réseau du Panama, les courbes PV sont utilisées comme outil principal pour établir les limites et les marges de sécurité, tandis que les résultats dynamiques sont utilisés pour valider les conclusions et examiner des cas spécifiques.

III. Resultats d'analyse d'alea du reseau du Panama

Les limites de transfert pour le couloir de transport du Panama d'ouest en est ont été trouvées en utilisant la simulation de flux de puissance et l'analyse des courbes PV pour différents scénarios de fonctionnement. Un marché ouvert avec plusieurs participants et de grandes variations sur le coût de production et la disponibilité de la capacité d'hydroélectricité en saison des pluies ou en saison sèche rend le choix des cas très difficile. Initialement, 5 scénarios de saison principale et de répartition ont été considérés pour 5 niveaux de charge (25 scénarios au total). Cependant, les évaluations de la sécurité des opérations sont fréquemment effectuées pour des opérations à court et moyen terme, avec plusieurs autres variations. La sensibilité de la courbe PV et la limite de transfert fourniront des résultats différents, en fonction du nœud sélectionné sur le centre de charge pour l'analyse et des incréments de puissance active. La Fig. 10 montre le couloir de transport ouest-est du Panama, les principales zones de charge, les principales zones de production, ainsi que certaines barres, lignes et générateurs à l'est qui sont pertinents pour l'analyse.

Toute la zone du centre de charge est reliée aux postes électriques de Panama (PAN) et de Panama 2 (PAN2) par le biais de huit transformateurs de 230/115 kV. La barre omnibus de 115 kV de PAN a été choisie comme barre de charge ou de référence pour l'analyse de la courbe PV. Les courbes ont été tracées, initialement, en fonction de la puissance active totale du centre de charge. Cependant, d'autres points de mesure de la puissance active ont été évalués afin d'identifier la mesure la plus significative pour la protection du réseau. En fonction de l'aléa, la mesure de la puissance peut être différente parce qu'un couloir spécifique est affecté par l'aléa ou parce que la limite de transfert après l'aléa est plus cohérente entre les différents scénarios de fonctionnement. Le flux de puissance des lignes connectées au poste électrique de Llano Sanchez (LSA) a été utilisé dans le passé pour définir les limites de transfert d'ouest en est, car elle est géographiquement située près du centre du couloir et parce que toute la puissance qui circule d'ouest en est passe par ce poste électrique.

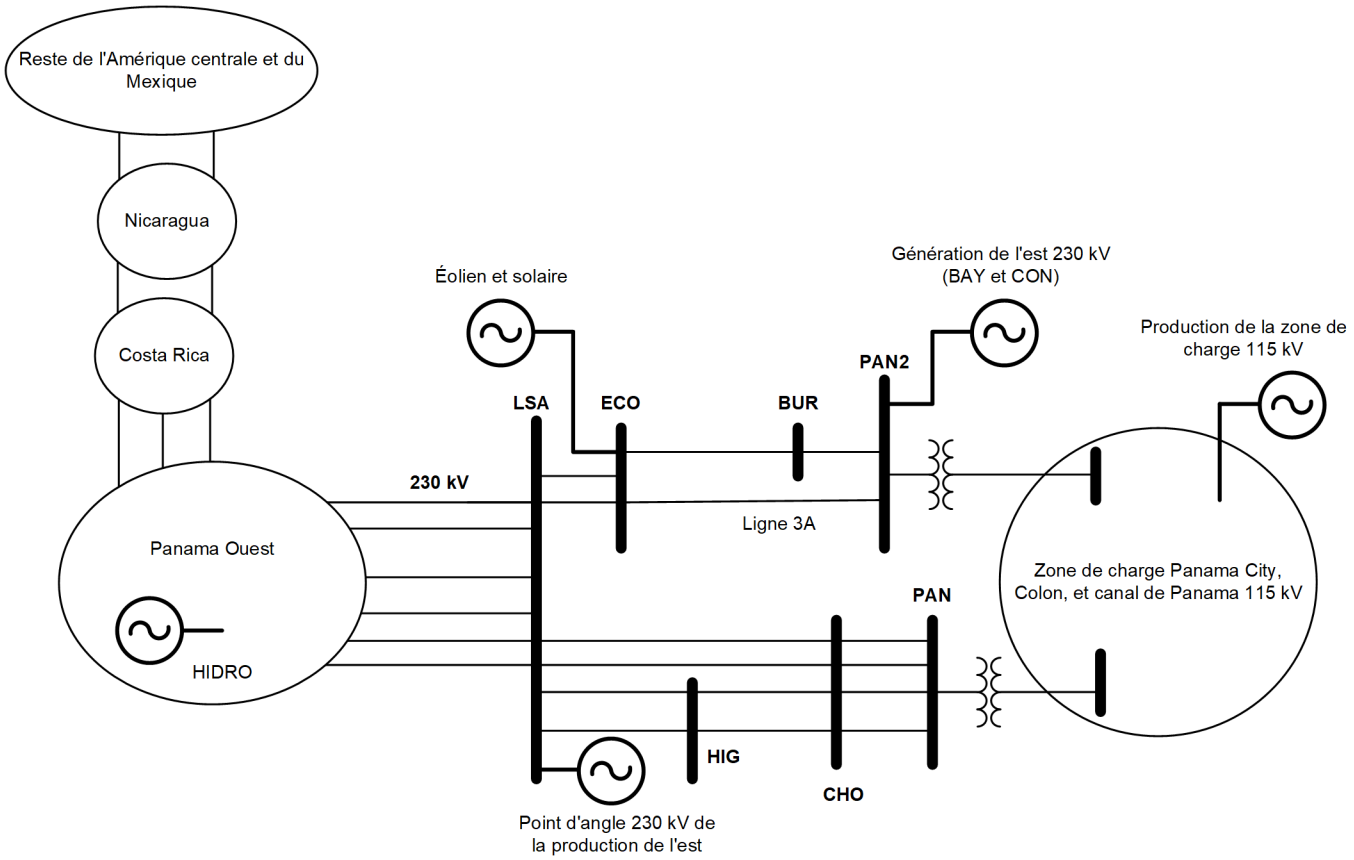

Fig. 10. Couloir de transport d'ouest en est simplifié du Panama et zones de charge et de production.

Cependant, si nous examinons la limite de transfert pour l'aléa (N-1) de la ligne 3A, El Coco (ECO) vers PAN2, nous trouverons une meilleure mesure pour définir la limite de transfert. La mesure corrective utilise le flux total ou ajouté des 6 lignes (LSA - HIG) + (LSA - CHO) + (ECO - PAN2). Plusieurs parcs éoliens et solaires sont connectés au poste électrique ECO, et leur production d'électricité varie considérablement d'un scénario à l'autre. Il est donc logique d'utiliser le flux sur ces 6 lignes plutôt que le flux total à LSA comme mesure du plan de protection. L'impédance affectée et la limite de transfert de puissance sont de ECO à PAN et non de LSA à ECO. La Fig. 11 montre les courbes PV pour cet aléa et un scénario. La perte de lignes augmente la réactance totale et réduit ensuite la limite, comme le montre la (3).

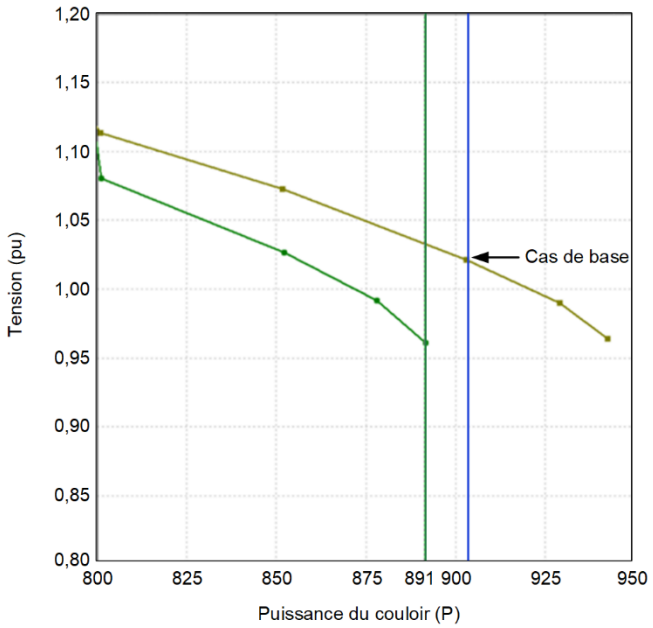

Fig. 11. Courbe PV pour l'aléa de la ligne 3 A.

Les critères de qualité en régime permanent exigent qu'il n'y ait pas de surcharge des lignes ou des transformateurs et que toutes les barres aient une tension comprise entre ±5 % de la valeur nominale. La limite dans ce scénario, établie par la répartition économique et la conformité aux critères de qualité, est de 904 MW, avec une limite de transfert proche de 940 MW. Si la ligne 3 A était perdue dans ces conditions, le système subirait une chute de tension immédiate, car le transfert de puissance est supérieur à la limite de transfert de puissance sans cette ligne, égale à 891 MW.

Nous observons que la chute de tension pour ce transfert de puissance est de 0,96 pu, ce qui est supérieur aux limites de régulation autorisées en cas d'aléa. La tension seule ne peut pas être utilisée comme un indicateur pour prendre des mesures. Les plans de délestage basés sur les sous-tensions avec des délais généralement appliqués de l'ordre de plusieurs cycles ou secondes (montrés en [2]) ne sont pas efficaces pour ce problème, car les mesures seraient déclenchées alors que la chute de tension est déjà en cours et que la perte de charge était incontrôlée.

Il n'y a pas le temps d'évaluer le nouveau flux de puissance provenant des estimateurs d'état du système de gestion de l'énergie (EMS), d'exécuter de nouvelles courbes PV ou des indices de stabilité de tension, et de rétablir la marge. Une action très rapide est souhaitable pour délester la charge de manière contrôlée avant que d'autres charges ne se déclenchent de manière incontrôlée, en profitant de la réponse transitoire du générateur avant que les commandes de l'OEL ne réduisent l'excitation et avant que les LTC ne fonctionnent ou que les générateurs à onduleur ne se déclenchent parce que la baisse de tension a dépassé leurs caractéristiques de LVRT. La charge à délester doit être suffisante pour fonctionner dans les limites de transfert d'aléa et avec des marges de sécurité d'urgence supplémentaires.

Un autre exemple est celui des aléas des générateurs sur le côté est de ce système. La Fig. 12 montre la courbe PV pour l'aléa de base d'un générateur de vapeur (156 MW) et l'aléa des générateurs de gaz et de vapeur ensemble (230 MW). Il n'y a aucun changement sur l'impédance du couloir de transport, et la limite de transfert de puissance active totale pour le couloir ne change pas de manière significative. Cependant, la perte de production augmente le transfert de puissance au-delà de la limite de transfert pour plusieurs scénarios. Pour mieux visualiser les mesures de délestage de charge nécessaires, les courbes PV pour les aléas de production ont été tracées en utilisant la puissance supplémentaire par rapport à la condition initiale au lieu de la puissance totale du couloir.

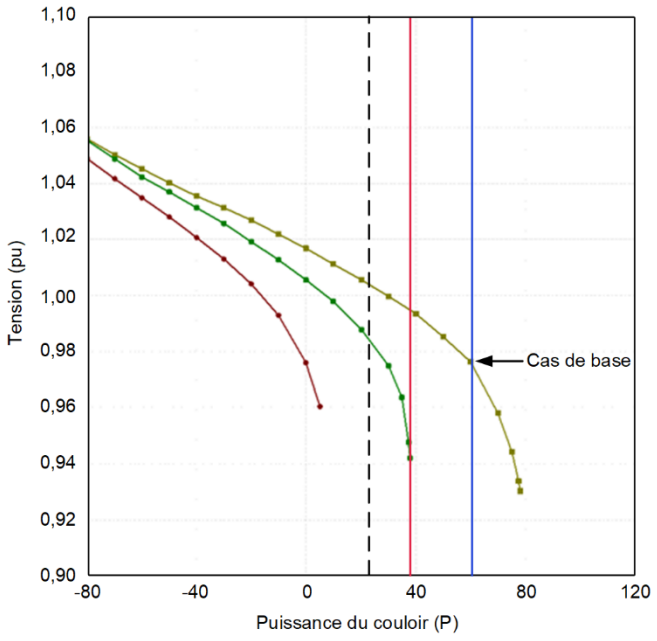

Fig. 12. Courbes PV pour l'aléa de générateur à l'est.

La ligne bleue représente le cas de base pour ce scénario. Si seul le générateur de vapeur de la centrale située à l'est est perdu, le système subira une chute de tension immédiate, à moins que plus de 20 MW ne soient délestés très rapidement. Si les générateurs de gaz et de vapeur sont perdus ensemble, plus de 60 MW doivent être supprimés. Pour chaque aléa, il est suggéré d'ajouter une marge de sécurité par rapport à la limite

de la courbe PV (au moins 5 %), comme le montre la ligne en pointillé sur la Fig. 12. Tenez compte des facteurs suivants :

1. Précision des mesures de flux de puissance. L'équipement du poste électrique peut avoir une erreur typique comprise entre 0,1 % et 2 %. En outre, les transformateurs d'instrument ont une erreur possible allant de 1 à 2 % si l'enroulement est destiné à la protection et de 0,2 à 0,5 % si l'enroulement est destiné à la mesure.
2. Précision des mesures de puissance au niveau des charges à délester.
3. Incertitude du modèle de charge. Dans les cas de la courbe PV, nous utilisons un modèle de charge avec une puissance fixe ; par conséquent, nous n'avons pas tenu compte de marge supplémentaire, car l'utilisation de cette méthode nous donne le pire scénario. Nous avons fait des simulations en utilisant une impédance constante, et la marge a augmenté de 3 à 4 %, selon le cas, mais nous savons qu'il existe plusieurs moteurs qui se comportent comme un courant constant ou une puissance constante, et il n'est pas possible de déterminer le mélange exact. Plusieurs conditions de FIDVR ont été observées, confirmant l'hypothèse de plusieurs charges de moteur. Ce type de charge ajoute de l'incertitude à la simulation et la possibilité d'avoir les pires cas en raison de la demande accrue de puissance réactive.
4. L'incertitude du modèle de réseau, principalement les impédances de ligne, de l'ordre de 1 %.
5. Incertitude dans la production par onduleur, l'alimentation continue à basse tension et les modèles de production face à des défauts voisins qui peuvent conduire à une perte de production supplémentaire. Un facteur supplémentaire de 1 % est supposé.
6. Pour les cas qui conduisent à une chute de tension, il n'est pas recommandé d'agir et de laisser le système très proche de la limite de la courbe PV, car, en quelques minutes, il y a des changements de charge, des changements de prise, des actions des limiteurs d'excitation et d'autres facteurs qui pourraient conduire le système à une condition de chute.

Certains aléas ne conduisent pas à des cas de chute de tension ou de non-convergence. Cependant, ils se traduisent par une marge très faible proche de la limite de transfert. La mise en œuvre de la protection du système envisage également le délestage de charge dans ces cas, juste pour respecter le critère des 5 % requis dans l'état d'urgence après la perte d'une production ou d'une ligne.

La quantité de charges à délester dépend de l'aléa, mais il existe une relation directe entre le transfert de puissance total et la quantité de charges à délester pour rétablir la marge de 5 %. La quantité de charges à délester est adaptative et proportionnelle au flux de puissance total dans le couloir, exprimée en pourcentage de la puissance du couloir proche de 5 %. La section suivante explique la méthodologie permettant de fixer les limites de transfert et la quantité de charges à délester.

Les courbes PV présentées sur la Fig. 12 supposent que les générateurs sont perdus lorsqu'ils fonctionnent à leur puissance active maximale. Cependant, la génération peut changer dans un large éventail de conditions. La quantité de charges à délester varie en fonction de la quantité de production perdue et peut ne pas être nécessaire si la production est perdue avec une faible production d'électricité du générateur. La décision de déclencher une charge devient un problème à deux variables. Une méthodologie de nomogramme est proposée pour définir les conditions d'armement du plan. Les nomogrammes sont utiles pour analyser graphiquement des problèmes complexes qui ne peuvent être résolus facilement par des équations détaillées. La Fig. 13 représente un graphique de la puissance totale d'un couloir de transport en abscisse et de la production perdue en ordonnée. Plusieurs cas et courbes PV ont été analysés pour obtenir ce graphique. Si le résultat est un système instable ou un système en dessous de la marge minimale, il est marqué d'un triangle sur le nomogramme. Si le cas est stable, il est marqué d'un carré. Une fois que les résultats totaux sont tracés, les régions de fonctionnement et de retenue peuvent être déterminées pour les deux variables et elles peuvent être utilisées comme conditions d'armement. Pour ces cas particuliers, une simple équation de ligne droite définit les régions de fonctionnement et de retenue.

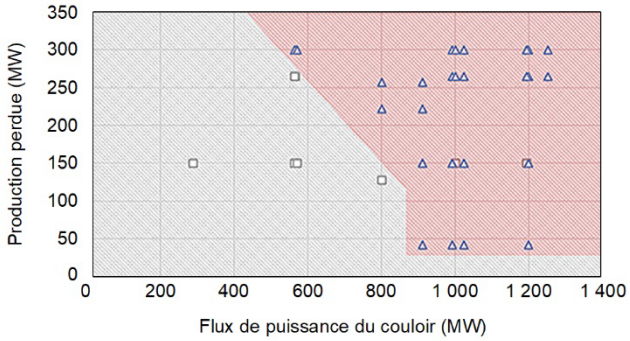

Fig. 13. Résultat du nomogramme pour l'aléa de générateur.

IV. Mise en œuvre du delestage de charge rapide

A. Méthode de délestage de charge

La méthodologie permettant de fixer les limites de transfert de puissance et la quantité de charges à délester est décrite dans cette section. La diversité de la répartition de la production en raison des conditions météorologiques, économiques, de maintenance et autres nécessite de prendre en compte plusieurs scénarios (initialement, cinq scénarios sont considérés). En outre, chaque scénario prend en compte cinq cas de demande de charge du réseau électrique du Panama.

Le Tableau I montre un exemple pour une aléa avec seulement trois scénarios et quatre cas de demande de charge. Une analyse similaire est effectuée pour chaque aléa. Pour les flux de puissance de couloir inférieurs à 780 MW, il n'y a pas de violation de marge ; par conséquent, les mesures de délestage ne sont pas nécessaires. Le tableau montre qu'au-dessus de 780 MW et en dessous de 1 050 MW, les violations de marge commencent à se produire alors que le système est encore stable ; il est donc nécessaire de prendre des mesures de

délestage pour rétablir la marge de fonctionnement. Pour les flux de puissance supérieurs à 1 050 MW, le système ne converge pas et une mesure de délestage est nécessaire pour rétablir la stabilité du réseau et la marge de fonctionnement. À ce stade, seules les limites de transfert de puissance sont trouvées. Ensuite, il est nécessaire de déterminer la quantité de charges à délester.

Une seconde partie de l'analyse doit fournir le facteur qui détermine la quantité de charges à délester. À partir de cette analyse, nous pouvons observer que plus le transfert de puissance augmente dans le couloir, plus un aléa a un impact sur la marge. Pour cette raison, le facteur est défini comme un pourcentage du flux de puissance du couloir total mesuré avant l'aléa. Dans cet exemple, un premier facteur de 4 % est proposé pour les flux de puissance du couloir supérieurs à 760 MW et un facteur de 7 % est proposé pour les flux de puissance du couloir supérieurs à 1 030 MW. À l'aide de ces facteurs de délestage, proportionnels au flux de puissance du couloir total, tous les cas obtiennent une marge au moins égale à la valeur requise de 5 %.

Il est important de noter que les limites de transfert de puissance et les valeurs du facteur de délestage dépendent directement des scénarios analysés. Un nombre limité de scénarios ou de conditions réduit considérablement la fiabilité du facteur de délestage. La prise en compte d'un plus grand nombre de cas et d'une plus grande diversité de scénarios permet d'obtenir un facteur de sécurité qui couvre tous les cas possibles. Cependant, la prise en compte de nombreux scénarios augmente considérablement la complexité et le temps d'analyse. En outre, certains scénarios possibles, mais peu courants peuvent conduire à des limites de transfert plus basses et à des facteurs de délestage plus élevés que nécessaire pour la plupart des conditions de fonctionnement.

La méthodologie proposée permet au système de calculer la quantité de charges à délester en ligne et avant que l'aléa ne se produise. Le système calcule en permanence la quantité de charges à délester, mais la détection d'un aléa particulier déclenche les mesures de délestage. À l'aide de variables supplémentaires, comme la production totale ou la compensation réactive au centre de charge, ou la détermination des courbes PV et de la limite de transfert de puissance en temps réel en prenant les données de l'ensemble des conditions de fonctionnement du système, conduirait à un système encore plus adaptatif. Cependant, il est difficile à mettre en œuvre pour le déclenchement à grande vitesse. Des recherches sont en cours pour déterminer la faisabilité de cette approche.

TABLEAU I
LIMITES ET MONTANT DU TRANSFERT A DELESTER

	Scénario 1				**Scénario 2**				**Scénario 3**			
Demande de charge (MW)	1 100	1 300	1 500	1 700	1 100	1 300	1 500	1 700	1 100	1 300	1 500	1 700
Flux de puissance totale sur le couloir sans aléa (MW)	601	701	720	780	660	850	950	970	791	950	1 050	1 130
Flux de puissance totale sur le couloir avec aléa (MW)	606	708	728	788	670	861	962	980	799	958	*NC	*NC
Limite de transfert avec aléa (MW)	646	746	770	821	710	892	982	1 007	826	970	*NC	*NC
Distance au nez de la courbe avec aléa (%)	†6,7	†5,4	†5,8	‡4.3	†6,1	‡3.7	‡2.1	‡2.8	‡3.4	‡1.3	*NC	*NC
Charge de délestage de 760 MW - 4 %	-	-	-	31,2	-	34	38	38,8	31,6	38	-	-
Charge de délestage de 1030 MW - 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73,5	79,1
Distance au nez de la courbe avec aléa et mesure de délestage (%)	-	-	-	6,1	-	5,6	5,3	5,3	5,7	5,1	5,3	5,0

NC : Le système ne converge pas, il faut agir vite. * Puissance de couloir la plus faible avec violation de la marge. † Ne nécessite pas de marge de rétablissement. ‡ Nécessite une marge de rétablissement.

B. *Architecture et infrastructure*

La vitesse et la fiabilité de fonctionnement sont des aspects critiques du contrôleur du plan de mesures correctives (RAS) pour assurer la stabilité du réseau électrique. L'architecture et la technologie du système de RAS proposé garantissent des opérations de remédiation très rapides. Pour obtenir cette fiabilité, le schéma du RAS du Panama est un système primaire double. Un système primaire double est un système redondant dans lequel deux contrôleurs (RAS-A et RAS-B) prennent des décisions simultanément. Chaque contrôleur du RAS collecte des informations du réseau électrique et effectue des calculs pour décider si une action est nécessaire.

Pour prendre des décisions en fonction des aléas spécifiques, les contrôleurs du RAS reçoivent les mesures et l'état des équipements installés dans plusieurs postes électriques du réseau électrique du Panama. Les équipements des postes électriques distants transmettent des données à des vitesses lentes et élevées aux contrôleurs à l'aide des protocoles DNP3 et GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event pour évènement générique de poste électrique orienté objet). En outre, les données du synchrophaseur sont collectées à partir de chaque équipement pour la surveillance proposée. Tous les équipements des postes électriques communiquent avec les contrôleurs du RAS à l'aide d'un réseau à hiérarchie numérique synchrone (SDH) sur une dorsale de fibres optiques. Le contrôleur du RAS reçoit également des données de charge de deux sociétés de distribution par le biais du système SCADA (télésurveillance et acquisition de données) d'ETESA pour confirmer la charge par ligne d'alimentation en temps réel et optimiser la charge à délester.

C. *Logique de délestage de charge*

Le schéma de chute de tension de 230 kV comprend quatre aléas de ligne, et il devrait inclure des schémas d'aléa de production d'électricité pour chaque grande centrale électrique de l'est. La mise en œuvre de plans d'aléas pour la production d'électricité est en cours et couvre actuellement deux centrales. Pour chaque aléa de ligne, la quantité de charge à délester est calculée à l'aide de la logique présentée sur la Fig. 14. Les variables du Tableau II sont des valeurs configurables par l'opérateur que les contrôleurs du RAS recevront de l'interface homme-machine (IHM).

L'algorithme de délestage des contrôleurs du RAS est armé de la quantité de charges à déclencher lorsque le flux de puissance du couloir dépasse le niveau 1 défini par l'opérateur (variable A). Si le flux de puissance du couloir est supérieur au niveau 1 et inférieur au niveau 2 (variable B), les contrôleurs du RAS déterminent que le flux de puissance du couloir se trouve dans la région 2, comme le montre la Fig. 15. Dans ces conditions de fonctionnement, les contrôleurs multiplient la valeur du flux de puissance du couloir par le facteur de délestage 1 (variable D). Cependant, si le flux de puissance du couloir dépasse le niveau 2, les contrôleurs du RAS déterminent que le flux de puissance du couloir est dans la région 3 et multiplient la valeur du flux de puissance du couloir par le facteur de délestage 1 (variable E). Ces multiplications déterminent la quantité de charges à délester en pourcentage de la puissance totale du couloir. Si la puissance du couloir est inférieure au niveau 1 moins la zone morte définie par l'opérateur (variable C), l'algorithme de délestage est désarmé et aucune quantité de charges à délester n'est calculée par le contrôleur du RAS.

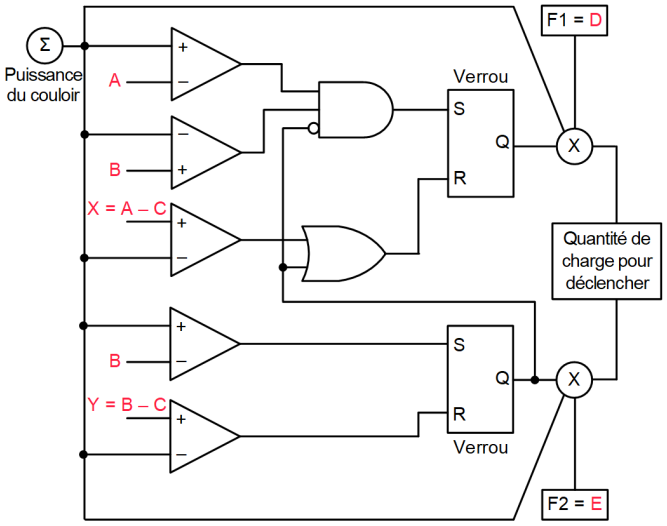

Fig. 14. Logique de calcul du délestage de charge pour le schéma de chute de tension 230 kV V_S.

TABLEAU II
DEFINITION DE LA VARIABLE DE LA LOGIQUE D'OPERATION

Variable	Définition
A	Niveau 1 - Flux de puissance (MW)
B	Niveau 2 - Flux de puissance (MW)
C	Zone morte (MW) : pour éviter le broutage de la condition d'armement
D	Facteur de délestage 1 (%)
E	Facteur de délestage 2 (%)
F	Temps de mise au repos (cycles)

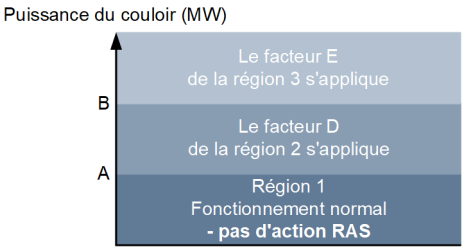

Fig. 15. Régions d'exploitation pour le plan 230 kV.

Une fois que l'algorithme de délestage est armé et que la quantité de charges à délester est déterminée, le contrôleur du RAS attend un signal de déclenchement de détection d'aléa approprié avant d'émettre un signal de déclenchement. Le signal de déclenchement pour chaque aléa de chute de tension est l'ouverture de la ligne qui entraînera une instabilité de tension. Ce déclenchement est généré par le détecteur de ligne ouverte (OLDA). La Fig. 16 montre la logique de déclenchement associée à cet aléa. Les études du réseau électrique montrent que la perte de l'une quelconque des quatre lignes entraîne une instabilité de la tension au Panama, car le transfert de flux de puissance réelle sur le couloir dépasse la marge de stabilité de la courbe PV. Si une condition de ligne ouverte est détectée pour un aléa donné alors que l'algorithme de délestage est armé avec une quantité de charge à délester, le contrôleur du RAS émet un signal de déclenchement pour déclencher les charges appropriées dans le réseau du Panama.

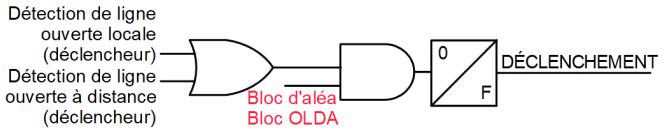

Fig. 16. Logique de détection de ligne ouverte à partir des deux extrémités de la ligne.

D. Logique de délestage de charge

Chaque aléa présente un déclencheur associé et une quantité de charges à délester. Les charges sont présélectionnées pour chaque aléa à l'aide des informations du système SCADA de la compagnie de distribution. Ces informations permettent de sélectionner de manière optimale les charges à délester, en choisissant juste la bonne quantité de charges à délester et en évitant de sélectionner des charges qui pourraient ne pas être suffisantes si aucune donnée en temps réel n'est utilisée. Si les informations SCADA ne sont pas disponibles pour une charge individuelle, plusieurs autres charges sont disponibles pour le plan. Si les communications SCADA avec les charges ne permettent pas de signaler toutes les charges parce que le SCADA de la société de distribution a été perdu, un tableau considérant des réglages conservateurs (ou des charges minimales dans le pire des cas) est utilisé. Notez que la même charge peut être présélectionnée pour plusieurs aléas. Les contrôleurs exécutent la logique de délestage toutes les quatre millisecondes. Ce taux d'exécution permet un calcul très rapide et continu pour mettre à jour l'écran de visualisation du délestage et la logique. Cette approche est connue sous le nom de « multisélecteur » (crosspoint switch), qui met en relation les aléas avec les charges correspondantes à délester. Voir la Fig. 17.

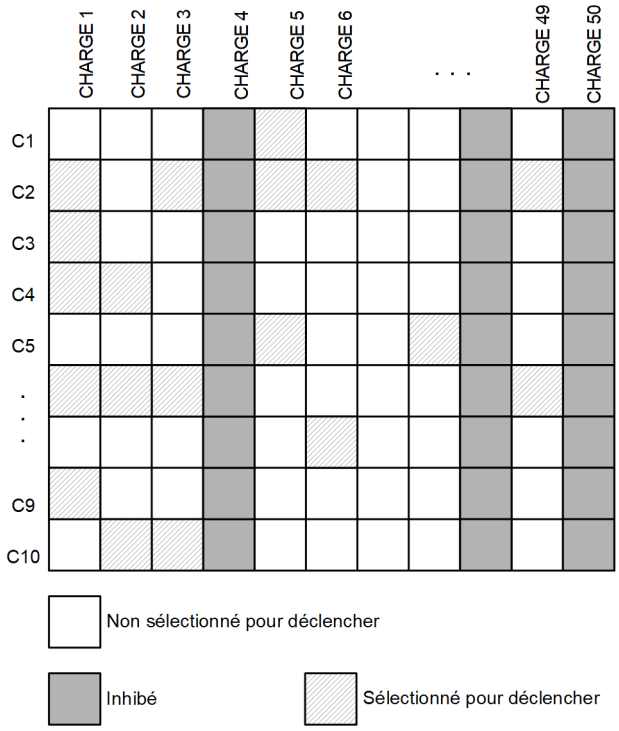

Fig. 17. Écran de croisement, aléa versus charge à délester.

V. VALIDATION DU SYSTEME ET RESULTATS SUR LE TERRAIN

Une partie très importante du développement des RAS est le test de validation du système. Le système de RAS conçu et développé (contrôleurs et tous les équipements impliqués) doit être testé avant la mise en service sur le terrain. La validation est effectuée à l'aide d'un simulateur numérique en temps réel. Les simulations en temps réel permettent de connecter des équipements externes à la simulation et d'échanger des informations entre eux ; c'est ce qu'on appelle les tests de matériel dans la boucle (HIL). Les tests de HIL consistent à développer plusieurs simulations en temps réel sur un modèle réduit du réseau électrique du Panama. Un aléa peut être simulé plusieurs fois sous différents scénarios et conditions afin de valider la réponse correcte du contrôleur et de l'ensemble du système de RAS à chaque test.

Le développement de ce type de tests permet de trouver des conditions qui n'ont pas été prises en compte lors de la conception initiale, et permet de les ajuster avant les travaux de mise en service. Cela réduit également le temps de mise en service sur le site, car la plupart des améliorations possibles sont effectuées en laboratoire. Ces résultats peuvent inclure des erreurs dans la logique du système ou dans les modèles de réseau de l'utilisateur final. À la fin de ces tests de validation, le résultat est un système de RAS de haute qualité et un processus de mise en service sur le terrain beaucoup plus facile.

VI. Conclusion

La mise en œuvre d'un schéma du RAS de chute de tension a présenté plusieurs défis, notamment :

- Une simulation extensive pour différents scénarios et conditions du réseau électrique.
- Un examen de plusieurs évènements précédents pour tirer des enseignements des performances du système.
- Une modélisation appropriée lorsque cela est possible et de bons critères pour les hypothèses lorsqu'il n'y a pas assez de données.
- Une ingénierie détaillée et une conception interphase coordonnées entre les différentes parties prenantes, comme les sociétés de transport, de production et de distribution, les centres de commande et les personnes ayant des spécialités différentes, comme les ingénieurs en protection, en automatisation et en communication.
- Une utilisation d'une infrastructure fiable de communication à grande échelle.
- Une évaluation périodique des changements de topologie et de répartition.
- Une détermination des facteurs de maintenance lorsque les réglages ou le fonctionnement doivent être adaptés lors de la maintenance planifiée ou non planifiée des lignes.

Les solutions présentées comprennent le délestage de charge qui s'adapte automatiquement au flux de puissance sur le couloir de transport et à la production ; la logique de sélection de charges automatisée ; les IHM qui permettent de visualiser la charge à délester ; et d'autres caractéristiques. Les schémas comprennent plusieurs caractéristiques pour augmenter la fiabilité, comme la redondance, la supervision de canal, la supervision de détection, etc.

L'équipe du projet évalue les améliorations futures possibles, telles que le développement d'une méthodologie automatisée d'étude du réseau électrique hors ligne permettant une analyse plus rapide des scénarios futurs ou des cas de maintenance. Un autre domaine de recherche est l'utilisation d'un modèle réduit de réseau électrique pour incorporer l'analyse de la courbe PV en temps réel dans le contrôleur du RAS afin d'adapter automatiquement les conditions de flux de puissance d'armement et les facteurs de délestage.

ETESA - CND obtiennent les avantages suivants après la mise en œuvre du système.

- Augmentation de la limite de transfert de puissance de l'ouest vers le centre de charge à l'est.
- Coûts d'exploitation moindres grâce à l'utilisation d'une plus grande quantité d'hydroélectricité provenant de l'ouest par rapport aux sources thermiques ; moins d'émissions de carbone.
- Optimisation du fonctionnement des ressources éoliennes et solaires connectées au poste électrique ECO, car la limite du schéma du RAS a modifié le point de référence du couloir de transport, en fonction de l'aléa, ce qui permet d'augmenter la puissance sur ce nœud.
- Amélioration de la fiabilité du système, en réduisant considérablement la possibilité de pannes de courant du réseau et en augmentant la marge de sécurité par rapport aux limites de la courbe PV, et moins de probabilité de développer des problèmes de rétablissement lent de la tension.
- Optimisation du délestage grâce à l'incorporation des informations des sociétés de distribution en temps réel.

VII. References

[1] Y. Gong, N. Schulz, et A. Guzmán, « Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index, » (Indice de stabilité de la tension en temps réel basé sur synchrophaseur) compte rendu de la 32e conférence annuelle Western Protective Relay, Spokane, WA, octobre 2005.

[2] IEEE Power Engineering Society, comité des relais de réseau électrique, groupe de travail C-13, sous-comité de protection du système, « Undervoltage Load-Shedding Protection » (Protection du délestage de charge sous-tension).

[3] Document de référence technique du NERC. « Dynamic Load Modeling » (Modélisation dynamique de la charge), décembre 2016. Disponible : nerc.com/comm/PC/LoadModelingTask ForceDL/Dynamic%20Load%20Modeling%20Tech%20Ref%202016-11-14%20-%20FINAL.PDF.

VIII. Biographies

Alonso Castillo est le responsable du soutien technique du National Dispatch Center (Centre national de répartition). Il a obtenu un diplôme d'ingénieur en électronique à l'Universidad Católica Santa María la Antigua et une maîtrise en administration des affaires avec spécialisation en gestion stratégique à l'Université interaméricaine de Panama. Il a rejoint l'Institut des ressources hydrauliques et de l'électrification en 1986 dans le département des communications, dans le domaine des infrastructures de communication par microondes et du service vocal PABX. Depuis 1989, M. Alonso fait partie du National Dispatch Center avec des missions et des responsabilités concernant le matériel de télésurveillance et acquisition de données (SCADA). Il travaille sur le matériel qui structure et met en œuvre le système de surveillance à grande échelle (WAMS) et l'intègre rapidement au système SCADA. Il travaille également sur les transporteurs de lignes électriques (PLC) intercommuniquant avec des canaux multiplexés de fibres optiques pour former un plan de protection supplémentaire pour l'interconnexion internationale. Alonso participe en tant que leader à la mise en œuvre d'un plan de protection spécial (SPS) pour le système national interconnecté du Panama : Système de protection spécial avec mesures correctives (SPEAR).

Rodrigo Palacios est l'analyste des études de réseau de la section de planification à moyen et long terme du Centro Nacional de Despacho (Centre national de répartition ou CND) du Panama. Il est diplômé de l'Université technologique du Panama où il a obtenu le titre d'ingénieur en électromécanique en 2014. Au sein du CND, il a débuté comme opérateur du réseau national en temps réel. En 2017, il a commencé à travailler dans le département des études à moyen et long terme, et il a de l'expérience dans le développement d'études en régime permanent, de stabilité de tension et d'analyses dynamiques et transitoires. Dans le cadre du projet SPEAR, il a fait partie du personnel représentant la gestion des opérations dans l'élaboration de la base de données et le suivi du développement de la consultance, participant aux essais de réception en usine et aux tests de mise en œuvre sur site.

Aaron Esparza est ingénieur de projet dans le département des systèmes de protection spéciaux pour Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) au Mexique. Il a obtenu une maîtrise et un doctorat en génie électrique de l'Université autonome de San Luis Potosí, San Luis Potosí, Mexique, respectivement en 2013 et 2018. Ses recherches portent sur les modèles et les simulations de réseau électrique, la protection sur une grande échelle et les applications de contrôle.

Ulises Torres est le chef de groupe dans le département des systèmes de protection spéciaux pour Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) au Mexique. Il a obtenu un diplôme d'ingénieur électricien de l'Institut national polytechnique du Mexique en 2011 et étudie actuellement pour un diplôme de maîtrise en réseaux électriques à l'Université autonome de San Luis Potosí. En 2012, il a rejoint SEL, où il a occupé les fonctions d'ingénieur chargé des essais de réception en usine, d'ingénieur de service sur le terrain et d'ingénieur chargé des études sur le réseau électrique. Il a dirigé de multiples projets de protection et de contrôle. En 2016, il a rejoint le domaine des systèmes de protection spéciaux, participant à la création, au développement et à la mise en œuvre de multiples plans de mesures correctives. Il a participé aux études de stabilité du réseau électrique panaméen (CND-ETESA) et a dirigé le développement et la mise en œuvre du plan de mesures correctives du Panama.

Jean León Eternod est le directeur de la technologique de Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) au Mexique. Avant de rejoindre SEL en 1998, il a travaillé pour le bureau d'études des réseaux électriques de la Comisión Federal de Electricidad (commission fédérale d'électricité ou CFE) dans la gestion d'entreprise de protection et de contrôle. Pendant qu'il était chez CFE de 1991 à 1998, il a travaillé sur des schémas de protection de réseau étendu, sur des études de déclenchement et de réenclenchement unipolaire et sur la validation de la base de données pour la simulation de court-circuit, de flux de charge et de dynamique, y compris la validation de modèles de générateur et de contrôle pour la plupart des générateurs de CFE. Il a obtenu son BSEE à l'Université nationale autonome du Mexique (UNAM), où il a également suivi des cours de troisième cycle sur les réseaux électriques. Il a reçu une formation en simulation de réseau électrique de Power Technologies, Inc. Il a rédigé de nombreux documents techniques sur les thèmes de la protection de réseau électrique, de la simulation et des applications de protection et de contrôle à grande échelle.

© 2021 par ETESA – CND et Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
Tous droits réservés.
20211020 • TP7024-01