

Mise en œuvre d'un plan de mesures correctives modulaires à l'échelle nationale en Uruguay

Julián Malcón et Nicolás Yedrzejewski
Usinas y Trasmisiones Eléctricas

Ashok Balasubramanian, Rameez Syed et Sai Krishna Raghupathula
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

*Systèmes de protection de zones et de contrôle étendus : Une collection de
documents techniques représentant des solutions modernes, 2017*

Présenté précédemment lors de la
3e conférence annuelle PAC World Americas, août 2016

Édition précédente révisée publiée en octobre 2015

Présenté à l'origine lors de la
42e conférence annuelle Western Protective Relay (WPRC), octobre 2015

Traduit en français en mars 2022

Mise en œuvre d'un plan de mesures correctives modulaires à l'échelle nationale en Uruguay

Julián Malcón et Nicolás Yedrzejewski, *Usinas y Trasmisiones Eléctricas*

Ashok Balasubramanian, Rameez Syed et Sai Krishna Raghupathula, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Résumé - Ce document présente un plan de mesures correctives (RAS) mis en œuvre à l'échelle nationale chez Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en Uruguay. Lorsqu'un seul aléa ou plusieurs aléas étroitement synchronisés se produisent, le RAS protège le réseau électrique contre les dommages thermiques aux lignes, la chute de tension, le déséquilibre de charge de la production et les conditions de surtension/sous-tension. Le RAS est composé de six plans différents fonctionnant indépendamment et, dans certains cas, simultanément pour calculer les états du réseau électrique et définir les mesures correctives. Les constantes de gain définies par l'opérateur et les priorités de zone sont utilisées pour calculer respectivement la quantité et l'emplacement de la charge à délester. Des modules de commande supplémentaires, tels que la neutralisation de l'échange de puissance au Brésil, sont utilisés pour réduire la quantité de délestage. Le module de délestage de ligne empêche les oscillations de puissance sur les interconnexions entre l'Uruguay et l'Argentine. Le module de compensation de puissance réactive après le délestage améliore le profil de tension du réseau et élimine les éventuelles surcharges qui pourraient encore exister dans le réseau.

I. CONTEXTE

A. Réseau électrique uruguayen

Le réseau électrique uruguayen est connecté aux maillages électriques argentin et brésilien aux frontières nord-ouest et nord-est. Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) est une entreprise publique qui régit la plupart des activités de production et de transport en Uruguay. Le réseau de transport est constitué de lignes de transport de 500 kV et de 150 kV. Le réseau électrique uruguayen dépend fortement de son interconnexion de 500 kV avec le maillage électrique argentin. Le réseau électrique uruguayen à 50 Hz est relié au réseau électrique brésilien à 60 Hz au moyen de deux stations de conversion. La Fig. 1 montre une carte du réseau électrique d'UTE, identifiant les lignes de transport et les postes électriques de 500 kV et 150 kV. Le réseau électrique d'UTE est relié à l'Argentine par les postes électriques de Salto Grande et San Javier (500 kV) et au Brésil par les postes électriques de Rivera (230 kV) et Melo (500 kV).

La demande de pointe d'environ 1 900 MW se produit généralement pendant les mois d'hiver. Pour répondre à la demande de plus en plus élevée pendant les années sèches, l'Uruguay dépend de l'électricité importée d'Argentine. Le nombre d'années sèches a considérablement augmenté au cours de la dernière décennie. La construction de lignes de transport et de centrales supplémentaires pour répondre à la

demande saisonnière est coûteuse. UTE doit donc faire fonctionner les équipements installés et existants plus près de leurs limites de fonctionnement à des niveaux d'utilisation élevés. Ces réseaux électriques fortement sollicités présentent un problème inhérent d'oscillations croissantes résultant d'un événement unique, conduisant finalement à des pannes complètes ou partielles du réseau.

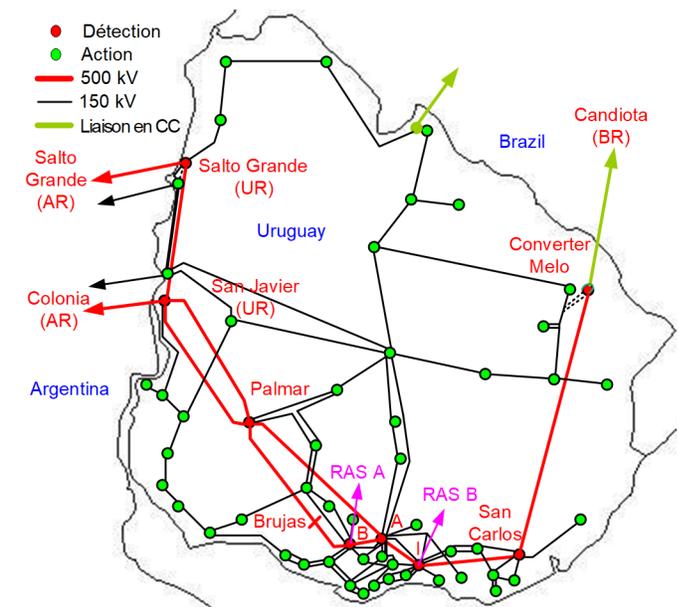


Fig. 1. Le maillage du réseau électrique d'UTE 500 kV/150 kV

Il est nécessaire de mettre en place un plan de mesures correctives (RAS) rapides à l'échelle du système et basées sur les aléas, qui peut détecter les événements et prendre des mesures correctives en quelques millisecondes. Parmi les principales caractéristiques requises, citons la rapidité de fonctionnement, la sécurité, la sûreté de fonctionnement, l'extensibilité, la fiabilité et la capacité d'analyse après événement.

B. Historique

Le RAS devient une solution nécessaire et rentable lorsque le réseau électrique par lui-même n'est pas capable de se rétablir après une défaillance. La capacité de transfert de puissance dans le maillage électrique de l'ouest des États-Unis a presque doublé avec un RAS en place [1]. Le RAS remédie à des conditions préjudiciables sur des réseaux plus importants

et protège les réseaux électriques contre des problèmes supplémentaires qui pourraient apparaître.

L'UTE a étudié plusieurs plans correctifs pour atténuer les pannes de réseau. Les plans existants dans les maillages de réseau voisins reposent sur le délestage de générateur (GS) pour atténuer la perte des actifs à haute tension. L'UTE n'avait pas la possibilité de délester les ressources de production limitées disponibles. Compte tenu de la faible capacité d'amortissement du réseau électrique d'UTE, tout délestage de générateur supplémentaire en tant que mesure corrective aggrave, dans la plupart des cas, la stabilité du réseau. Les systèmes de délestage basés sur la sous-fréquence ont des temps de réponse lents et délestent généralement plus de charges que nécessaire.

Le RAS discuté repose sur un délestage de charge précis pour équilibrer la production et la charge et pour atténuer la surcharge du réseau et la chute de tension. Le RAS installé remplace un système de délestage à réponse lente, limité et non redondant. L'ancien système était limité dans le sens où ses réponses se limitaient à un petit nombre de conditions et de zones géographiques. La zone d'influence de l'ancien système ne correspondait pas aux besoins croissants du réseau. L'ancien système n'était pas adaptatif et ne tenait pas compte de l'état du réseau électrique existant et du transfert de puissance entre l'UTE et les maillages de réseau voisins, qui sont deux facteurs importants pour déterminer le niveau d'assainissement.

L'ancien système ne s'adaptant pas aux changements de configuration du réseau électrique, de petits changements dans les opérations du réseau électrique (par exemple, la mise hors service d'une ligne pour maintenance ou réparation) exigeaient une réduction drastique des flux de puissance sur la voie surveillée. L'ancien système n'incluait pas d'autres mesures correctives telles que la compensation de puissance réactive et les mesures de neutralisation de la demande de puissance de l'interconnexion brésilienne. La fiabilité, les vitesses de fonctionnement rapides et l'extensibilité du réseau étaient quelques-unes des caractéristiques qui faisaient défaut à l'ancien système.

Le RAS nouvellement installé peut surveiller une grande diversité de données provenant de sites dispersés. La caractéristique de sélection de modules et de définition des paramètres du RAS le rendent très flexible pour une expansion future. La conception du RAS permet des modifications faciles pour tenir compte des nouvelles découvertes liées à la réponse et au fonctionnement de la stabilité du réseau. Avec une dorsale de communication robuste en place, le RAS peut rapidement prendre en compte les changements d'état du réseau électrique, surveiller en permanence l'état des couloirs d'échange de puissance et prendre des décisions qui permettent une utilisation optimale du réseau électrique. Le RAS prend également en compte les entrées de l'opérateur, telles que les priorités de charge, les inhibitions de délestage et d'autres définitions de système, telles que la sélection d'équipements critiques, ce qui permet la maintenance de routine des équipements sans réduire les niveaux de flux de puissance sur la voie surveillée. Les commandes auxiliaires

après le délestage, tels que la compensation réactive, le contrôle de tension, la neutralisation de l'échange de puissance de l'interconnexion brésilienne et un système correctif de secours de la sous-fréquence sont des caractéristiques supplémentaires du RAS qui manquaient à l'ancien système. Le nouveau système est redondant et offre des niveaux de disponibilité plus élevés.

II. EXIGENCES DU RAS

A. Exigences en matière de délais

Le temps de réponse requis par le RAS pour éviter la surcharge thermique des équipements due à la panne de certains actifs critiques est de l'ordre de quelques minutes. Certains aléas nécessitent une remédiation pour la stabilité de la tension et de la fréquence. Les temps de réponse requis pour ces aléas sont beaucoup plus rapides.

Lorsque le temps de détection de défaut, le temps de communication, les temps de réponse des équipements de terrain et les autres délais de communication, il reste au RAS moins de 20 millisecondes de temps de fonctionnement. Le temps de débit total montré dans le Tableau I est le temps total mesuré à partir de l'affirmation d'une entrée dans le module d'entrée/sortie (E/S) du RAS au processeur frontal (FEP) envoyant des signaux de commande. Bien que le RAS ait la capacité de traiter les signaux de détection plus rapidement, le processus est délibérément retardé pour différencier les aléas à événement unique et à événements multiples. L'expérience a montré qu'un événement unique peut se transformer en un événement multiple alors que le RAS répond déjà au premier aléa. Si le traitement de l'événement initial n'est pas retardé (de quelques millisecondes), cela pourrait entraîner un déclenchement excessif de la charge.

TABLEAU I
EXIGENCES DE TEMPORISATION DU RAS

Article	Temps de traitement (ms)
Antirebond d'entrée du module d'E/S	2
Communication entre le module d'E/S et le FEP	4
Communication entre le FEP et l'unité centrale (CPU) du RAS	4
Temps de traitement du RAS	2
Communication entre RAS et FEP	4
Temps total	< 16

Les communications entre les postes électriques du RAS et les postes électriques distants sont séparées par plusieurs centaines de kilomètres, et le temps d'ouverture du disjoncteur ajoute une latence supplémentaire. Des études de simulation dynamique ont montré qu'un temps total d'élimination aller-retour de moins de 200 millisecondes à partir de l'aléa est nécessaire pour maintenir la stabilité du réseau électrique. Comme le niveau de délestage effectué est ajusté en fonction des capacités de neutralisation du transfert de puissance sur l'interconnexion brésilienne, des temps de réponse plus

rapides, semblables à ceux du délestage initial, sont nécessaires pour les signaux de commande du convertisseur. Les modules auxiliaires tels que la compensation de puissance réactive et le délestage supplémentaire ont des temps de réponse typiques de l'ordre de quelques secondes.

B. Détection d'aléa et mesures correctives

L'état des lignes de transport de 500 kV et des transformateurs de poste électrique de 500 kV est surveillé à grande vitesse. Le suivi des contacts d'état du disjoncteur (52a ou 52b) pour la déclaration d'une ligne ouverte nécessite plusieurs modifications du schéma de câblage du disjoncteur existant. De plus, les contacts auxiliaires du disjoncteur existant sont sujets à des défaillances mécaniques. Pour éviter les erreurs de détection, la perte d'une ligne de transport de 500 kV est détectée par un algorithme de détection de ligne ouverte (OLDA) programmé dans les contrôleurs périphériques désignés comme équipements de détection. L'OLDA utilise les courants et les tensions pour surveiller l'état de la ligne de 500 kV et déclare une ligne ouverte. Grâce à plusieurs vérifications de sécurité inhérente, il fait également la différence entre l'ouverture de l'extrémité locale ou de l'extrémité distante d'une ligne.

Il est nécessaire de surveiller l'état des lignes critiques et/ou d'autres équipements pour déclarer un événement dans le réseau électrique. La Tableau II liste les équipements de 500 kV surveillés par le RAS et le numéro d'évènement associé.

TABLEAU II
ÉVÈNEMENTS DU RAS

Évènement	Description
E1	Ligne Palmar - Brujas
E2	Ligne Brujas - Montevideo B
E3	Ligne Palmar - Montevideo A
E4	Ligne San Javier - Palmar1
E5	Ligne San Javier - Palmar2
E6	Ligne San Javier - Colonia Elia
E7	Ligne San Javier - Salto Grande
E8	Ligne Salto Grande Uruguay - Salto Grande Argentine
E9	Ligne Montevideo A - Montevideo B
E10	Ligne Montevideo A - Montevideo I
E11	Ligne Montevideo I - San Carlos
E12	Ligne San Carlos - Melo
E13	Poste de conversion à Melo
E14	Transformateur 500 kV/150 kV à San Carlos

Tout événement du réseau électrique pour lequel une mesure corrective est nécessaire est défini comme un aléa. Un aléa peut être un aléa à événement unique comme l'évènement E8 ou un aléa à événements multiples comme les événements E2 et E3. Les combinaisons possibles d'aléas dans le RAS sont définies par l'utilisateur comme expliqué dans la section IV.

Le RAS répond à de multiples aléas simultanés et étroitement synchronisés. Les actions de contrôle RAS sont classées comme suit :

- Délestage rapide pour éviter la chute de tension, éliminer les conditions de surcharge des équipements critiques ou corriger le déséquilibre production-charge.
- Commandes de transfert de puissance pour le retour, l'augmentation ou la déconnexion du poste de conversion de puissance 50 Hz/60 Hz afin de réguler le flux de puissance vers et depuis le Brésil.
- Compensation de puissance réactive pour éviter les conditions de surtension après un délestage rapide. La puissance réactive est réduite en déconnectant les batteries de condensateurs dans certains postes électriques.
- Délestage lent pour éliminer les surcharges qui pourraient rester dans le système après un délestage rapide en raison d'une perte de production indésirable ou d'une action non exécutée.
- Déconnexion automatique de certaines lignes de 150 kV après un délestage rapide pour certains états du réseau électrique afin de déconnecter les réseaux électriques uruguayen et argentin.
- Un système de délestage de secours décentralisé en sous-fréquence qui comporte cinq niveaux, f0-df/dt, f1, f2, f3 et f4.

III. ARCHITECTURE DU SYSTEME

La Fig. 2 montre l'architecture globale du RAS. RAS A et RAS B sont des systèmes primaires doubles, et les deux contrôleurs du RAS fonctionnent à tout moment. La dorsale de communication du système de RAS est basée sur un réseau de hiérarchie numérique synchrone (SDH) sur un câble à fibre optique. Des multiplexeurs SDH sont installés dans les postes électriques du RAS, les postes électriques de détection et les postes électriques d'action. Ethernet over SDH est utilisé comme interface pour les communications. Chaque système de RAS (A et B) se compose d'un contrôleur de mesures correctives (RAC), d'un processeur frontal (FEP), d'une passerelle (GTS) de télésurveillance et acquisition de données (SCADA), d'un système d'interface homme-machine (IHM), de processeurs vectoriels de synchrophaseurs (SVP), de modules E/S et de commutateurs Ethernet gérés.

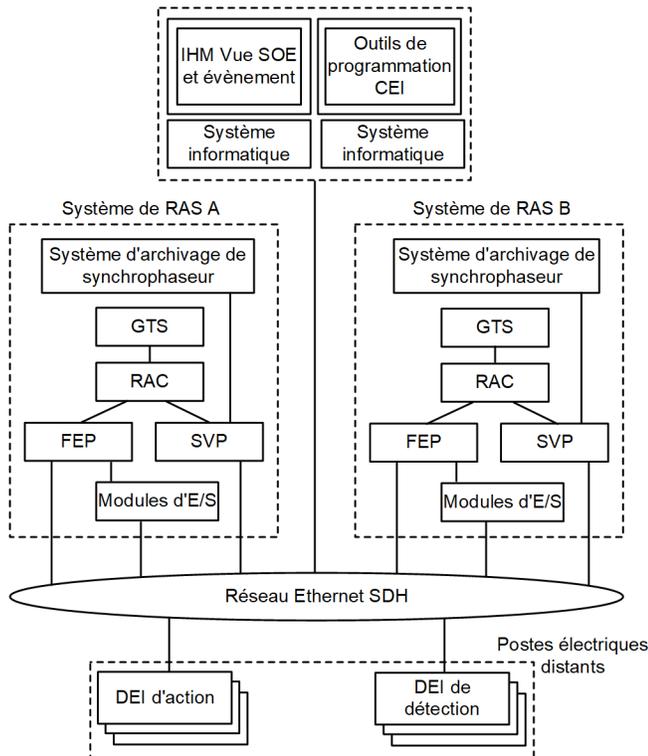


Fig. 2. Aperçu de l'architecture du système de RAS

Les équipements de détection et d'action sur le terrain servent d'unités de mesure de phaseur (PMU), qui transmettent les données requises par le RAS au SVP en utilisant le protocole de synchrophaseur C37.118. Le SVP recueille les informations du réseau électrique telles que les données analogiques, la position des disjoncteurs et les conditions de mise hors service et transmet les données au RAC pour traitement. Le GTS agit comme un lien de passerelle de protocole de communications entre centres de contrôle (ICCP CEI 60870-6/TASE.2) entre le RAS et le centre de commande de répartition d'UTE. Ces passerelles servent de source secondaire et redondante de données pour le RAC. L'état de santé du RAS et d'autres informations de diagnostic du RAS sont transmis au SCADA de l'UTE par l'intermédiaire d'ICCP. Toutes les données à grande vitesse, telles que la détection des aléas et les mesures correctives, sont transmises à l'aide du protocole GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event, en français événement générique de poste électrique orientée objet) de la norme CEI 61850. Dans chaque panneau du RAS, un ordinateur durci du poste électrique fournit une IHM, une visualisation de la séquence des événements (SOE) et une capacité de visualisation du rapport d'évènement (oscillographique). Tous les protocoles GOOSE de la couche 2 de l'OSI et de la couche 3 de l'OSI (C37.118, ICCP, FTP et Telnet) sont communiqués sur le réseau SDH.

Toutes les données de mesure du synchrophaseur sont archivées. L'archivage permet à l'UTE d'enquêter sur les événements du réseau électrique et d'analyser le comportement du réseau électrique. Le taux d'échantillonnage élevé des données archivées du synchrophaseur ouvre également des possibilités d'analyse des petits signaux pour surveiller la stabilité du réseau.

A. Gestion des réglages de communication du DEI

L'architecture de communication étendue du RAS comprend jusqu'à 50 postes électriques distants. Chaque poste électrique dispose d'au moins un dispositif électronique intelligent (DEI) d'action et d'un ou plusieurs DEI de détection en fonction de l'emplacement. Gérer les réglages et les maintenir cohérents pour une application critique telle que le RAS avec environ 200 DEI d'action et de détection peut être un défi.

La philosophie de gestion des réglages mis en œuvre permet de régler les DEI du poste électrique de manière efficace et cohérente. La philosophie de gestion des réglages mis en œuvre dans le RAS s'appuie fortement sur la traduction d'adresses réseau (NAT) et les traductions du réseau local virtuel (VLAN). Selon le type d'équipements, tous les DEI des postes électriques sont configurés avec les mêmes réglages, y compris l'adressage du protocole Internet (IP).

Par exemple, tous les DEI d'action auront toujours une adresse IP B.0.0.90/24 et des réglages du RAS identiques, quel que soit l'emplacement du poste électrique. Le NAT du poste électrique est utilisé par le RAS pour différencier les dispositifs de plusieurs postes électriques. Les pare-feu du poste électrique maintiennent l'adresse IP locale du DEI transparente et exposent le DEI avec l'adresse IP A.B.SEID.90/24 aux autres dispositifs de RAS. A, B et SEID représentent les premier, deuxième et troisième octets de la nomenclature IPV4.

De même, les DEI de tous les postes électriques s'abonneront et publieront des messages GOOSE CEI 61850 sur le même ID de VLAN. En raison de la congestion du réseau, il n'est pas recommandé d'envoyer plusieurs messages GOOSE CEI 61850 sur un grand réseau par l'intermédiaire du même VLAN. La traduction des étiquettes du VLAN par un commutateur Ethernet géré est utilisée pour gérer efficacement le poste électrique interne et les étiquettes du VLAN du réseau SDH externe. L'utilisation de réglages d'abonnement et de publication cohérents sur le même VLAN GOOSE permet d'utiliser des paramètres de gestion de réseau cohérents pour les ingénieurs d'automatisation du poste électrique. Ces traductions simplifient les réglages des DEI et assurent une sécurité du réseau améliorée. La Tableau III montre l'adressage IP utilisé pour les équipements du RAS dans chaque poste électrique, où SEID représente le numéro d'identification unique du poste électrique.

TABLEAU III
SCHEMA DE NAT DU POSTE ELECTRIQUE DE TRANSPORT

Type d'équipements	Adresse locale	Adresse de réseau étendu (WAN)
DEI d'action	B.0.0.90	A.B.[SEID].90
DEI de détection 1	B.0.0.91	A.B.[SEID].91
DEI de détection 2	B.0.0.92	A.B.[SEID].92
DEI de détection 3	B.0.0.93	A.B.[SEID].93
DEI de détection 4	B.0.0.94	A.B.[SEID].94
DEI de détection 5	B.0.0.95	A.B.[SEID].95

La Fig. 3 représente le schéma de traduction du réseau local virtuel (VLAN) du RAS pour deux postes électriques distants. Sur le commutateur Ethernet du poste électrique pour le mappage du VLAN, les paquets PVID du RAS spécifiés (3000 + SEID, 3500 + SEID) sont mappés sur le PVID du poste électrique spécifié (3901, 3902) lorsqu'ils entrent dans le port. Le mappage symétrique vers le PVID du RAS se produit lorsque le paquet sort du port.

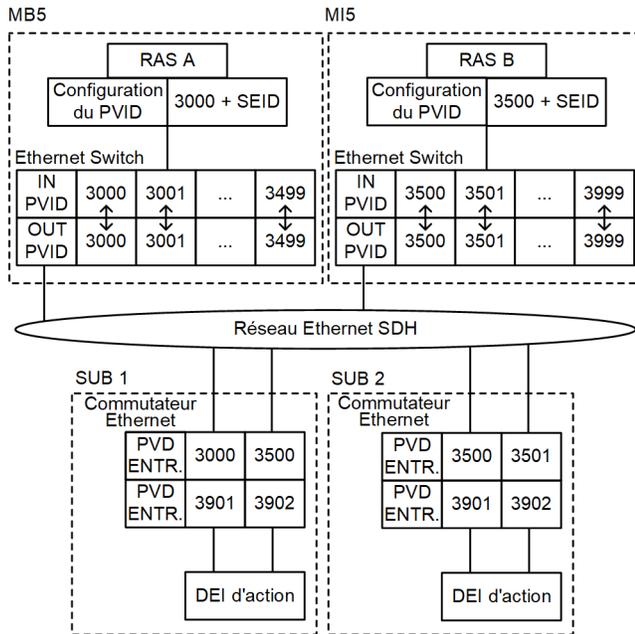


Fig. 3. Schéma de traduction de VLAN

B. Conception robuste du RAS

Tous les dispositifs matériels montrés sur la Fig. 3 sont des équipements durcis du poste électrique de classe de protection, avec une plage de température étendue, une résistance aux chocs, une immunité électromagnétique et des capacités de décharge statique. Il existe un faible risque de défaillance des équipements en raison de l'accumulation de poussière ; par conséquent, il n'y a pas de ventilateur ou de disque dur en rotation dans les DEI et les contrôleurs.

Un système de RAS d'UTE primaire double est un système redondant où les deux contrôleurs recueillent les E/S, effectuent des calculs et prennent des décisions à tout moment. D'autres architectures redondantes basées sur le temps de basculement entre les sources primaires et secondaires nécessitent un délai de basculement entre les deux systèmes. Les deux contrôleurs du RAS sont situés dans des postes électriques 500 kV différentes, MI5 et MB5. La conception redondante est établie de telle sorte que tous les dispositifs de contrôle critiques sont dupliqués dans les deux postes électriques principaux, créant ainsi deux systèmes capables de fonctionner indépendamment l'un de l'autre. Le RAS utilise des connexions de communication double Ethernet pour éliminer tous les points de défaillance uniques dans la communication entre les postes électriques distants et les postes électriques du RAS. Il faudrait deux défaillances matérielles simultanées ou deux défaillances de processus simultanées pour désactiver et empêcher les opérations [2]. La

diversité des voies dans le réseau SDH élimine la perte des communications due à une défaillance d'un point unique.

L'algorithme de contrôle principal réside sur un RAC embarqué. L'algorithme est programmé à l'aide du langage de programmation CEI 61131. Les compteurs de surveillance implémentés sur tous les DEI programmables détectent les défaillances de communication. Toutes les données utilisées par les contrôleurs sont vérifiées pour détecter les conditions hors limites. Le RAS est configuré pour rejeter automatiquement les mauvaises données et resélectionner les bonnes données disponibles ou, dans certains cas, adopter par défaut une valeur plus conservatrice.

IV. ALGORITHME DU RAS

L'algorithme du RAS conçu et spécifié par l'UTE calcule dynamiquement la charge à délester en fonction de l'état du réseau électrique et des points de consigne prédéfinis. Les paramètres de définition du système pour le RAS sont définis par les ingénieurs d'exploitation. Les données nécessaires au fonctionnement du RAS proviennent des équipements sur le terrain et du système SCADA de l'UTE. Pour rendre le RAS flexible, fiable, rapide et efficace, la logique du RAS comporte quatre parties : sélection de modules et définition de paramètre, traitement et acquisition des données, calculs des algorithmes du RAS et contrôles auxiliaires. La Fig. 4 montre un aperçu de l'algorithme du RAS.

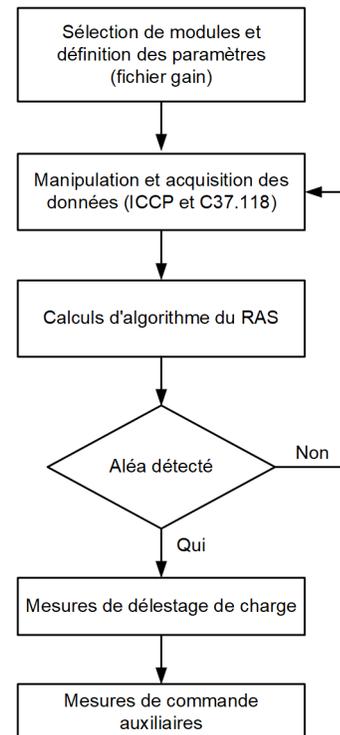


Fig. 4. Diagramme de l'aperçu de l'algorithme du RAS

A. Sélection de modules et définitions de paramètre

La conception du RAS d'UTE permet à l'opérateur de définir et de contrôler le type de remédiation. Les ingénieurs du centre de commande de répartition peuvent définir l'étendue, la zone géographique et le niveau des mesures

correctives. Les définitions varient en fonction du fonctionnement quotidien du réseau électrique. Cependant, le niveau de remédiation requis dépend de la gravité de l'évènement du réseau électrique et de la demande de charge actuelle. Un évènement dans le réseau électrique dû à la perte d'une ligne ou d'un transformateur de 500 kV est identifié comme un évènement E (Tableau II). Les aléas identifiés comme C nécessitent des mesures correctives. Le RAS d'UTE intègre 32 évènements et permet de définir jusqu'à 64 aléas.

Le RAS d'UTE permet aux ingénieurs de définir les aléas et le module de mesure corrective à exécuter pour chaque aléa dans un format tabulaire identifié comme un fichier RAS. Le fichier RAS est une combinaison de plusieurs tableaux de gains, conservés au format CSV (comma-separated variable). L'outil de suivi automatique des erreurs dans le fichier RAS empêche l'utilisateur de saisir des valeurs erronées. Le fichier RAS au format CSV est converti en format binaire, puis chargé dans le contrôleur pour d'autres calculs. Les aléas nécessitant des mesures correctives sont définis comme des éventualités à évènement unique ou multiple dans le tableau des gains pour la définition des aléas. Chaque module RAS d'UTE remédie à un type différent de problèmes de stabilité du réseau électrique et comporte différents types d'actions. Les modules de l'algorithme du RAS pour chaque aléa sont définis dans le Tableau IV.

TABLEAU IV
EXEMPLE DE SELECTION DE MODULES

Module	Aléas						
	C1	C2	C3	C4	C5	...	C64
Délestage de charge - Module 1	1	0	0	1	1	...	0
Délestage de charge - Module 2	0	1	0	0	0	...	0
Délestage de charge additionnel	0	0	1	1	0	...	0
Module de compensation réactive 2	0	0	0	0	1	...	0
Neutralisation de l'alimentation électrique du Brésil	1	1	0	1	0	...	1
Délestage de ligne	0	0	0	1	1	...	1

B. Acquisition et traitement de données

Les données nécessaires au fonctionnement du RAS sont collectées à partir des postes électriques distants et du système SCADA central. Ces données peuvent être classées en données à grande vitesse et en données à petite vitesse. Les signaux d'aléa qui déclenchent une mesure corrective sont détectés à grande vitesse. Les informations de comptage telles que les valeurs de puissance réelle, de puissance réactive et de tension nécessaires au calcul du niveau de remédiation ne sont pas nécessaires à grande vitesse. La collecte de toutes les données à grande vitesse nécessiterait une large bande passante pour les communications, ce qui exigerait une infrastructure de communication supplémentaire. De plus, il a été prouvé que la séparation des données en deux vitesses,

l'une grande et l'autre petite, permettait d'obtenir de meilleures performances, tant à grande échelle qu'à petite échelle [3][4][5]. Les données à grande vitesse et à petite vitesse sont multiplexées dans les postes électriques distants et transmises au RAS au moyen du réseau SDH.

1) Données à grande vitesse

Le RAS d'UTE utilise les équipements de téléprotection pour la communication numérique à grande vitesse, comme la détection d'évènement du réseau électrique. Les cartes de transfert de contacts du réseau SDH transfèrent les signaux d'entrée numériques câblés vers le flux de données et transmettent les signaux de détection d'évènements des postes électriques distants aux postes électriques de RAS.

Ces signaux de données SDH sont convertis en signaux de sortie et câblés aux modules E/S du panneau du RAS. Les communications entre les cartes de transfert de contact et les modules d'E/S se font en moins de 20 millisecondes. Le protocole GOOSE CEI 61850 est utilisé pour transmettre les signaux de détection d'aléa des modules d'E/S aux contrôleurs du RAS. Le même protocole est utilisé pour transmettre ensuite les signaux d'action des contrôleurs du RAS au processeur frontal. D'autres calculs, comme la logique de sélection des sorties et la communication nécessaire pour déclencher les signaux de mesure corrective, sont également effectués en moins de 8 millisecondes.

2) Données à petite vitesse

Les données à petite vitesse comprennent les informations provenant du système SCADA et les données recueillies à l'aide du protocole C37.118. Ces données comprennent des données analogiques telles que la puissance active et réactive, l'état de la batterie de condensateurs et les conditions hors service.

Les données C37.118 sont collectées à partir des DEI dédiés au RAS à raison de 50 fois par seconde. Les données C37.118 sont archivées dans les postes électriques du RAS pour des analyses futures. Le processeur vectoriel synchrophaseur (SVP) du panneau du RAS envoie ensuite les données au contrôleur du RAS toutes les 100 millisecondes. Les données sont collectées à partir du système SCADA à deux vitesses différentes. Les données nécessaires au fonctionnement du RAS sont interrogées à un rythme plus rapide (200 millisecondes) et sont configurées pour des rapports non sollicités. Les autres données non critiques, telles que les données analogiques et les informations d'état requises pour l'affichage sur l'IHM, sont interrogées toutes les 2 secondes.

Le RAS traite les données à petite vitesse et calcule les actions pour tous les aléas toutes les 100 millisecondes. Ces actions sont ensuite transmises au multisélecteur (CPS) [4]. Les entrées de détection à grande vitesse sont multipliées par le CPS pour émettre des déclenchements correctifs.

C. Calculs des algorithmes du RAS

Cette section discute des composantes spécifiques de l'algorithme du RAS : sélection et validation des données, état des équipements critiques et du réseau électrique, délestage –

technique du tableau de gain, processus de sélection de charges, CPS – déclenchement de ligne par rapport au déclenchement du poste électrique et aléas multiples et rapprochées.

1) Sélection et validation des données

Toutes les données numériques et analogiques sélectionnées par le RAS pour les calculs sont basées sur leur rapidité et leur fiabilité. Le RAS surveille les communications en cas de défaillance à différents niveaux du réseau et sélectionne les meilleures données disponibles. Les données finales utilisées dans l'algorithme du RAS sont choisies en fonction de leur qualité. La majorité des données sont collectées à partir du SVP et du système SCADA de l'UTE qui servent de sources de données redondantes. La validation des données s'effectue en comparant les deux ensembles de données provenant des deux sources et en s'assurant qu'aucun ne se situe en dehors d'un seuil donné de l'autre. Si les valeurs analogiques de deux sources saines différentes sont à moins de 5 % l'une de l'autre, la valeur moyenne des deux sources est utilisée par le RAS. Si une seule valeur provenant des deux sources également saines dépasse une différence de 5 %, la plus grande valeur est choisie et utilisée par le RAS.

2) État des équipements critiques et du système

Les équipements critiques identifiés comme j sont les lignes de transport de 500 kV/150 kV et les transformateurs importants du réseau électrique d'UTE. Le RAS surveille actuellement 64 équipements critiques. Pendant un aléa (C), certains équipements critiques (j) fonctionnent à un niveau dépassant leurs limites normales de fonctionnement jusqu'à ce qu'une mesure corrective soit prise. Forts de leurs années d'expérience, les ingénieurs d'UTE utilisent des études détaillées de flux de puissance et de simulation dynamique pour sélectionner jusqu'à huit dispositifs critiques pour chaque aléa. La sélection des équipements critiques à surveiller dépend de leur emplacement géographique et de leur connectivité avant et après l'incident avec les équipements hors service qui ont déclenché l'aléa. Le niveau de délestage pour un aléa donné dépendra des niveaux de surcharge totale dans les équipements critiques sélectionnés pour cet aléa. La sélection des équipements critiques pour chaque aléa se fait à l'aide du tableau de sélection des équipements critiques dans le fichier RAS.

La combinaison valide des conditions en service et hors service des équipements critiques converge vers un état du système S. En d'autres termes, l'état du système représente réellement la configuration actuelle du réseau électrique en matière d'équipements critiques. Avec 64 équipements critiques, il existe théoriquement un total 2^{64} (1.8×10^{18} valeurs) d'états du système. Toutes les combinaisons n'étant pas possibles ou valables, le RAS UTE comprend 1 000 définitions d'état du système à l'aide du tableau des états du fichier RAS (par exemple, l'état du système de RAS S1 est défini comme équipement critique J1 hors service et S235 est défini comme J23 et J45 et J63 hors service, dans le tableau des états). L'état actuel du système S est très important pour déterminer le niveau de remédiation.

L'UTE a étudié plusieurs RAS antérieurs pour les calculs de l'état du système. L'approche utilisée dans les RAS précédents définit jusqu'à 1 000 états fixes du système représentant les configurations possibles du réseau électrique, telles qu'enregistrées dans le tableau des états. Le RAS compare les états actuels des équipements critiques sur le terrain avec les combinaisons prédéfinies dans le tableau des états. Avec cette approche, à tout moment, un seul état du système est choisi pour tous les aléas. Si la comparaison du RAS ne converge pas vers un état système prédéfini, un état système par défaut est choisi. Par exemple, s'il existe 32 états possibles du système définis par la combinaison de 9 équipements critiques, la probabilité de trouver l'état exact du système sera de $32/(2^9) = 0.06$. Dans cette condition, le RAS décide de l'état par défaut du réseau électrique. Pour certains aléas, la différence dans les calculs de délestage entre l'état du système par défaut provenant du tableau des états et l'état réel du système basé sur l'état des équipements pourrait conduire à un délestage excessif. Le RAS d'UTE utilise un algorithme de calcul dynamique de l'état du système et calcule un état du système pour chaque aléa au lieu de sélectionner un état du système pour tous les aléas. En fonction de sa situation géographique, chaque aléa possède quelques équipements critiques qui sont plus pertinents que les autres. En ne considérant que les équipements critiques pertinents pour cet aléa particulier, la probabilité de trouver l'état exact du système augmente. Les équipements critiques pertinents pour chaque aléa pour les calculs de l'état sont définis dans le fichier RAS. Le RAS d'UTE utilise les paramètres suivants pour identifier les constantes de gain à utiliser dans le calcul de délestage pour chaque aléa :

- Équipements critiques sélectionnés pour chaque aléa
- État du système calculé (S)

Ces facteurs de gain sont ensuite appliqués avec les données analogiques et numériques filtrées provenant du terrain pour calculer la quantité de remédiation (MW requis pour le délestage). L'emplacement des charges à délester est expliqué en détail dans les sections suivantes.

3) Délestage de charge - Technique du tableau de gain

Pour chaque aléa, une combinaison de plusieurs mesures de commande empêche le réseau électrique de dépasser ses limites. L'équation polynomiale utilisée pour calculer la quantité de charges à délester (MW) dépend du module de délestage choisi pour l'aléa dans le tableau de sélection de modules du fichier RAS. Le module de délestage 1 est basé sur le calcul des niveaux de délestage pour réduire la surcharge des équipements critiques en dessous de leur limite thermique après un aléa. L'équation du module de délestage 1 est fonction de l'état des équipements critiques, des conditions de charge des équipements de 500 kV et 150 kV avant l'événement, de la valeur nominale des équipements critiques et des constantes de gain qui sont utilisées pour contrôler la sensibilité. Le module de délestage 2 est basé sur le calcul des niveaux de délestage pour un réseau isolé (déconnexion de l'Argentine). Les niveaux de délestage calculés pour le module 2 sont axés sur la prévention du déséquilibre entre la production et la charge, qui, s'il n'est pas corrigé, pourrait

conduire à la perte d'actifs supplémentaires et à des fluctuations de fréquence. L'équation du module de délestage 2 est fonction des conditions de charge des équipements de 500 kV et 150 kV avant l'évènement et des constantes de gain qui sont utilisées pour contrôler la sensibilité. Les modules de délestage fonctionnent indépendamment les uns des autres. Le contrôleur du RAS exécute les deux modules de délestage simultanément. Cependant, un seul module de délestage peut être sélectionné par aléa.

Le niveau de délestage de chaque équipement critique pour un aléa prédéterminé pour le module 1 est exprimé comme suit :

$$DAC_{0_Ci}(j) = \left[\frac{DFV_{Ci}(j) \cdot \Phi_{500} - (NM_j - \Phi_j)}{AFV_{Ci}(j)} \right] \cdot S_j \quad (1)$$

$$DAC_{0_Ci} = \text{MAX} [DAC_{0_Ci}(1), \dots, DAC_{0_Ci}(8), 0] \quad (2)$$

où :

$DAC_{0_Ci}(j)$ est la charge à délester en MW pour chaque équipement critique.

j est l'équipement critique pour l'aléa C_i ($j = 1$ to 8).

$DFV_{Ci}(j)$ et $AFV_{Ci}(j)$ sont les constantes de gain de charge des facteurs de distribution et des facteurs d'allègement pour les équipements critiques j et l'aléa C_i .

NM_j est le flux de puissance après aléa souhaité dans les équipements critiques, la valeur thermique typique pendant 1 heure, la limitation de la chute de tension ou la limite de stabilité.

Φ_{500} est le flux de puissance dans les équipements de 500 kV perdus qui ont déclenché l'aléa.

Φ_j est le flux de puissance dans les équipements critiques j avant l'aléa.

S_j est l'état des équipements critiques j .

DAC_{0_Ci} est la charge à délester en MW pour chaque aléa C_i .

La charge finale à délester est alors ajustée en fonction du transfert de puissance avec le Brésil au moyen du convertisseur. Le niveau de délestage final est exprimé comme suit :

$$DAC_{Ci} = \text{MAX} [DAC_{0_Ci} - DAD_{Ci} \cdot R_{Ci}, 0] \quad (3)$$

$$R_{Ci} = \frac{AFC_{Ci}(j)}{AFV_{Ci}(j)} \quad (4)$$

où :

DAC_{Ci} est la valeur délestage finale pour chaque aléa C_i .

DAD_{Ci} est la neutralisation de la demande de puissance finale calculée au moyen de l'interconnexion avec le Brésil.

R_{Ci} est le facteur d'ajustement DAD.

$AFC_{Ci}(j)$ est les constantes de gain du convertisseur de facteur d'atténuation pour les équipements critiques j .

Pour les huit dispositifs critiques choisis pour chaque aléa en fonction de l'état calculé du réseau électrique, huit facteurs

de distribution, charges de facteur d'atténuation et constantes de gain du convertisseur de facteur d'atténuation sont choisis. Les constantes de gain (DFV_j , AFV_j , and AFC_j) de chaque équipement critique sont mises à jour à l'aide du tableau des constantes de gain. La dimension de chaque tableau de constante de gain est l'état du système par aléa par équipement critique. La dimension finale du tableau de gain DFV est de 1 000 par 64 par 8 constantes de gain. Cela équivaut à un total de 512 000 constantes de gain, sans compter les matrices des autres modules et plusieurs autres matrices de constantes de gain de plus petite taille. La Fig. 5 montre le tableau de gain tridimensionnel DFV, AFV et AFC. Pour chaque aléa (C) et en fonction de l'état du réseau électrique (S) calculé, les constantes de gain des cellules correspondantes sont choisies pour un maximum de huit équipements critiques (j) et sont utilisées dans la formule présentée ci-dessus pour calculer le délestage. Par exemple, G1 est la constante de gain pour C3, J3 et S1. De même, G2 est la constante de gain pour C45, J1 et S100. Les ingénieurs d'UTE mettent à jour les constantes de gain en fonction du flux de charge du système et des études de stabilité détaillées.

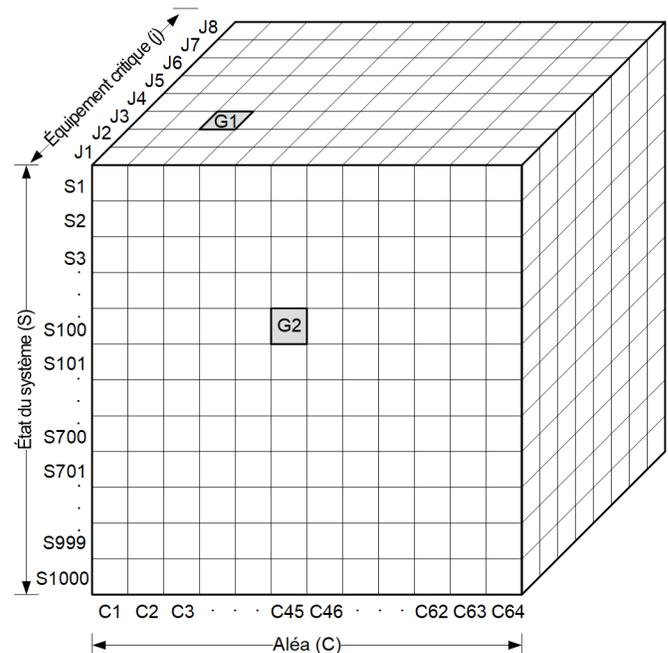


Fig. 5. Tableau des constantes de gain pour DFV, AFV et AFC

Le module 2 utilise une équation différente avec un ensemble différent de constantes de gain. Les constantes de gain sont cependant définies de manière similaire. La valeur finale du délestage pour le module 2 est également ajustée en fonction du flux de puissance à travers le Brésil (DAD_{Ci}) expliqué dans la section D des contrôles auxiliaires.

4) Processus de sélection de charges

Après avoir calculé la valeur du délestage pour chaque aléa, le RAS effectue le processus de sélection de charges. Les charges sélectionnées pour être délestées sont situées dans tout l'Uruguay. Les charges sont regroupées en zones géographiques identifiées par Z. Le RAS considère

128 charges et 32 zones pour les calculs du processus de sélection de charges (PLS).

Le regroupement et l'affectation des charges à une zone particulière se font au moyen du tableau de sélection de zones dans le fichier RAS. Pour chaque aléa, un numéro de priorité unique (Z_{PRTY}) est attribué à chaque zone géographique. L'emplacement de la charge à délester est déterminé par l'affectation des charges et de Z_{PRTY} à une zone particulière. Une même zone peut avoir un Z_{PRTY} pour différents aléas. Un seuil de zone (Z_{THLD}) est défini pour chaque zone. Les Z_{THLD} sont définis sur la base de la puissance réactive générée par la susceptance des lignes de la zone. Z_{PRTY} et Z_{THLD} sont saisis dans le fichier RAS.

Les charges sont généralement délestées en déconnectant les transformateurs dans le poste électrique. L'opérateur du RAS a la possibilité d'inhiber le déclenchement d'une charge. Si la somme des charges disponibles (charges non inhibées) à déclencher est supérieure à la valeur seuil de la zone, le RAS

déclenche toute la zone au moyen de ses lignes d'interconnexion, puis les postes électriques de la zone suivante jusqu'à ce que le nombre de DAC_{Ci} soit satisfait. Les lignes sont déclenchées par l'ouverture des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne.

Tableau V montre un exemple de PLS pour un aléa avec $DAC_{Ci}=700$ MW. Le RAS classe le poste électrique par ordre décroissant de MW dans chaque zone et classe chaque zone par ordre croissant de priorité de zone. Le PLS sélectionne les zones 3 et 2 pour être déclenchées par les lignes et les postes électriques MVE et PAN dans la zone 4 sont sélectionnés pour être déclenchés individuellement. Le délestage total pour cet aléa sera de $140 + 350 + 148.1 + 66 = 704.1$ MW. Le PLS écarte les postes électriques NOR et MVC de la zone 4, car il existe des postes électriques plus petits qui peuvent satisfaire le DAC_{Ci} requis.

TABLEAU V
EXEMPLE DE PROCESSUS DE SELECTION DE CHARGES

N° de zone	Z_{PRTY}	Z_{THLD}	Liste de postes électriques du PLS	Charge (MW)	Charge de la zone (MW)	Déclenchement par lignes	Déclenchement par poste électrique
3	1	80	MAL	48,0	140	✓	
			BIF	35,2			
			PES	21,1			
			SCA	14,0			
			ROC	11,0			
			PAZ	10,3			
2	2	90	MVF	98,3	350	✓	
			MVJ	98,1			
			MVH	92,6			
			MVR	36,7			
			MVG	34,0			
4	3	0	MVE	148,1	533		✓
			NOR	109,6			
			MVC	76,3			
			PAN	66,0			
			MVL	45,7			
			MVK	45,1			
			PIE	42,5			
			Laisa	0,0			
			MVM	0,0			
1	4	0	ROS	32,7	83		
			FLO	26,4			
			DUR	14,1			
			TRI	9,7			

5) CPS - déclenchement de ligne versus déclenchement de poste électrique

Le RAS calcule dynamiquement la valeur et l'emplacement du délestage pour chaque aléa. Le RAS atténue les conditions de surcharge et réduit le déséquilibre de la charge de production pour un maximum de 64 aléas, à l'aide de la technique du tableau de gain [6]. Le processus de sélection de charges fournit une utilisation plus souple des actifs du système et empêche la surcorrection. Toutes les définitions du système et les paramètres de sélection de charges sont saisis et gérés par les ingénieurs de répartition à l'aide du fichier RAS.

La sortie de l'algorithme RAS est le multisélecteur (CPS). Les résultats provenant du calcul du niveau de délestage et du processus de sélection de charges sont utilisés pour alimenter le CPS. Il s'agit d'un tableau à deux dimensions qui présente les aléas (C) et les actions. Chaque cellule du tableau affiche le numéro de la zone où l'action est effectuée. Le CPS indique également si les charges seront délestées en déclenchant des postes électriques individuels ou si des zones entières seront délestées en déclenchant des lignes. Les résultats du CPS sont mis à jour toutes les 100 millisecondes par le RAS. Dès qu'un aléa est détecté, le RAS déclenche les actions représentées par le CPS. La Fig. 6 montre un CPS du RAS d'UTE. Le CPS identifie également si un poste électrique est empêché par l'opérateur de se déclencher.

	POSTE ÉLECTR. 1	POSTE ÉLECTR. 2	POSTE ÉLECTR. 3	POSTE ÉLECTR. 4	POSTE ÉLECTR. 5	POSTE ÉLECTR. 6	...	POSTE ÉLECTR. 127	POSTE ÉLECTR. 128
C1	1	1			5				
C2	1		18		5	5			26
C3	1				5	5	2	2	
C4	1	1							
C5					5		2		
.	1	1	18						26
.					5				
C63	1				5	5			
C64		1	18						

	Non sélectionné pour déclencher		Sélectionné pour la ligne de déclenchement
	Inhibé		Sélectionné pour le poste électrique de déclenchement

Fig. 6. Tableau d'action du CPS

6) Aléas multiples et rapprochés

Lorsque des mesures correctives sont prises pour plusieurs aléas rapprochés, des précautions et des vérifications supplémentaires sont effectuées par le RAS d'UTE pour éviter les mauvaises décisions. Tout aléa qui se produit dans le système crée une perturbation. Ces aléas de puissance peuvent entraîner des fluctuations des données analogiques recueillies

avant que le réseau électrique ne se stabilise à un nouveau niveau de régime permanent. Pour éviter que ces perturbations n'affectent les décisions du RAS pour les aléas à court terme, toutes les valeurs représentant le réseau électrique avant l'évènement sont gelées pendant une certaine période.

Si un second aléa se produit pendant cette période, le temporisateur de gel est remis à zéro et les données sont gelées jusqu'à ce que le nouveau temporisateur soit écoulé. Cependant, tous les aléas du réseau électrique d'UTE ne produisent pas des oscillations suffisamment fortes pour faire fluctuer les données analogiques. Un drapeau de gel associé à chaque aléa est mis à jour à l'aide du tableau des drapeaux de gel du fichier RAS. Les données ne sont gelées que si un drapeau de gel est actif pour l'aléa.

Il y a plusieurs temporisateurs et compteurs logiques utilisés dans la logique du RAS. Le nombre total d'actions du RAS consécutives autorisées dans une fenêtre de gel est limité par la valeur du compteur NB. Lorsque le réseau électrique atteint un état dans lequel plus d'un nombre prédéterminé d'équipements de 500 kV sont hors service, défini par la valeur du compteur NT, le RAS se désactive automatiquement. Aucune autre action n'est entreprise jusqu'à ce que le nombre d'équipements de 500 kV hors service tombe sous la valeur NT. Les études du système et l'expérience antérieure des opérateurs ont montré que les calculs de l'état du réseau électrique pour une valeur NT supérieure à 4 ne représentent pas le système avec précision.

D. Contrôles auxiliaires

En plus des actions initiales de délestage hautement prioritaires, des actions de contrôle supplémentaires peuvent être requises pour certains aléas. Ces contrôles auxiliaires sont nécessaires pour la neutralisation de l'échange de puissance avec le Brésil, la stabilisation de la tension, la compensation de puissance réactive et le contrôle du flux de puissance après le délestage. Les modules de commande auxiliaires suivants sont mis en œuvre en fonction de la sélection de modules pour chaque aléa.

1) Neutralisation de l'échange de puissance brésilien

Le module de neutralisation de l'échange de puissance brésilien (BPOM) peut être mis en œuvre pour les aléas en choisissant dans le tableau de sélection de modules (Tableau IV). Comme le niveau de délestage est ajusté sur la base des calculs de ce module, il est exécuté simultanément avec le module de délestage. La fonction principale du BPOM est de réduire la quantité totale de délestage. L'objectif théorique du RAS est de calculer une valeur d'échange de puissance requise avec le Brésil ($DAD\Delta_{C_i} - DAC0_{C_i} = 0$ MW). Cela se fait en contrôlant l'échange de puissance au moyen du convertisseur du poste électrique de 500 kV de Melo. La Tableau VI résume les actions d'échange de puissance du convertisseur requises après un aléa.

TABLEAU VI
ÉCHANGE D'ÉLECTRICITÉ AVEC LE BRÉSIL

Échange de puissance du convertisseur	Action d'échange requise
Importer	Augmenter les importations
Exporter	Diminuer l'exportation et commencer l'importation, si nécessaire

L'objectif théorique $DAD\Delta_{Ci}$ est limité par deux facteurs :

- Limites d'importation et d'exportation fixées par les autorités compétentes du Brésil et de l'Uruguay. L'opérateur saisit cette valeur dans le RAS.
- Les points de consigne de neutralisation de la demande de puissance (PDO) du convertisseur définissant les capacités et les limites du convertisseur.

Le RAS ajuste le $DAD\Delta_{Ci}$ en fonction des limites d'échange de puissance. La valeur d'échange de puissance ajustée, $DAD\Delta_{Ci}$, est ensuite ajustée sur la base du processus de sélection de PDO. En fonction de l'état de fonctionnement actuel du convertisseur, six PDO différents sont saisis par l'opérateur. Chaque PDO correspond à un échange cible de puissance qui peut être atteint par le convertisseur. Le RAS utilise les valeurs seuils définies pour chaque aléa pour choisir un PDO final lorsque le $DAD\Delta_{Ci}$ calculé est compris entre deux points de consigne de PDO. Un point de consigne de PDO qui est le plus proche du $DAD\Delta_{Ci}$ est choisi comme échange de puissance final.

Le module BPOM du RAS calcule en permanence le DAD_{Ci} final pour chaque aléa et réduit le délestage final (DAC_{Ci}) requis. Lorsqu'un aléa est détecté, des signaux de commande sont envoyés au convertisseur en même temps que les signaux de délestage. Le taux de rampe maximal du convertisseur est de 1 500 MW par seconde.

2) Délestage additionnel

Le RAS met en œuvre le module de délestage additionnel après un délestage initial et l'exercice des commandes du convertisseur brésilien. Une action de délestage très précise est nécessaire pour certains aléas impliquant la perte de lignes de 500 kV reliant le nord et le sud du pays. Un délestage additionnel peut être nécessaire pour atteindre cette précision. De petites différences telles que la défaillance du disjoncteur de charge, la mesure incorrecte de quantités analogiques par certains équipements de terrain, et même une perte de production indésirable peuvent conduire à des variations de DAC_{Ci} allant jusqu'à ± 100 MW. Cela entraîne des conditions de sous-tension et de surtension dans la barre de Montevideo de 500 kV qui dessert la majorité de la charge électrique ou des surcharges dans le système 150 kV.

Le délestage de charge additionnel est déclenché par la surveillance de la tension et du flux de puissance des équipements critiques. Les charges individuelles du poste électrique sont délestées après un petit temps de retard (jusqu'à ce que la tension et la charge des équipements critiques fonctionnent à des niveaux acceptables). Des signaux de fermeture de bloc sont envoyés pour empêcher les

condensateurs de compensation statique de s'activer pendant le délestage supplémentaire. La mise en marche des condensateurs de compensation statique entraîne une augmentation du flux de puissance à travers les équipements critiques pour lesquels le délestage supplémentaire est effectué. Les paramètres nécessaires au fonctionnement de ce module, comme les équipements critiques à surveiller pour la tension et le flux de puissance, le nombre d'actions de délestage supplémentaires et les niveaux de déclenchement pour chaque aléa sont mis à jour à l'aide du tableau de délestage supplémentaire du fichier RAS.

3) Compensation de puissance réactive

Le module de compensation de puissance réactive surveille le flux de puissance réactive (Q) avant l'évènement dans les équipements de 500 kV perdus pendant l'aléa. Ce module tente de normaliser la compensation réactive dans le réseau électrique après une mesure corrective. Pour les aléas impliquant les évènements E4 et E5 par exemple, une compensation de puissance réactive excessive peut être présente après un délestage. Le RAS y parvient en déclenchant des batteries de condensateurs situées dans les trois postes électriques de 500 kV afin d'éviter les conditions de surtension. Le RAS calcule le nombre correct de condensateurs à déclencher. Un déclenchement excessif du condensateur pourrait conduire à de graves conditions de sous-tension. Le RAS permet de choisir des contrôles auxiliaires supplémentaires de délestage et de compensation de puissance réactive pour le même aléa.

La quantité de compensation de puissance réactive requise est exprimée comme suit :

$$Q_{Ci} = X_{Ci} \cdot DAC_{Ci} + Y_{Ci} + (Z_{Ci} \cdot \Phi_{500q}) \quad (5)$$

où :

Q_{Ci} est la compensation de puissance réactive calculée pour l'aléa Ci (Mvar).

X_{Ci} , Y_{Ci} et Z_{Ci} sont les constantes de gain réactif pour l'aléa Ci.

Φ_{500q} est le flux de puissance réactive dans les équipements de 500 kV perdus qui ont déclenché l'aléa.

Le RAS a la capacité de déclencher jusqu'à 32 batteries de condensateurs. L'opérateur attribue un numéro de priorité unique à chaque batterie de condensateurs. Le RAS trie et déclenche les batteries de condensateurs dans l'ordre croissant de leur priorité assignée jusqu'à ce que la compensation réactive calculée soit satisfaite pour l'aléa.

4) Déclenchement de la ligne

Le module de déclenchement de ligne est mis en œuvre en même temps que le délestage initial. Toutefois, pour certains aléas, il est mis en œuvre après un temps de retard fixé par l'opérateur. Le délestage de ligne est effectué pour les deux raisons suivantes.

Premièrement, pour certaines combinaisons d'aléas qui conduisent à la perte de l'interconnexion argentine et uruguayenne à 500 kV, une ligne supplémentaire de 150 kV est nécessaire. Il y a des oscillations interzones dans le réseau

électrique uruguayen. Suite à une importante action de délestage du DAC_{ci}, le contrôleur du RAS déconnecte les lignes de 150 kV reliant l'Argentine et l'Uruguay pour empêcher ces oscillations non amorties.

Deuxièmement, le déclenchement de ligne est nécessaire comme mesure corrective pour forcer l'état du réseau électrique (S) à une valeur souhaitée, en mettant certaines lignes hors service. De plus, les lignes déclenchées au cours de ce processus ne supportent qu'une charge limitée, voire aucune charge, en raison d'une action de délestage antérieure. La sélection de constantes de gain basée sur un état inexact du réseau électrique peut conduire à un délestage insuffisant ou excessif. Le fait de mettre certaines lignes hors service augmente la probabilité d'obtenir un S précis. Un S précis, à son tour, permet une définition de la constante de gain plus définitive, en supposant que ces lignes ne sont pas en service.

V. IHM DU RAS

L'IHM du RAS est lancée à partir d'un ordinateur durci par le poste électrique. Elle est utilisée uniquement pour les changements de réglage et à des fins de surveillance. La fonctionnalité du RAS n'est pas affectée par une défaillance de l'IHM du RAS. Les principaux écrans de l'IHM sont les suivants :

- Affichage de l'état des données du réseau électrique en direct utilisées dans les calculs du RAS.
- Vue en temps réel du multisélecteur (CPS).
- Communication des diagnostics et des alarmes.
- Visualisation des séquences d'événements (SOE) et des événements oscillographiques.
- Réglages du fichier RAS - écrans de définition et d'état.
- Réglages et état du délestage sous-fréquence de secours.

Le fichier RAS comprend un grand nombre de tableaux. Les modifications apportées à un seul tableau sont détectées par le RAS en comparant la date et l'heure des fichiers de gain. Les opérateurs utilisent l'IHM du RAS pour charger les nouveaux fichiers dans les contrôleurs.

Un système de délestage sous-fréquence de secours sert de secours au système primaire basé sur les aléas. Les niveaux de seuil de sous-fréquence sont surveillés au niveau des DEI du poste électrique de 31,5 kV qui déclenchent les signaux de délestage. Les réglages et les opérations de délestage de charge sous-fréquence (UFLS) sont gérés de manière centralisée et exploités à partir de l'IHM du RAS. À la demande de l'opérateur du RAS, ces réglages sont ensuite transférés à tous les DEI d'action sous-fréquence des postes électriques 31,5 kV.

L'IHM du RAS comporte trois niveaux d'écrans de délestage de charge sous-fréquence (UFLS). L'écran de niveau 1 permet de définir jusqu'à cinq niveaux (f_0 - df/dt , f_1 , f_2 , f_3 , et f_4) de seuils de sous-fréquence (Th) et les délais correspondants pour le prélèvement. Les seuils définis sur les écrans de niveau 1 sont activés et désactivés pour chaque poste électrique à l'aide de l'écran d'UFLS de niveau 2. L'écran

d'UFLS de niveau 3 est utilisé pour appliquer les sélections d'UFLS de niveau 1 et de niveau 2 aux sorties individuelles des DEI d'action. L'écran de niveau 3 pour chaque poste électrique permet de sélectionner les niveaux de seuil pour chaque sortie. Par exemple, la sélection de l'écran d'UFLS de niveau 3 peut être configurée pour faire fonctionner OUT301-305 pour f_1 , OUT306-309 pour f_3 , et OUT310-OUT312 pour f_4 . Notez que chaque sortie déleste une charge dans le poste électrique. L'IHM est également utilisée pour empêcher les sorties individuelles de fonctionner, indépendamment des seuils sélectionnés. Les trois niveaux d'écrans d'UFLS dans l'IHM du RAS offrent aux opérateurs du RAS une large gamme d'options et une plus grande sélectivité pour les réglages d'UFLS. La Fig. 7 montre la logique simplifiée des DEI pour le système de délestage sous-fréquence de secours supervisé par des points de consigne et sélectionné à partir de l'IHM du RAS. Ces options sont configurées et mises à jour en fonction des conditions de fonctionnement actuelles.

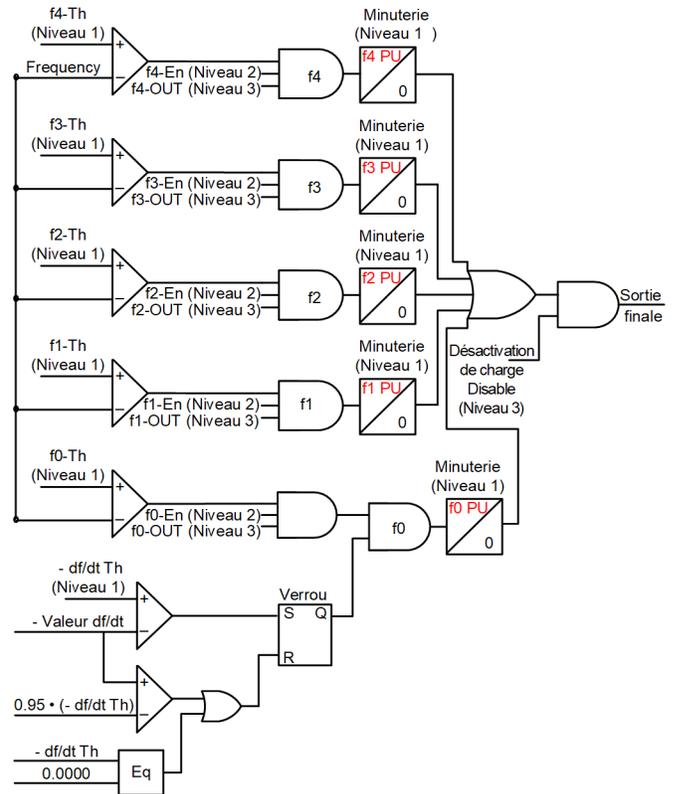


Fig. 7. Diagramme logique de sous-fréquence de secours simplifié

VI. SYSTEME DE SURVEILLANCE

Des différences de valeurs analogiques ou une perte de communication peuvent amener le double contrôleur du RAS à prendre des décisions correctives différentes. Des décisions différentes dans les contrôleurs peuvent conduire à un délestage excessif. Un indice de qualité généré dans chaque RAS sur la base de l'état opérationnel et de communication de tous les RAS et des dispositifs de terrain est utilisé pour traiter les écarts dans le calcul du CPS. Tous les dispositifs de terrain qui communiquent avec le contrôleur du RAS reçoivent un numéro de qualité différent qui correspond aux informations

qu'ils fournissent au contrôleur du RAS. Par exemple, un équipement d'action se voit attribuer une cote de qualité inférieure à celle d'un FEP ou d'un SVP, car la perte d'un FEP ou d'un SVP peut constituer une perte de communication avec plusieurs équipements dans un poste électrique distant. Un seul chiffre d'indice de qualité (QI) est généré en fonction de la moyenne pondérée des chiffres de qualité de dispositifs individuels. Le chiffre de QI est utilisé pour superviser et décider quel RAS a une meilleure disponibilité des données. Le contrôleur dont la qualité des données est meilleure supervise les actions de l'autre contrôleur. Le chiffre de QI généré au niveau du contrôleur du RAS est comparé à chaque cycle de traitement entre les deux systèmes de RAS.

VII. SIMULATEUR DE TESTS

L'architecture primaire double du système offre la possibilité de désactiver l'un ou l'autre des RAS pour les tests ou la maintenance et de garder au moins un RAS disponible à tout moment. Le RAS modulaire possède de nombreuses caractéristiques et points de consigne qu'un opérateur peut activer et désactiver pour modifier la nature et l'ampleur des actions. Environ six millions de constantes de gain sont utilisées pour les calculs du délestage primaire et de la logique de commande auxiliaire. Des tests approfondis des modifications appliquées sont nécessaires pour vérifier et valider les résultats par rapport aux résultats souhaités avant d'appliquer les modifications dans le système de RAS réel. La Fig. 8 montre le simulateur communiquant avec le RAC à l'aide du protocole de liste de variables globales de réseau (NGVL).

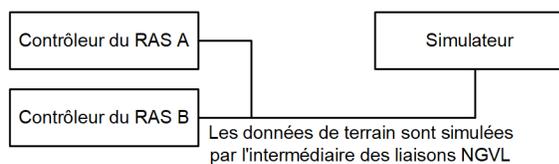


Fig. 8. Connexions du panneau de simulateur

Le simulateur de test pour le RAS simule toutes les entrées, y compris les états numériques, les données analogiques, les données de l'unité de mesure de phaseur (PMU) et les données du système SCADA de protocole de communication entre centres de contrôle (ICCP). Le simulateur est construit en utilisant la même plateforme matérielle que celle utilisée pour les contrôleurs du RAS. Le simulateur fournit deux options de tests : la simulation statique et la simulation de lecture.

La méthode de simulation statique utilise un fichier CSV pour simuler les données de terrain dans le contrôleur et créer un ou plusieurs événements pour observer les actions du contrôleur. Le fichier CSV fournit à l'opérateur la possibilité de piloter chaque quantité d'entrées analogique et numérique à une valeur souhaitée. Il est également extrêmement utile pour tester tous les points d'E/S et créer n'importe quel état du réseau électrique souhaité pour les contrôleurs du RAS. Des défaillances de communications peuvent également être simulées pour tester la logique de supervision.

En mode de simulation de lecture, le simulateur est utilisé pour relire les fichiers de rapports d'événements générés par

les contrôleurs du RAS. Le RAS permet la relecture des événements réels, ce qui est très utile pour comprendre le comportement du système de contrôle et ajuster les constantes de gain. Le mode de lecture du simulateur fournit une méthode précieuse lors des essais de réception en usine, car les fichiers de lecture générés par l'UTE pour des événements historiques peuvent être lus sans risque pour le réseau électrique réel.

Bien que le simulateur d'essai soit un excellent outil pour la validation de l'algorithme du RAS, un test du réseau électrique en boucle fermée pour valider les contrôles auxiliaires après le délestage était nécessaire. Un réseau électrique uruguayen équivalent et les interconnexions avec l'Argentine et le Brésil sont modélisés à l'aide du simulateur numérique en temps réel (RTDS®). L'équipement du RTDS permet la modélisation dynamique du réseau électrique uruguayen avec de petits pas temporels simulés pour tester tous les contrôles en boucle fermée [7]. La modélisation de l'inertie du système, des temps de réponse du régulateur et des commandes de l'excitatrice du générateur permet la validation de la stabilité dynamique du réseau électrique uruguayen après une mesure corrective.

VIII. CONCLUSION

Une partie du RAS a été mise en service avec succès en juillet 2015, ce qui comprenait quelques aléas sélectionnés et des charges limitées. En incluant le temps de détection de ligne ouverte, le temps de communication et les temps de réponse des équipements de terrain, ainsi que d'autres retards de communication, le RAS a effectué un délestage correctif dans les 200 millisecondes suivant l'aléa réel. La mise en service d'un système de cette ampleur a impliqué de nombreux groupes au sein de l'UTE et du fournisseur. Une procédure approfondie des essais de réception en usine avant la mise en service sur le terrain a permis de réduire considérablement le temps de mise en service. Plusieurs cas d'essai comprenant les combinaisons les plus probables d'aléas étroitement synchronisés, de défaillances de communication du dispositif, de différentes constantes de gain et de différents niveaux de demande de puissance ont été testés pour valider le RAS.

Le RAS est conçu pour permettre une expansion future avec une faible interruption des performances. La caractéristique de sélection dynamique de modules du RAS permet aux ingénieurs d'exploitation de contrôler le réseau électrique en fonction des scénarios d'exploitation actuels et de l'état du réseau électrique. Les données du synchrophaseur archivées à partir des unités de mesure de phaseur (PMU) de terrain sont utilisées par l'UTE pour une analyse détaillée du réseau électrique qui n'était pas possible auparavant. Ces informations, associées à l'outil d'analyse après événement du RAS, aident UTE à affiner les performances du système et à définir des constantes de gain plus précises.

L'alignement temporel des données de PMU du synchrophaseur dans le SVP, associé à des techniques efficaces de traitement des données, peut être utilisé à l'avenir pour l'analyse des modèles et les contrôles basés sur le synchrophaseur. L'interfaçage du RAS avec l'outil de simulation dynamique, qui calcule les constantes de gain et

d'autres paramètres critiques pour le fonctionnement du RAS, sera étudié à l'avenir. Cette interface directe rendra le RAS plus dynamique et éliminera la nécessité de maintenir un fichier RAS.

Une relation de travail étroite entre les ingénieurs de l'UTE et ceux du fournisseur a été cruciale pour l'exécution du projet. L'expérience spécifique au site apportée par les ingénieurs de l'UTE et l'expérience du système de protection spécial apportée par les ingénieurs du fournisseur ont été essentielles pour remplacer l'ancien système par le RAS.

IX. REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient Fernando Calero et Tim Lewis pour leur aide dans ce projet. Les auteurs tiennent également à remercier le Dr Bogdan Kasztenny, Richard Kirby, Amit Somani et Allison Fennema pour leur travail sur la version originale de ce document.

L'équipe de l'UTE et de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. tient à exprimer sa reconnaissance et sa gratitude à M. Fredy Sanchez, dont les contributions à la conception de l'algorithme du RAS ont été déterminantes pour le succès du projet. On se souviendra toujours de lui.

X. REFERENCES

- [1] D. Miller, R. Schloss, S. Manson, S. Raghupathula, et T. Maier, « PacifiCorp's Jim Bridger RAS : A Dual Triple Modular Redundant Case Study » (Étude de cas redondant double triple modulaire), compte rendu de la 11e conférence annuelle Western Power Delivery Automation, Spokane, Washington, avril 2009.
- [2] S. Manson et S. Shah, « Automated Power Management Systems for Power Consumers With On-Site Generation » (Systèmes automatisés de gestion de l'énergie pour les consommateurs d'électricité avec production sur site), à la 16e conférence annuelle conjointe ISA POWID/EPRI Controls and Instrumentation, juin 2006.
- [3] E. Hamilton, J. Undrill, P. Hamer et S. Manson, « Considerations for Generation in an Islanded Operation » (Considérations relatives à la production dans une exploitation isolée), compte rendu de la 56e conférence annuelle de l'industrie pétrolière et chimique, Anaheim, Californie, septembre 2009.
- [4] W. Allen et T. Lee, « Flexible High-Speed Load Shedding Using a Crosspoint Switch » (Délestage flexible à grande vitesse à l'aide d'un multisélecteur), compte rendu de la 32e conférence annuelle Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, octobre 2005.
- [5] A. Al-Mulla, K. Garg, S. Manson, et A. El-Hamaky, « Case Study: A Dual-Primary Redundant Automatic Decoupling System for a Critical Petrochemical Process » (Étude de cas : système de découplage automatique redondant double primaire pour un processus pétrochimique critique), compte rendu de la 6e conférence annuelle de l'industrie pétrolière et chimique européenne, Barcelone, Espagne, mai 2009.
- [6] D. Miller, R. Schloss, S. Manson, S. Raghupathula, et T. Maier, « Idaho Power RAS : A Dynamic Remedial Action Case Study » (Étude de cas sur les mesures correctives dynamiques), compte rendu de la 64e conférence annuelle Georgia Tech Protective Relay, Atlanta, Georgia, mai 2010.
- [7] L. Weingarth, S. Manson, S. Shah et K. Garg, « Power Management Systems for Offshore Vessels » (Systèmes de gestion de puissance servant à des navires en mer), compte rendu de la Dynamic Positioning Conference, Houston, Texas, octobre 2009.

XI. BIOGRAPHIES

Julián Malcón est diplômé en génie électrique de l'Universidad de la República, en Uruguay, en 1984. Il a rejoint Usinas y Trasmisiones Eléctricas en 1983. Depuis 1984, il a travaillé comme ingénieur en protection, responsable adjoint de la maintenance des systèmes de protection, responsable en système de protection, et depuis 2014 est le responsable en protection, automatisation et contrôle. Il dirige des projets de protection, d'automatisation, de synchronisation et de contrôle pour le réseau 500 kV et 150 kV en Uruguay, y compris le plan de mesures correctives.

Nicolás Yedrzejewski est diplômé en génie électrique de l'Universidad de la República, en Uruguay, en 2006. De 2004 à 2007, il a travaillé dans des projets de CIME Ingeniería liés à la protection intégrale contre les rejets atmosphériques. Depuis 2006, Nicolás est professeur associé à l'Institut d'ingénierie électrique de l'Universidad de la República. Il travaille pour Usinas y Trasmisiones Eléctricas depuis 2007 en tant qu'expert en études dynamiques au centre national de répartition (National Dispatch Center).

Ashok Balasubramanian, P.E., a obtenu un diplôme d'ingénieur en électricité et en électronique de l'université de Madras, en Inde, en 2004, et un diplôme d'ingénieur en systèmes électriques de l'université d'Alaska, à Fairbanks, en 2006. Après avoir obtenu son diplôme, il a travaillé pendant plus de trois ans dans le secteur de l'automatisation des processus en Alaska, où il a participé à des projets et acquis de l'expérience dans l'intégration de contrôleurs logiques programmables avec des relais de protection à microprocesseur. Ashok a rejoint Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. en janvier 2010 et est actuellement ingénieur en automatisation dans la division des services d'ingénierie. Il a de l'expérience dans la conception et la mise en œuvre de systèmes de contrôle pour les services publics et les clients industriels.

Rameez Syed est ingénieur en automatisation pour la division des services d'ingénierie de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL). Il a obtenu une licence de sciences appliquées en génie électrique de l'université de Windsor (Ontario, Canada). Rameez travaille chez SEL depuis 2008 et a de l'expérience dans la conception et la mise en œuvre de systèmes de contrôle pour les services publics et les clients industriels.

Sai Raghupathula est un responsable régional (région ouest) pour la division des services d'ingénierie de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL). Il a obtenu une maîtrise en génie électrique de l'université de l'Idaho. Sai travaille chez SEL depuis 2004 et a de l'expérience dans la conception et la mise en œuvre de systèmes de contrôle pour les services publics et les clients industriels.