

Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

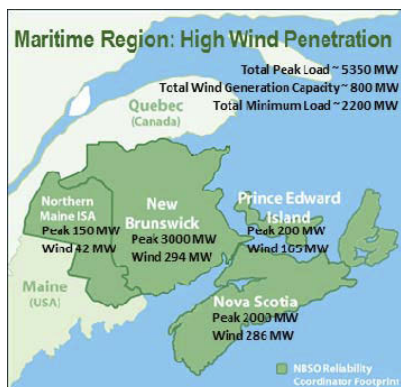


PowerShift Atlantique démontrera une des premières centrales électriques virtuelles (CEV) conçues pour équilibrer l'énergie éolienne sur les réseaux électriques. Ce projet de démonstration technologique est dirigé par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), membre du consortium des Maritimes, ce dernier regroupant des universités, des services publics et des gouvernements. Le projet vise à démontrer comment des CEV peuvent équilibrer, sur deux réseaux électriques voisins, une haute pénétration d'énergie éolienne. Contrairement aux services de gestion de la demande habituels, une CEV utilise des prévisions éoliennes et de charges, ainsi que des technologies d'agrégation pour effectuer un déplacement de la consommation commerciale et résidentielle en temps quasi réel, fournissant ainsi un service d'équilibrage à l'opérateur de réseau. Ce projet, lancé en 2010, est financé conjointement par le Fond pour l'énergie propre de Ressources Naturelles Canada et par les membres du consortium.

Caractéristiques régionales de PowerShift Atlantique

Propriété du projet	PowerShift Atlantique est une collaboration entre : <ul style="list-style-type: none"> • Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) • Saint John Energy (SJE) • Maritime Electric Company Limited (MECL) • Nova Scotia Power Incorporated (NSPI) • l'Exploitant de réseau du NB (ERNB) • l'Université du Nouveau-Brunswick (UNB) • le gouvernement du Nouveau-Brunswick • le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard appelés collectivement « le consortium ».
Nombre de consommateurs	Près d'un million dans les 4 secteurs de services. Portfolio clientèle : 40 % de charges résidentielles, 26 % de charges commerciales et 31 % de charges industrielles (le reste correspond à l'éclairage des rues et d'autres charges non mesurées au compteur).
Électricité livrée	26 055 GWh en 2011 dans les 4 secteurs de services
Information sur les services publics d'hébergement et les marchés	Énergie NB est la propriété de la province du Nouveau-Brunswick. NSPI est une entreprise privée appartenant à Emera, MECL est une entreprise privée appartenant à Fortis, et SJE est une entreprise privée appartenant à ses contribuables. Tous les services publics sont intégrés verticalement, à l'exception de SJE qui est une entreprise de distribution pour la ville de Saint John. L'ERNB exploite le réseau d'électricité au Nouveau-Brunswick, à l'Île-du-Prince-Édouard et dans le nord du Maine (États-Unis). NSPI exploite le réseau en Nouvelle-Écosse. L'ERNB est le coordinateur responsable du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et du nord du Maine. Il n'existe aucun marché de l'énergie dans la région.
Modes de production (selon la production d'énergie)	Nucléaire : ERNB (35 %) NSPI (0 %) Combustibles fossiles : ERNB (30 %) NSPI (77 %) Énergies renouvelables : ERNB (30 %) NSPI (17 %) Autres (importations) : ERNB (5 %) NSPI (6 %)
Personne-ressource	Michel Losier, directeur du programme, PowerShift Atlantique, mlosier@nbpower.com

Depuis 2013, la région des Maritimes connaît l'un des taux de pénétration de l'énergie éolienne les plus élevés en Amérique du Nord (9 %). Actuellement, la variabilité en temps réel de la production éolienne et de la demande est équilibrée par des générateurs en service (c.-à-d., du pétrole, du gaz, du charbon et de l'hydroélectricité) et des générateurs hors service, ces derniers pouvant être mis en service rapidement au besoin. La gestion de charges, via deux CEV, pourrait réduire le besoin de services complémentaires à partir des centrales existantes. Cette approche permettrait de réduire les coûts et les émissions liés à l'intégration de l'énergie éolienne dans les Maritimes, en plus d'augmenter les possibilités de développement futures des énergies renouvelables.



Objectifs

L'objectif premier de cette démonstration est de déterminer si la gestion de la charge peut offrir une solution de recharge économique et efficace à la construction de centrales traditionnelles pour fournir un service d'équilibrage de l'éolien, le tout sans nuire à la qualité du service rendu au client. À ce titre, cette démonstration comporte des objectifs de recherche quant aux bénéfices techniques, commerciaux, environnementaux et clientèles :



Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

Avantages techniques : tester la capacité des CEV à agir en synchronisme avec les systèmes d'équilibrage et de prévision éolienne existants, ainsi que la fiabilité de cette solution de recharge pour équilibrer la production d'énergie renouvelable.

Avantages commerciaux : tester la rentabilité d'exploiter des CEV pour fournir des services complémentaires de réseau et déterminer les modèles d'affaires appropriés pour intégrer cette fonction dans une utilité publique intégrée verticalement.

Avantages pour les consommateurs : explorer de nouveaux rôles pour le consommateur et établir de nouvelles approches commerciales en vue d'engager le client dans un programme de gestion de la demande. Identifier la valeur qu'attribuent les clients à ce type de projet. Identifier les meilleures pratiques pour gagner la confiance des clients dans le contexte précis d'un contrôle direct de charge.

Avantages environnementaux : déterminer le potentiel de réduction des gaz à effet de serre (GES) en exploitant une CEV plutôt qu'en exploitant des centrales à carburant fossiles pour équilibrer le réseau.

Planifier pour atteindre ses objectifs

Afin de démontrer la valeur du service rendu à l'opérateur de réseau, il faut qu'un nombre significatif de charges puisse être prit en charge par la CEV, via des agrégateurs. PowerShift Atlantique vise rejoindre jusqu'à 2 000 clients, c'est donc dire que la participation des consommateurs est essentielle à la réussite de ce projet. Tel qu'indiqué à la Figure 1, la gestion permanente des charges des consommateurs est différente de tout autre programme d'efficacité énergétique ou programmes de gestion de la demande. Un niveau de confiance supérieur est nécessaire entre le consommateur et le service public qui viendra faire une gestion de charge. La façon d'engager les consommateurs et de maintenir leur intérêt tout au long du projet est un résultat clé visé par les utilités publiques impliquées.

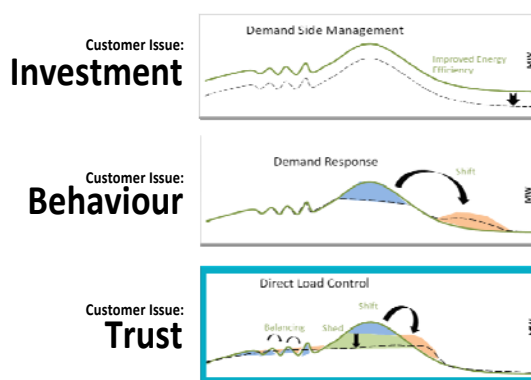


Figure 1 : Relations entre les préoccupations des consommateurs et les solutions impliquant une gestion de la

L'autre aspect clé de la planification du projet concerne les composantes techniques : le défi principal sera d'assurer une exploitation fiable du réseau en temps quasi-réel avec une CEV. Ce projet comprend deux exemples de CEV, soit une chez Énergie NB et une chez Nova Scotia Power. De nouveaux systèmes de gestion de l'énergie et une nouvelle architecture d'agrégation seront élaborés, d'une part pour équilibrer la variabilité de la production éolienne et d'autre part pour fournir l'équivalent d'une réserve tournante de 10 minutes. Le consortium des Maritimes, ainsi que les entreprises Stantec, Accreon, SAIC et T4G, travaillent à l'engagement des consommateurs, l'avancement et le déploiement des technologies et le développement de la CEV. Le tableau suivant présente un résumé du projet (état actuel*) :

Aperçu du projet de recherche et de démonstration de PowerShift Atlantique					
CEV d'Énergie Nouveau-Brunswick (ENB)			CEV de Nova Scotia Power Incorporated (NSPI)		
Service public	Agrégateurs	Consommateurs*	Service public	Agrégateurs	Consommateurs*
Maritime Electric	Integral Analytics	133 résidentiels 2 commerciaux	Nova Scotia Power	Enbala, Steffes, Integral Analytics	328 résidentiels 21 commerciaux
Énergie NB	Enbala, Steffes Integral Analytics	20 commerciaux 10 résidentiels			
Saint John Energy	Université du Nouveau-Brunswick	204 résidentiels			
Coût du projet : 32 M\$ CAD					
Objectif : 15 MW de régulation ascendante/descendante					

Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

État actuel

Jusqu'à présent, quatre projets d'agrégation sont en cours avec 675 sites résidentiels et 43 sites commerciaux branchés, représentant une charge connectée de 3,47 MW. Chaque projet pilote propose une solution technique unique, des utilisations finales ciblées et une solution d'agrégation. Deux CEV sont opérationnelles, soit une pour chaque exploitant de réseau. Chaque agrégateur se trouve à différentes étapes de l'établissement d'une connectivité à la CEV, d'essai et de mise en service. D'ici septembre 2013, le projet vise à obtenir environ 15 MW de charge contrôlable grâce à une combinaison de consommateurs commerciaux et résidentiels. La satisfaction globale des consommateurs face au programme demeure élevée (80 %) et ces derniers ont exprimés un désir d'obtenir des renseignements plus fréquemment sur le programme.

ÉTAT

- ✓ La phase de développement des fonctionnalités de base et les interfaces principales de la CEV sont terminées.
- ✓ Les essais de connectivité de bout à bout, avec toutes les composantes sont terminés.
- ✓ L'infrastructure est en place pour interfacier avec les agrégateurs, installer les équipements requis, effectuer le contrôle et évaluer les résultats.
- ✓ Les essais de fonctionnalité sont en cours pour 2 des 4 agrégateurs de l'ERNB et 2 des 3 agrégateurs de NSPI.
- ✓ Le recrutement et les installations des consommateurs se poursuit.
- ✓ Des sondages trimestriels sont effectués auprès des participants.

Avantages et coûts

Tel que mentionné précédemment, ce projet de démonstration de quatre ans cherche à identifier des approches plus efficaces pour intégrer l'énergie éolienne. Ces travaux sont considérés comme un investissement pour engendrer de futures réductions de coûts. Le coût de ce projet se chiffre à 32 M\$ dont la moitié du financement provient du Fonds pour l'énergie propre du gouvernement canadien, et l'autre moitié du consortium. Maintenant que le projet évolue dans sa phase de déploiement et que les CEV sont fonctionnelles, l'équipe du projet réalise actuellement une analyse de rentabilité en déterminant et en quantifiant les avantages éventuels, y compris et sans s'y limiter aux :

- Coûts évités en carburant pour fournir les services complémentaires;
- Coûts évités en entretien associé au démarrage ou au cyclage de la production fossiles;
- Coûts évités en capacité de production, de transmission et de distribution du réseau;
- Gaz à effet de serre (GES) évités.

Bien que les recherches actuelles soient centrées sur l'intégration plus efficace de la production éolienne, les leçons apprises seront utiles pour optimiser d'autres sources de production d'énergie renouvelable, et pour éviter le recours à des centrales traditionnelles dans le futur. Des développements futures de la CEV pourrait aussi comprendre une réduction de la demande aux périodes de pointe ou d'autres types de services complémentaires basés sur du stockage et de la gestion de charges. L'adhésion et la participation continue des consommateurs seront un indicateur clé de la possibilité de continuer au-delà de l'étape de recherche et de démonstration et de passer à une offre commerciale.

Leçons apprises et pratiques exemplaires

Collaborer pour étendre la portée du projet

Ce projet constitue une coupure avec les approches de gestion de projet complexes explorées dans le passé. Dans ce cas-ci, la réussite du projet exigeait de chaque partenaire de mettre en commun des ressources et non de tout faire soi-même. PowerShift Atlantique a ainsi imposé un modèle de gouvernance collaborative où une saine et naturelle compétition entre les partenaires servirait à alimenter l'innovation. Jusqu'à maintenant, tous les membres du consortium participent pleinement à la réussite du projet, appuyé par la haute direction de chaque service public. Avec un projet d'une grande envergure, le consortium est davantage en mesure de tirer des leçons quant à l'opération d'une CEV, et ce, grâce à :



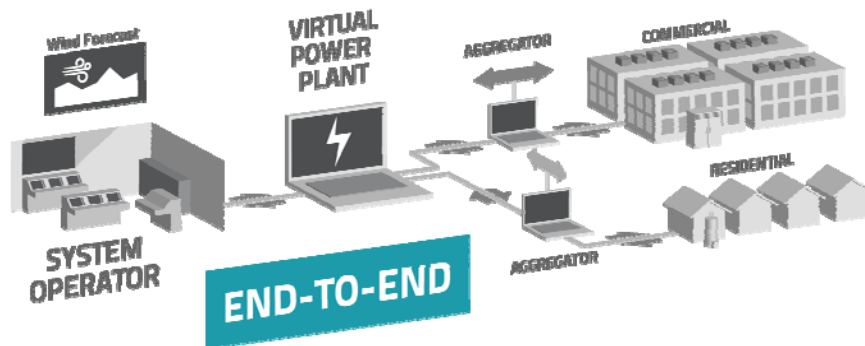
Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

- une variété d'utilisateurs finaux et de charges provenant des secteurs résidentiels et commerciaux (chauffe-eau, CVC, réfrigération, accumulation thermique);
- deux exploitants de réseau, des services publics avec différentes structures d'actionnaires et de gouvernance, des marchés avec différentes structures tarifaires (des taux différenciés dans le temps versus des taux fixes);
- des clients commerciaux dont la gestion de charge est réalisée à travers le système de gestion de l'énergie ou à travers des charges contrôlées directement par l'agrégateur.

Gestion du projet

Ce projet a créé un esprit de collaboration entre les partenaires, tous travaillant à développer de nouvelles solutions. L'équipe du projet met continuellement au défi les membres du consortium d'ajuster l'ampleur de leur projets pilotes afin de les rendre conformes aux processus internes d'approvisionnement et de négociation de contrats. En outre, des examens et des rapports réguliers sur la gestion des risques et des enjeux à tous les niveaux de gouvernance se sont avérés efficaces pour gérer les attentes des parties prenantes. Enfin, le projet influence l'industrie en général, des fournisseurs d'électricité, en passant par les fournisseurs de solutions et le régulateur. Le projet a eu des incidences considérables, que voici :

- il a aidé à déterminer les critères de sélection des solutions et des équipements, en plus d'identifier des secteurs particulièrement complexes où opérer;
- il a permis à l'industrie de mieux comprendre la vision des services publics et les défis liés à la fourniture d'énergie renouvelable;
- les fournisseurs de solutions ont modifiés leurs produits pour satisfaire aux exigences de PowerShift Atlantique. Cette collaboration avec les fournisseurs de solutions constitue une bonne base pour les projets futurs, de plus, elle incite les fournisseurs de solution de gestion de la demande à dépasser leurs fonctionnalités existantes.
- les organismes de réglementation participent aux discussions sur le projet et ses résultats, et sur d'éventuelles implications sur la réglementation.



Leçons techniques

Le projet PowerShift Atlantique exige une interaction en continue entre des technologies modernes situées chez le consommateur, les agrégateurs et chez les exploitants du réseau. Dans la phase de veille technologique, l'équipe de projet est passé à travers un long processus visant à connaître les fonctionnalités de prévision, de gestion et d'agrégation de solutions existantes sur les marchés. Suite à la réception des offres pour une plateforme technologique de type CEV, le consortium a constaté que les systèmes de gestion de l'énergie (EMS) disponibles sur le marché ne permettaient pas le contrôle direct de charge en continu, et que les systèmes de gestion de la demande (DRMS) ne soutenaient pas la prestation de services complémentaires de façon satisfaisante. Par conséquent, le consortium a décidé d'élaborer leur propre CEV (développée par l'intégrateur de système Stantec, Accreon et SAIC) afin de fournir la gestion du profil de charges ainsi que l'équivalent d'une réserve tournante de 10 minutes, sur demande. Afin de réduire davantage les coûts du projet, le consortium a aussi décidé d'héberger la solution pour la CEV sur une plateforme virtuelle de Bell-Alliant plutôt que d'acheter du matériel.

Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

La CEV fonctionne en continue et en temps quasi réel, par conséquent, une communication permanente est requise entre la charge et l'agrégateur, et aussi entre l'agrégateur, la CEV et l'exploitant du réseau. Du côté de l'agrégation résidentielle, il a été démontré que les agrégateurs utilisant le réseau de communication à large bande (connexion Internet du client) étaient en mesure d'opérer en temps quasi-réel, contrairement aux agrégateurs qui utilisaient des réseaux maillés radiofréquence (RF). La plupart des solutions mises à l'essai utilisent des communications à large bande, à l'exception d'une d'entre elles qui utilise le réseau de communication lié à l'infrastructure de mesurage avancé (IMA).

Tel que mentionné précédemment, l'utilisation de l'IMA basée sur une technologie maillé RF comme réseau de communication cause des difficultés pour la gestion des charges en temps quasi-réel. La latence inhérente entre l'émission d'un signal de contrôle et la confirmation de l'exécution de cette commande fait en sorte qu'il est difficile d'utiliser l'IMA comme une technologie de communication en temps quasi-réel pour le contrôle de charges. Les données transférées par l'IMA sont parfois perdues ou retardées, ce qui nuit à l'agrégation et à la capacité de fournir des prévisions fiables. Aussi, l'extraction de la consommation d'un chauffe-eau électrique à partir de données mesurées par des compteurs intelligents, plutôt que par une mesure directe de l'appareil, représente un défi technique de plus pour déterminer l'état de l'appareil et prévoir sa demande et la capacité de déplacer sa consommation.

Leçons sur la participation des consommateurs

Pour permettre de tirer des conclusions en recherche, un volume important de charge est visé, ce qui implique une bonne stratégie d'engagement des consommateurs. L'équipe du projet a compris que la participation des consommateurs devait être simple, sans coût, et comporter des risques limités. Les services publics ont investi dans leur programme d'engagement des consommateurs avec des sondages et des travaux connexes afin d'assurer que les solutions élaborées trouveraient un écho favorable chez les consommateurs. Les activités initiales comprenaient :

- l'étude de meilleurs pratiques, la réalisation de sondages auprès des consommateurs résidentiels et commerciaux et la formation de groupes de discussion afin de mieux comprendre les besoins des consommateurs;
- la conception et la mise en œuvre des programmes d'engagement des consommateurs;
- des sondages et des communications continus auprès des participants.

Les recherches démontrent que les habitants des Maritimes se soucient de la protection et de la préservation de l'environnement et qu'ils désirent participer à des solutions proactives à ce sujet. Ces gens apprécient lorsque des organismes (c.-à-d., le gouvernement, les services publics régionaux et les entreprises) collaborent et s'efforcent de trouver des options bonnes pour l'environnement. Ensemble, les services publics ont élaboré un programme d'engagement pour l'ensemble des consommateurs liés au projet. Cette réalisation importante est non seulement le résultat d'une stratégie coordonnée entre services publics, mais offre aussi la flexibilité de personnaliser et de satisfaire les exigences uniques de chaque service public et de ses consommateurs. Le programme d'engagement des consommateurs a été conçu avec certains principes clés convenus par tous les services publics :

- la participation au projet devrait passer en grande partie inaperçue par les consommateurs, afin que ceux-ci ne remarquent aucun changement opérationnel lors du déplacement de la consommation;
- la participation ne représente aucun coût pour les consommateurs;
- il n'y a aucune garantie d'économies;
- aucun incitatif financier n'est offert pour motiver les consommateurs résidentiels et commerciaux.

Les services publics de PowerShift Atlantique ont remarqué que le projet leur a permis d'établir de nouveaux types de relations avec leurs consommateurs, permettant de nouvelles possibilités pour accroître les communications avec ces derniers ou obtenir leur engagement. Malgré l'absence d'incitatifs financiers ou d'autres garanties monétaires, les consommateurs ont tenu à participer à ce projet afin de contribuer à l'intégration efficace de l'énergie éolienne et contribuer à d'autres avantages environnementaux, tels que la réduction de GES. Dans le cadre du programme commercial, les



Une centrale électrique virtuelle pour équilibrer l'énergie éolienne – Un projet de réseau électrique intelligent canadien

consommateurs ont été invités à un programme de co-marquage avec leur service public pour promouvoir leur implication à PowerShift Atlantique. Le programme de co-marquage s'harmonise aux objectifs de responsabilité sociale des entreprises commerciales impliquées dans le projet.

Gérer les attentes des consommateurs est primordiale dans un projet de recherche s'échelonnant sur une aussi longue période, notamment avec les consommateurs commerciaux. Ces derniers ont tendance à moins tolérer les risques d'interruptions que les consommateurs résidentiels. Tout au long de la période de recrutement des consommateurs, les entreprises de services publics ont été franches avec les consommateurs au sujet de la durée du projet et du fait qu'elles n'ont pas toutes les réponses, puisqu'il s'agit d'un projet de recherche. Pour limiter les risques associés au projet, les services de soutien à la clientèle ont été révisés et les employés formés afin de bien connaître le projet et de savoir comment bien communiquer les détails de ce projet avec l'ensemble des parties prenantes.

Impliquer les grands consommateurs grâce aux fournisseurs de services de gestion de l'énergie

L'engagement de grands consommateurs commerciaux et leur agrégation à travers leur service existant de gestion de l'énergie s'est avérée difficile. Les fournisseurs de services de gestion de l'énergie contrôlant une multitude de sites commerciaux ne sont pas nombreux dans les Maritimes; de plus, ils ne sont pas aussi avancés dans ce domaine que ce qui était anticipé au départ. Même si les coûts d'installation pouvaient être évités en exploitant la télémessure existante, ces entreprises devraient tout de même mettre à niveau leur système de gestion de l'énergie et leurs capacités à satisfaire les exigences du service d'agrégation



dictées par la CEV. Leur plateforme de gestion de l'énergie devait également évoluer techniquement afin de fournir des prévisions court terme à la CEV pour les prochaines 36 heures. Dans tous les cas, les propositions reçues pour de telles mises à niveau ont été jugées irréalisables considérant le budget du projet et les contraintes de temps. Comme solution de rechange, Énergie NB et NS Power ont décidé d'aller de l'avant avec l'entreprise canadienne Enbala Power Networks. Enbala fournit la technologie pour intégrer les équipements de contrôle des bâtiments sur une plateforme d'agrégation. Énergie NB et NS Power ont également eu recours à la Steffes Corporation pour fournir des équipements de stockage électrique et thermique, leur agrégation ainsi qu'à Integral Analytics pour des services d'agrégation résidentielle.

Politique dans la région des Maritimes du Canada

Les provinces des Maritimes ont chacune leurs propres politiques, programmes et plans qui influencent le développement du réseau électrique intelligent dans la région. Dans son plan énergétique annoncé en 2012, le Nouveau-Brunswick a annoncé le développement d'une feuille de route de dix ans pour favoriser son développement, de même qu'un objectif de 40 % en énergie renouvelable d'ici 2020. La Nouvelle-Écosse, quant à elle, dispose d'une loi dictant que 25 % de l'électricité de la province proviendra de sources d'énergie renouvelable d'ici 2015. Elle s'est également fixée un objectif de 40 % en matière d'électricité renouvelable d'ici 2020; les tarifs de rachat garantis et les programmes de facturation nette améliorés supportent les filières marémotrices et solaires. La stratégie énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard en 2008 a doublé les objectifs du gouvernement en matière d'énergies renouvelables, exigeant que 30 % de l'électricité provienne de ressources renouvelables en 2013. De plus, la province s'était engagée à réviser ses politiques et ses mécanismes financiers de façon à intégrer davantage de production d'énergie renouvelable distribuée.

Cette étude de cas a été élaborée par CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada et le consortium PowerShift Atlantique. Pour obtenir de plus amples renseignements, consultez www.powershiftatlantic.com.

