



Recommandation de la branche relative au marché suisse de l'électricité

Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3

Cadre d'élaboration des plans pluriannuels

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de l'AES.

PPA – CH, édition mars 2014

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum et contact

Editeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10, case postale
CH-5001 Aarau
Tél. +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Autoren (Ausgabe 2014)

Amrein Hanspeter	CKW	Membre du GT PPA
Bräuer Gerhard	Repower	Membre du GT PPA
Heim Stephan	BKW	Membre du GT PPA
Luternauer Hansruedi	ewz	Membre du GT PPA
Moor Daniel	Axpo Power	Responsable du groupe de GT PPA
Notz Jean-Michel	VSE/AES	Rédaction du document jusqu'au 31 décembre 2013
Stojanovic Jelena	SI Lausanne	Membre du GT PPA
Stössel Olivier	VSE/AES	Rédaction du document à compter du 1 ^{er} janvier 2014

Chronologie

22 mars 2013	Attribution des tâches par NeWiKo
2 décembre 2013	Approbation par NeWiKo
Janvier/février 2014	Consultation au sein de la branche
Février 2014	Correction du document au sein du GT
12 mars 2014	Approbation par le comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et des représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 12. mars 2014.

Imprimé n° 1030f, édition mars 2014

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES.

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Sommaire

Avant-propos	5
1. Introduction, objectif du document	6
1.1 Introduction.....	6
1.2 Objectif du document	6
2. Conditions préalables.....	7
2.1 Législation	7
2.1.1 Etat actuel (fin 2013).....	7
2.1.2 Evolution annoncée	7
2.2 Autres documents (si applicables pour NR2 et NR3)	7
2.3 Limites du système.....	7
3. Conception du rôle du gestionnaire de réseau de distribution/des autorités	8
3.1 Planification et coordination	8
3.2 Horizon de planification	8
3.3 Actualisation	8
3.4 Procédure de qualification.....	8
3.5 Confidentialité.....	8
4. Plans pluriannuels	9
4.1 Situation initiale	9
4.2 Evolution de la charge et de la production.....	9
5. Principes de la planification du réseau	11
5.1 Principe RORE	11
5.2 Principes techniques de planification du réseau	12
6. Justifications d'extensions aux NR2 et NR3 (éléments déclenchant un projet)	13
7. Liste de projets	14
8. Annexe: contenu de la documentation pour remise à l'organe de vérification	17

Liste des tableaux

Tableau 1 Indices NR2 et NR3	9
Tableau 2 Evolution de la charge et de la production	10
Tableau 3 Motifs d'extension et de transformation	14
Tableau 4 Liste de projets	15

Avant-propos

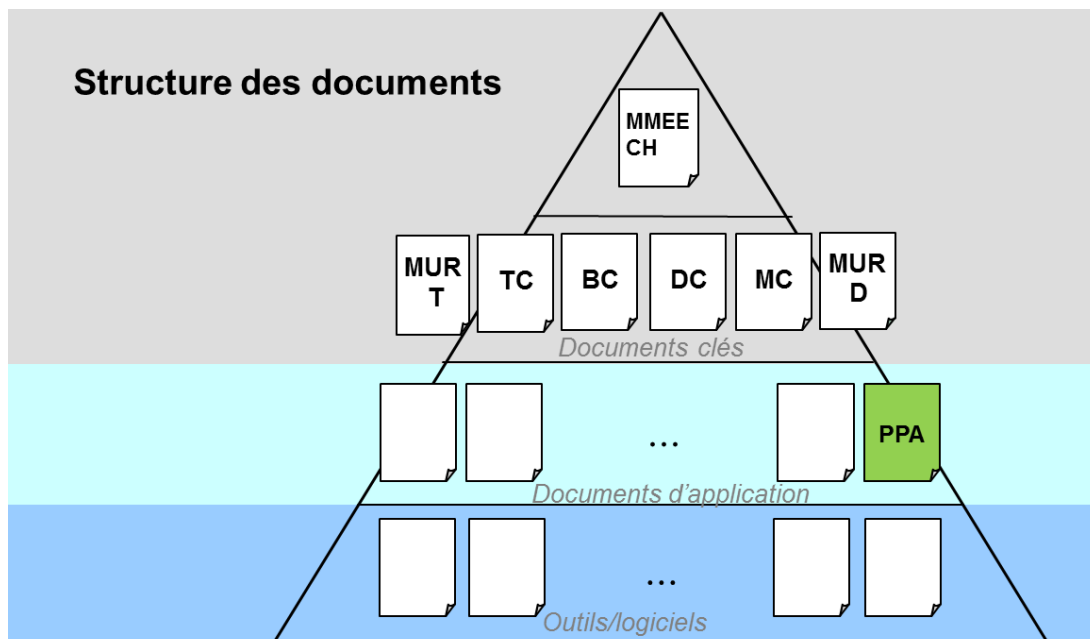
La loi sur l’approvisionnement en électricité (LApEI) du 23 mars 2007 et l’ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (OApEI) du 14 mars 2008 (état au 1er octobre 2011) ont ouvert le marché électrique suisse aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle est égale ou supérieure à 100 MWh par site. Cinq ans après l’entrée en vigueur de cette loi, les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh par site doivent aussi pouvoir, sur décision de l’assemblée fédérale, accéder au réseau de manière non discriminatoire. Cette décision peut faire l’objet d’un référendum.

Fidèle au principe de subsidiarité (art. 3, al. 1 LApEI), la branche a créé dans le cadre du projet Merkur Access II, grâce à des spécialistes, un ouvrage extensif de règlements encadrant l’approvisionnement en électricité sur un marché ouvert. Grâce à cet ouvrage, l’économie électrique dispose d’une recommandation reconnue dans toute la branche traitant de l’utilisation des réseaux électriques et de l’organisation du commerce de l’énergie.

La LApEI et l’OApEI exigent la mise sur pied par les gestionnaires de réseaux de directives pour divers faits matériels. Les documents suivants sont la réponse à cette attente. Les chapitres correspondants répartis dans divers documents sont indiqués au chapitre 7 du Modèle de marché pour le courant électrique – Suisse (MMEE – CH).

Le Modèle d’utilisation des réseaux de distribution (MURD – CH), le Modèle d’utilisation des réseaux de transport (MURT – CH), le Transmission Code (TC – CH), le Balancing Concept (BC – CH), le Metering Code (MC – CH) et le Distribution Code (DC – CH) sont des documents clés parmi les documents de la branche.

La branche a élaboré les documents d’application tels que le présent document «Plans pluriannuels pour les réseaux», ainsi que les «outils» nécessaires en se basant sur les documents centraux.



1. Introduction, objectif du document

1.1 Introduction

- (1) Le législateur prévoit que les gestionnaires de réseau des niveaux de réseau 1 à 3 établissent et présentent des plans pluriannuels pour garantir une exploitation sûre, performante et efficace du réseau.
- (2) L'évolution régionale ou suprarégionale de la charge et de la production ainsi que la prise en compte de scénarios de coordination en fonction des besoins (scénario-cadre de la Confédération, scénarios AES, cadastre solaire/éolien, etc.) constituent les bases de la planification pluriannuelle aux niveaux de réseau NR2 et NR3.
- (3) L'AES entend jouer un rôle de premier plan dans ce processus essentiel pour les gestionnaires de réseau et a mis en place un groupe de travail dirigé par la Commission Utilisation du réseau (NeNuKo), qui a élaboré un cadre relatif à la planification pluriannuelle NR2 et NR3 conformément à l'art. 8 al. 2, LApEI et à l'art. 6 al. 1 let. a, OApEI.

1.2 Objectif du document

- (1) Le document vise à offrir aux gestionnaires de réseau de distribution NR2 et NR3 une aide pour élaborer les plans pluriannuels de façon homogène et adaptée aux besoins conformément à l'art. 8 al. 2, LApEI et à l'art. 6 al. 1 let. a, OApEI.

2. Conditions préalables

2.1 Législation

2.1.1 Etat actuel (fin 2013)

- Art. 8 al. 2, LApEI
- Art. 6 al. 1 let. a, OApEI

2.1.2 Evolution annoncée

- (1) Le Conseil fédéral entend mettre à disposition d'ici l'automne 2014 de nouvelles bases légales pour l'évolution future des réseaux électriques suisses. Il a chargé le DETEC d'élaborer une proposition devant être mise en consultation. Ce document devra définir des objectifs contraignants pour la planification et les processus de développement du réseau ainsi que pour l'intégration des acteurs concernés et à garantir de cette manière la transformation et le développement des réseaux électriques en temps utile et conformément aux besoins.

2.2 Autres documents (si applicables pour NR2 et NR3)

- MURD – CH
- Distribution Code - CH
- Stratégie Réseaux électriques; concept détaillé dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 du 14 juin 2013
- Etude de la DENA (agence allemande de l'énergie), Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz (exigences relatives au scénario-cadre d'économie énergétique pour la planification du réseau en Suisse). Rapport final du 28.03.2013. Notamment chapitre 6, contenus de la planification pluriannuelle.
- Prise de position et questionnaire relatifs à la Stratégie Réseaux électriques, auteur: Association des entreprises électriques suisses (AES), 28 février 2013.
- Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, rapport global (scénarios 2050), AES 2012
- Documents de connaissances de base relatifs aux scénarios 2050, AES 2013

2.3 Limites du système

- (1) Le présent document se concentre sur les NR2 et NR3. Il ne s'applique pas au réseau de transport de la Suisse.
- (2) Les gestionnaires de réseaux de distribution qui détiennent des éléments de réseau aux niveaux de réseau inférieurs en plus de ceux situés aux NR2 et NR3 ont exclusivement l'obligation d'établir et de présenter des plans pluriannuels portant sur les NR2 et NR3 (art. 6 al. 1 let. a, OApEI).

3. Conception du rôle du gestionnaire de réseau de distribution/des autorités

3.1 Planification et coordination

- (1) La coordination du développement du réseau doit être opérée de façon complémentaire entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution aux NR2 et NR3.
- (2) Les gestionnaires de réseau de distribution se concentrent sur leurs tâches dans les zones d'approvisionnement et se concertent avec les réseaux voisins, les cantons, les communes et les personnes raccordées au réseau de distribution (clients finaux et producteurs).
- (3) La concertation se poursuit ensuite à l'échelon national en collaboration avec Swissgrid. Ce processus a été introduit avec la mise en place des groupes de travail sur la coordination régionale du développement du réseau (abréviation allemande RKN, soit « Regionale Koordination des Netzausbaus »).

3.2 Horizon de planification

- (1) Le développement du réseau au sein des NR2 et NR3 et la réalisation ultérieure des mesures nécessaires constituent un processus fastidieux, notamment en ce qui concerne la procédure d'approbation des plans relatifs aux lignes. Des périodes d'observation courtes de même qu'une planification à très long terme semblent peu pertinentes. Si l'horizon de planification doit en principe être de 10 ans environ. D'autres horizons de planification sont cependant possibles.

3.3 Actualisation

- (1) Le suivi et le contrôle annuels de la planification pluriannuelle sont écartés car ils présentent un faible intérêt en comparaison à l'investissement nécessaire. De ce fait, un cycle de trois ans semble répondre aux besoins en termes de contrôle de la planification pluriannuelle.

3.4 Procédure de qualification

- (1) D'après l'art. 8 de la LApEI, les gestionnaires de réseau ont l'obligation d'établir des plans pluriannuels afin de garantir un réseau sûr, performant et efficace.
- (2) Le contrôle prévu de ces plans (> 36 kV, OApEI, art. 6) par les autorités compétentes s'effectue au sens d'une procédure de qualification de l'évolution du réseau définie.
- (3) Un examen individuel des projets et donc une reconnaissance ex ante des coûts d'investissement ne sont pas prévus. Les règles actuelles relatives au contrôle de l'efficacité des coûts globaux par l'EICOM, conformément à la LApEI, restent donc inchangées.

3.5 Confidentialité

- (1) La publication des données relatives au contrôle des plans pluriannuels ne doit s'effectuer qu'en concertation avec les gestionnaires de réseau concernés et avec leur accord.
- (2) L'infrastructure concernée par les plans doit être protégée des nuisances volontaires de la part de tiers.

4. Plans pluriannuels

4.1 Situation initiale

- (1) Les indices fondamentaux pour le réseau existant sont présentés conformément au formulaire 2.1 issu du reporting de l'EICoM, dans les limites du système définies (chap. 2.1). Les données correspondantes doivent être reprises du reporting le plus récent dans le tableau 1 ci-dessous.
- (2) Indices des NR2 et NR3 issus du reporting EICoM (extrait du formulaire 2.1, concentration sur NR2 et NR3):

Catégorie d'installation	Données	Unité de mesure	Remarques
- Tracé installation de tubes HT (NR3)		km	
- Câble (NR3)		km	
- Ligne aérienne (NR3)		km de ternes	
- Sous-station NR2, NR3		nombre	
Transformateur NR2		nombre	
		puissance en kVA	
Cellule de couplage NR2		nombre	
Transformateur NR3 (p. ex. 110/50 kV)		nombre	
		puissance en kVA	
Cellule de couplage NR3		nombre	

Tableau 1 Indices NR2 et NR3

- (3) Le réseau existant constitue le point de départ pour la présentation de la planification pluriannuelle.
- (4) Il convient de joindre un schéma général à jour des NR2 et NR3.

4.2 Evolution de la charge et de la production

- (1) Pour la planification pluriannuelle, il convient de compléter les évolutions de charge et de production attendues dans le tableau 2. Les évolutions régionales et suprarégionales ainsi que les éventuels scénarios globaux [paragraphe (5) ci-dessous] doivent être pris en compte. Une vue d'ensemble est pertinente.
- (2) Dans le tableau 2, il convient d'indiquer les scénarios de charge suivants dans les colonnes prévues à cet effet:
 - Scénario de charge maximal sans production ou avec une production minimale
 - Scénario de production maximal associé à une faible charge
- (3) Par conséquent, il convient de consigner le cas (consommation ou production) qui s'avère déterminant pour la conception du réseau. Il est tout à fait possible que l'hypothèse d'évolution prise en considération puisse conduire à modifier la conception du réseau. Afin de représenter les situations en fonction des besoins, il peut en outre être utile de définir des scénarios différenciés pour les diverses zones de desserte.

- (4) Le tableau 2 peut le cas échéant être répété plusieurs fois (par zone de desserte ou pour une section de réseau concernée).

Scénarios possibles	Scénario de charge Charge réseau maximale actuelle	Charge réseau maximale dans 10 ans	Scénario de production Injection max. actuelle incluant centrales hydroélect., UIOM, CETE, etc.	Injection max. dans 10 ans
	20xx	20xx (+ 10 a)	20xx	20xx (+ 10 a)
Evaluation EAE (vue d'ensemble)				

Tableau 2 Evolution de la charge et de la production

- (5) On peut citer comme scénarios-cadre potentiels:
- Perspectives énergétiques 2035 (Prognos SA)
 - AES, Scénarios pour l'approvisionnement énergétique du futur (scénarios 1 – 3)
 - Etudes des cantons relatives aux évolutions de charge et de production
 - Cadastre solaire et éolien
 - etc.
- (6) La charge actuelle maximale du réseau représente la puissance de soutirage simultanée maximum issue du niveau de réseau 3. Elle ne correspond pas forcément à la puissance de soutirage maximum à tous les points de soutirage. Dès lors que l'on observe des différences régionales marquées, il est également possible de créer des réseaux partiels. Des injections de production assurées dans le NR3 peuvent être soustraites de la charge. La production stochastique (solaire, éolien, etc.) ne peut pas être soustraite.
- (7) Il convient de procéder de la même façon avec le scénario de production. Il faut alors présenter la situation qui pose les plus grandes exigences pour le réseau. Dans ce cas, la production stochastique (solaire, éolien, etc.) doit être ajoutée. Dans ce scénario, la situation de consommation est à prendre en compte en fonction des besoins (cas de faible charge).

5. Principes de la planification du réseau

5.1 Principe RORE

- (1) Il convient d'appliquer le principe RORE. La Stratégie Réseaux électriques définit le principe RORE comme suit:
 - En principe, il faut privilégier l'optimisation du réseau par rapport à un renforcement.
 - Le renforcement du réseau est prioritaire à son extension.
- (2) Une extension du réseau électrique ne doit avoir lieu que s'il est prévisible que l'optimisation du réseau et, dans un second temps, le renforcement du réseau ne puissent garantir la sécurité et la performance du réseau électrique. L'objectif du principe RORE consiste à encourager la gestion la plus économique de l'espace, des sols et des ressources financières et à assurer une utilisation optimale de l'infrastructure.
- (3) Le principe RORE doit préciser les objectifs existants comme l'exige l'art. 8 de la LApEI.
- (4) Les mesures suivantes peuvent par exemple figurer dans la catégorie des optimisations du réseau aux NR2 et NR3:
 - Elimination des goulots d'étranglement dans les sous-stations
 - Construction d'installations provisoires dans le réseau
 - Remplacement de transformateurs (classe de puissance et résistance aux courts-circuits)
 - Renforcement d'installations de couplage (courant nominal et résistance aux courts-circuits)
 - Passage à une tension plus élevée (p. ex. de 50 kV à 110 kV)
 - Projets d'amélioration du bilan de puissance réactive
 - (p. ex. installations de compensation)
 - Pilotage des flux de charge
- (5) Parmi les renforcements de réseau aux NR2 et NR3, on peut par exemple compter les éléments suivants:
 - Utilisation de supports de lignes libres
 - Utilisation de blocs de tubes libres
 - Augmentation des sections de lignes et de câbles (changement de conducteurs, câble parallèle, etc.)
 - Remplacement de lignes (puissance transportable et résistance aux courts-circuits)
 - Développement d'installations de couplage
 - Rénovation de ligne dans le but d'accroître la tension (p. ex. de 50 kV à 110 kV)
- (6) Si les mesures (4) et (5) restent sans effet, une extension du réseau est nécessaire. On peut par exemple citer parmi les mesures de ce type:
 - Construction de nouvelles lignes sur un nouveau tracé
 - Construction de nouvelles installations de couplage

5.2 Principes techniques de planification du réseau

(1) Les principes de planification du réseau appliqués constituent les bases de la planification technique. Il s'agit là notamment des conditions-cadre prises en compte par le gestionnaire de réseau de distribution pour la planification du réseau (méthodologie, principes, critères techniques, etc.).

(2) Les principes suivants en font par exemple partie. Ils servent d'aide et de liste de sélection:

- Défaillance simple
- Défaillance multiple
- Définition du cas (n-1) en matière de circuit
- Définition du cas (n-1) en matière de tracé
- Définition du cas (n-2) en matière de circuit
- Sécurité propre des sous-stations (p. ex. alimentation par différents tracés)
- Charges des composants au sein de l'exploitation réseau
- (100%, charge maximale avec durée limitée, autres concepts)
- Principes d'exploitation, concept d'exploitation
- Principes relatifs à la structure du réseau (p. ex. nombre de sous-stations en série)
- Raccordements au réseau
- Concept quant à la puissance réactive (tenue de la tension, plages de tension)
- Traitement du point neutre (processus dans le cadre du traitement des courts-circuits)
- Type de concept de protection
- Prise en compte de la fiabilité d'approvisionnement
- Prise en compte de l'optimisation des pertes
-
-

Remarques/commentaires

(3) Le Distribution Code est à intégrer en tant que base supplémentaire de planification.

6. Justifications d'extensions aux NR2 et NR3 (éléments déclenchant un projet)

- (1) Le tableau 3 ci-après vise à permettre de justifier les mesures prévues sur le réseau. La colonne 1 présente le principal élément déclencheur du projet. La colonne 2, qui comprend les explications, expose clairement ce dont il s'agit.
- (2) Les motifs justifiant les mesures (éléments déclencheurs du projet) doivent être inscrits dans la liste de projets (chap. 7, tableau 4, colonne 5).

Motifs d'extension/de transformation (Liste « ouverte »)	
Déclencheur de projet/mesure	Explications
Congestion du réseau	<ul style="list-style-type: none"> - Suppression de congestions existantes - Délestage des éléments critiques du réseau
Sécurité (n-1) et disponibilité	<ul style="list-style-type: none"> - Garantie d'un approvisionnement redondant - Mise hors tension de lignes pour maintenance et remplacement de composants - Garantie de la (bonne) gestion du réseau / de l'approvisionnement en cas de perturbations
Renforcement et optimisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> - Adaptation à la consommation d'énergie en croissance constante ou à la charge du réseau qui en résulte (augmentation de la capacité du réseau / de la capacité de transport) - Pas de surcharge en situation d'exploitation normale, ni dans la situation (n-1) - Garantie de l'approvisionnement par délestage et complément ciblé de l'infrastructure du réseau - Problèmes de tension, qualité du réseau / amélioration du bilan de puissance réactive - Accroissement de l'efficacité/optimisation du réseau (p. ex. réduction des pertes actives/réactives, etc.) - Renforcements de l'installation suite aux exigences accrues quant à la puissance de court-circuit
Raccordement au réseau	<ul style="list-style-type: none"> - Nouveau raccordement d'unité de production, de consommateur final ou d'installation de stockage - Extension, augmentation de la puissance, amélioration du raccordement au réseau d'unité de production, de consommateur final ou d'installation de stockage - Adaptation au développement constant de la production stochastique

	- Respect de la qualité du réseau (EN 50160, DACHCZ)
Ajustement du tracé (coordination spatiale)	<ul style="list-style-type: none"> - Assainissement et, si possible, fusion de tracés de lignes - Câblage en raison de la topologie ou des exigences de l'aménagement du territoire - Déplacement de lignes suite à des projets de construction de tiers - Travaux préliminaires (p. ex. mise en place de tubes vides) pour les câblages futurs en remplacement de lignes aériennes existantes en raison de projets de construction de tiers (assainissement de routes, construction de tunnels, contournements, etc.) - Risques environnementaux (glissements de terrain, avalanches, inondations, etc.)
Renouvellement des installations	<ul style="list-style-type: none"> - Remplacement 1:1 d'installations en raison de leur vétusté - Remplacement partiel d'installations à la suite de dérangement(s) - Nécessité importante de maintenance - Expiration de la durée d'utilisation technique - Non conformité légale de l'installation (p. ex. ORNI)
Lois/dispositions	<ul style="list-style-type: none"> - Assainissement (installations ne sont plus conformes aux lois) - Mesures suite à l'ORNI (distances, limitations de puissance) - Mesures relatives à la protection des personnes, courants de mise à la terre
Motifs spécifiques à l'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> - Accroissement du degré d'automatisation - Systèmes de contrôle et de protection supplémentaires
Autres motifs	- ...

Tableau 3 Motifs d'extension et de transformation

- (7) Pour les coûts de projet estimés (+/- 20%), une croix (X) est inscrite dans les colonnes «1,0 – 10,0 MCHF»; «10,1 – 20,0 MCHF» ou «>20,0 MCHF».
- (8) Pour la mise en service prévue, une fourchette ou, si elle est connue, l'année est inscrit(e) dans la colonne correspondante.
- (9) Un schéma global NR2 et NR3 comprenant les projets signalés conformément au tableau ci-dessus est joint.

8. Annexe: contenu de la documentation pour remise à l'organe de vérification

- (1) Les ébauches des tableaux 1, 2 et 4 ainsi qu'une liste des «Principes techniques de planification du réseau» prises en compte peuvent être téléchargées par les membres de l'AES à partir de l'Extranet de l'AES.