

Étude de câblage Suisse

Version abrégée

Date 3 février 2025
Rédigé par Swissgrid, Business Unit Market

Content

1	Contexte et objectifs	2
2	Work package 1 : Compensation de la puissance réactive	2
3	Work package 2 : Études des électromagnétiques (Études EMT)	4
3.1	Études de balayage de fréquences	4
3.2	Études d'amplification harmonique	7
3.3	Études de connexion de transformateurs	11
3.4	Variations de tension dues à la connexion/déconnexion de câbles et compensations de réactive	13
4	Work package 3: Reconstruction réseau	15
5	Interprétation des résultats et considérations régionales	16
6	Références	18

1 Contexte et objectifs

Le nombre de projets de liaisons câblées dans le réseau de transport suisse a énormément augmenté ces dernières années. Les câbles dont il est question dans cette étude sont des câbles XLPE souterrains. Dorénavant, pour faciliter la lecture, seul le mot « câble » sera écrit.

Les câbles ont un effet considérable sur le fonctionnement du réseau, notamment sur l'augmentation des niveaux de tension, les phénomènes de résonance ainsi que d'amplification harmonique.

Comme ces effets sont déjà observés avec les câbles actuellement prévus, on peut s'attendre à ce que l'effet de ces phénomènes soit encore plus prononcé au fur et à mesure que la longueur de câble installée augmentera. Dans cette situation, il est prudent de s'avancer et de recueillir davantage d'informations sur l'impact d'une augmentation significative du nombre de projets de câbles. En effet, il est alors possible d'anticiper les défis et de planifier les projets de manière durable.

Pour ce faire, il a été décidé de réaliser une étude comparative avec trois scénarios à différents horizons temporels :

1. Le premier scénario comprend les câbles actuellement existants.
2. Le deuxième scénario contient les câbles du scénario 1 plus les câbles déjà planifiés ou en cours de construction. L'horizon temporel n'est pas fixé car il est encore incertain, mais à titre indicatif, nous pouvons considérer l'année 2040.
3. Le troisième scénario est un scénario hypothétique avec un grand nombre de câbles. Il s'agit d'un scénario clé dans l'analyse comparative car il permettra de voir l'impact sur le réseau et de le comparer aux deux scénarios précédents. Le positionnement des nouveaux câbles a été choisi en tenant compte des lignes qui entreront dans le plan sectoriel dans les années à venir. Les câbles du deuxième scénario sont également inclus. Comme il s'agit d'un scénario totalement hypothétique, aucun horizon temporel n'est indiqué.

Les trois effets négatifs mentionnés auparavant ont été analysés pour les trois scénarios. Les résultats ont ensuite été comparés pour tirer des conclusions sur l'impact des câbles sur le réseau.

Les analyses effectuées dans cette étude sont basées sur des textes issus de la communauté scientifique et documentés dans les références de ce résumé [4]-[24].

Les analyses présentées dans le WP1 visent à quantifier les besoins de compensation de la puissance réactive dans les trois scénarios. L'impact sur la fréquence de résonance et le contenu harmonique sera analysé dans le WP2 et les effets sur la reconstruction du réseau après black-out dans le WP3.

2 Work package 1 : Compensation de la puissance réactive

Il est bien connu que les caractéristiques électriques des câbles en courant alternatif présentent des différences considérables par rapport à celles des lignes aériennes. L'une des principales différences électriques est le courant de charge capacitif, qui est beaucoup plus élevé dans un câble que dans une ligne aérienne de même longueur et de même puissance de transmission.

Un excès de puissance réactive surcharge les lignes et augmente les tensions. La situation actuelle en Suisse avec le contenu du câble du scénario 1 est déjà critique en ce qui concerne les tensions. Les opérateurs se retrouvent souvent sans moyens pour faire baisser les tensions. Parfois, même si toutes les centrales électriques absorbent la puissance réactive à leur capacité maximale, les tensions dépassent les limites. C'est pourquoi, avec l'augmentation du nombre de câbles, il n'y a pas d'autre choix que de compenser 100% de leur production de puissance réactive.

Il existe différents types de compensation de la puissance réactive sur le marché, tels que les selfs de compensation, les SVC et les STATCOM. Les selfs sont le plus simple des trois et il s'agit d'une inductance que compense le comportement capacitif du réseau. Les deux principaux types de selfs de compensation sont les selfs isolées à l'huile et isolées à l'air.

Les besoins de compensation pour les trois scénarios ont été calculés et sont couverts par des selfs de quatre tailles différentes, 50, 100, 120 et 150 Mvar.

Le tableau suivant résume les éléments de compensation requis pour chaque scénario ainsi que les longueurs de câble considérées. Le type de bobine est indiqué entre parenthèses. Le premier chiffre indique le nombre de bobines isolées à l'air et le second le nombre de bobines isolées à l'huile. La longueur de câble est calculée en tenant compte du nombre de systèmes et du nombre de câbles par phase. Un câble avec 2 systèmes et 2 câbles par phase est compté en longueur multipliée par 4.

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Q produite par les câbles (Mvar)	342	1433	12365
Q compensation (Mvar)	250	1670	12960
Nombre de selfs de 50 Mvar	0	5 (3/2)	15 (12/3)
Nombre de selfs de 100 Mvar	1 (0/1)	7 (0/7)	33 (9/24)
Nombre de selfs de 120 Mvar	0	1 (0/1)	33 (0/33)
Nombre de selfs de 150 Mvar	1 (0/1)	4 (0/4)	33 (0/33)
Nombre total de selfs	2	17	114
Longueur de câble (km)	51	268	1132

Tableau 1: Nombre de selfs par type et s 1

Des images avec le positionnement des câbles et des selfs de compensation dans les trois scénarios sont présentées dans le rapport du WP1. Dans ce résumé, seule la figure pour le scénario 3, le plus contraignant, est présentée.

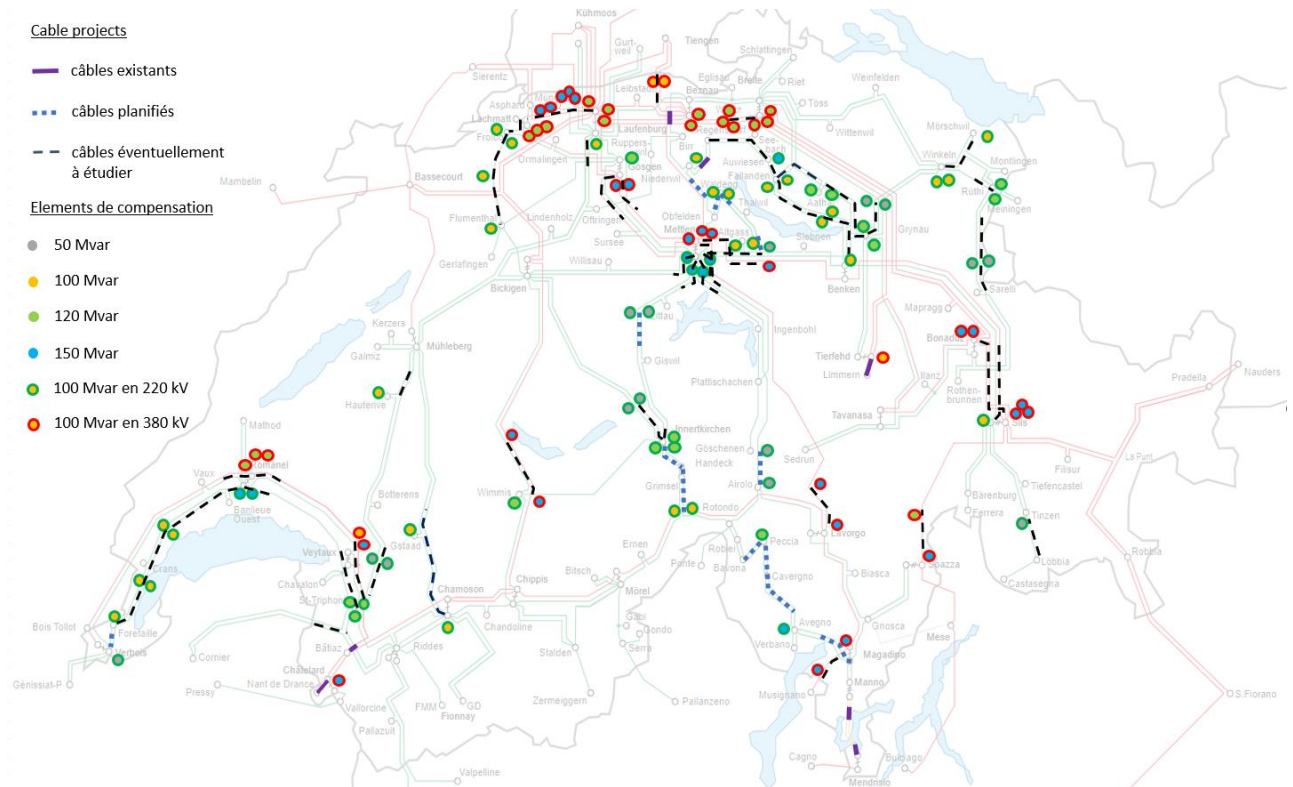


Figure 1 : Solution de compensation pour le scénario 3

Au total, 114 selfs de compensation seraient nécessaires pour compenser 12,9 Gvar dans le scénario 3. La centrale nucléaire de Leibstadt peut être prise comme référence pour les ordres de grandeur. Avec une puissance de 1220 MW, la centrale peut absorber jusqu'à 513 Mvar de puissance réactive. Sans installer de selfs pour compenser les câbles, il faudrait 25 centrales comme celle de Leibstadt pour pouvoir absorber toute la puissance réactive produite dans le scénario 3. Il ne s'agit là que d'une comparaison pour donner une idée des ordres de grandeur. Une telle solution ne serait ni techniquement réalisable ni durable.

En raison du grand nombre de selfs requises dans certaines zones, la taille de certaines sous-stations devrait être considérablement augmentée. Pour citer un exemple, jusqu'à 7 selfs sont nécessaires dans une sous-station (Mettlen) et aussi jusqu'à 11 selfs réparties le long d'un câble (380 kV Lachmatt – Laufenburg). Avec 114 selfs, au minimum l'espace de 342 000,00 m² devrait être occupé par des selfs. En prenant comme valeur de référence connue l'espace nécessaire pour un terrain de football (environ 7200 m²), 48 terrains de football seraient nécessaires à proximité immédiate des nouveaux câbles pour installer la compensation de réactive nécessaire.

En ce qui concerne les coûts des éléments de compensation des trois scénarios ils sont estimés en 29.9 millions de francs pour le scénario 1, 182.2 millions pour le scénario 2 et 1365.9 millions pour le scénario 3 [2].

3 Work package 2 : Études des électromagnétiques (Études EMT)

3.1 Études de balayage de fréquences

Un réseau électrique est composé de divers équipements et composants électriques de nature résistive, inductive ou capacitive. Certaines de ces réactances inductives et capacitives peuvent devenir égales entre elles à certaines fréquences, entraînant des résonances en série ou en parallèle. D'autre part, certaines opérations de commutation pourraient générer des formes d'ondes de tension et de courant avec beaucoup de

contenu harmonique. Ces composantes riches en harmoniques peuvent exciter les résonances existantes et provoquer des oscillations mal amorties, entraînant une distorsion harmonique excessive et des surtensions.

Dans EMTP, le balayage de fréquences peut être effectué en injectant un courant de 1 A d'une fréquence spécifique au point d'intérêt et en mesurant la réponse de la tension à ce point. La tension mesurée dans le spectre de fréquences prédéfini correspond à l'impédance harmonique observée au point d'intérêt.

Il y a deux paramètres importants dans le balayage de fréquences :

1. La fréquence de résonance, qui est plus dangereuse lorsque celle-ci est plus basse. Ici, il convient de particulariser que ce sont les fréquences de résonance avec des valeurs élevées des entiers harmoniques qui sont susceptibles de créer des problèmes.
2. Le deuxième paramètre est l'impédance du premier pic de la fréquence de résonance. Plus l'impédance est grande, plus le risque de subir des surtensions est important.

Le balayage des fréquences a été réalisé dans diverses localisations pour les trois scénarios. Les résultats ont ensuite été comparés sur divers aspects.

La première conclusion que l'on peut tirer rapidement après avoir comparé les **fréquences de résonance** dans les trois scénarios est que celles-ci se déplacent vers des valeurs plus basses lorsque le contenu du câble augmente. En d'autres termes, les fréquences de résonance au même point diminuent du scénario 1 au scénario 2 et du scénario 2 au scénario 3. L'exemple de Verbois est montré ci-dessous, où les fréquences de résonance des scénarios 1 et 2 sont toutes deux supérieures à 350 Hz et très similaires, étant donné que la seule différence est le câble de 4,5 km entre les sous-stations de 220 kV Foretaille et 220 kV Verbois. Le câblage d'une grande partie de l'arc lémanique, dans le scénario 3, entraîne une diminution de presque 200 Hz du pic de la fréquence de résonance.

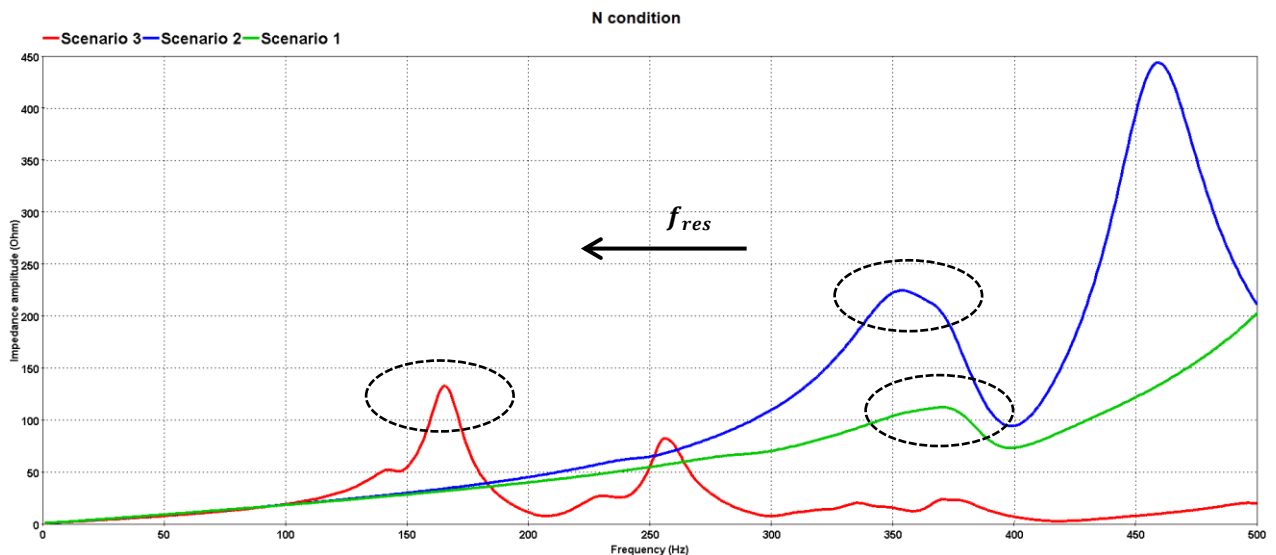


Figure 2 : Comparaison de l'impédance harmonique à 220 kV Verbois entre les scénarios 1, 2 et 3. Condition N

Une autre conclusion intéressante de cette étude est que **l'impédance de la fréquence de résonance** est beaucoup plus élevée dans le réseau de 380 kV que dans celui de 220 kV. Ce paramètre est lié à l'amortissement proportionné par les éléments du réseau. Étant donné que le réseau de 220 kV est plus maillé que celui de 380 kV, l'amortissement est meilleur et pourtant les impédances de résonance sont plus basses.

Des comparaisons ont été réalisées dans diverses sous-stations où les deux niveaux de tension coexistent et les résultats démontrent clairement ce phénomène. L'exemple de Romanel est montré ci-dessous.

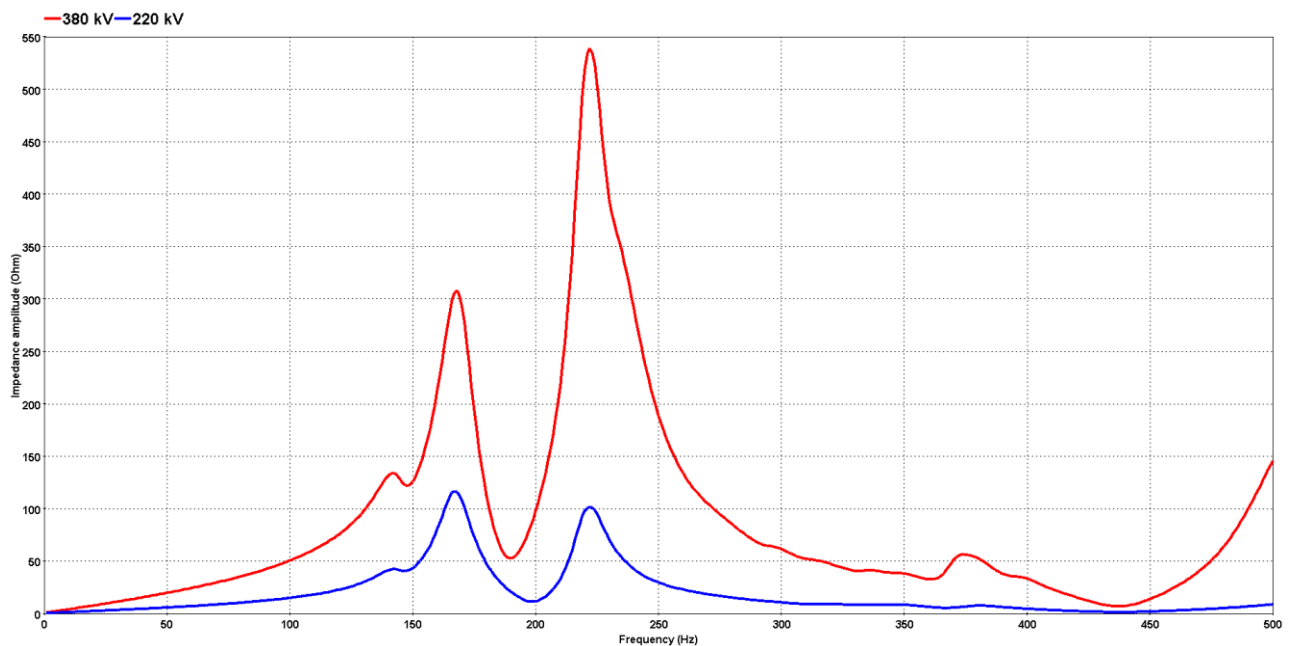


Figure 3 : Comparaison de l'impédance harmonique entre 220 kV et 380 kV à 380 kV Romanel. Condition N

Par rapport à la **criticité des résultats dans les différents scénarios**, les résultats montrent qu'en conditions d'exploitation normales (N, N-1, N-2), il n'y a pas de résonances problématiques, ni dans le scénario 1 ni dans le scénario 2. Cependant, deux sous-stations critiques ont été identifiées dans le scénario 3 : 380 kV Romanel et 380 kV Magadino. Les cas critiques auraient lieu pour les configurations de réseau suivantes :

- À 380 kV Romanel suite à un N-1 de la ligne 380 kV Bâtiaz – Chamoson : peut être problématique pour résonances au niveau du 3^e harmonique.
- À 380 kV Romanel suite à un N-2 des lignes 380 kV Bâtiaz – Chamoson et 380 kV Bois Tollot – Romanel : peut être problématique au niveau du 2^e harmonique.
- À 380 kV Magadino suite à un N-1 de 380 kV Lavorgo – Magadino: peut être problématique au niveau du 3^e harmonique.

À titre d'exemple les fréquences de résonance à 380 kV Romanel sont représentées dans la figure ci-dessous pour divers cas d'exploitation. Les cas 5 et 6 seraient les plus susceptibles de présenter des résonances critiques.

Cas	Description
1	Condition N
2	N-1 sur 380 kV Romanel – Bois Tollot
3	N-1 sur 380 kV Romanel – La Bâtiaz
4	N-1 sur 380 kV Châtelard – La Bâtiaz
5	N-1 sur 380 kV Chamoson – La Bâtiaz

Tableau 1 : Cas simulés pour le balayage de fréquence à 380 kV Romanel dans le scénario 3

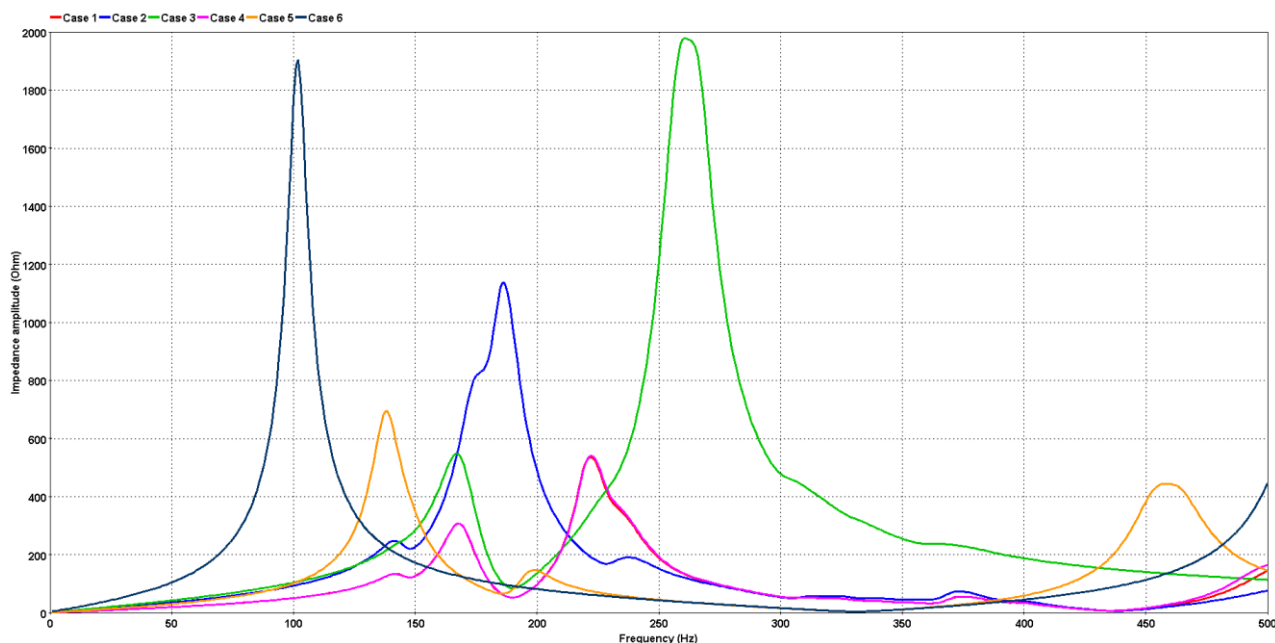


Figure 4 : Impédance harmonique à Romanel pour 6 cas d'exploitation dans le scénario 3

Afin de mieux comprendre l'impact des câbles sur les fréquences de résonance, un quatrième scénario a été créé avec un contenu de câbles supérieur à celui du scénario 3. La détérioration de la réponse en fréquence du réseau peut être confirmée dans des zones du réseau où la réponse en fréquence n'était pas critique dans les scénarios 1, 2 et 3. À 380 kV Nant de Drance, 380 kV Mörel, 380 kV Lavorgo, 380 kV Tierfehd, 380 kV Filisur et 380 kV Soazza, des résonances parallèles auparavant non critiques deviennent critiques avec des fréquences encore plus basses et une amplitude d'impédance plus élevée, tandis que dans d'autres, de nouveaux pics de résonances parallèles apparaissent à des harmoniques d'ordre inférieur, ce qui pose des risques de TOV critiques pendant les événements transitoires du réseau.

3.2 Études d'amplification harmonique

Les sources typiques d'harmoniques dans les réseaux électriques sont les charges non linéaires (par exemple, certains équipements industriels, les drives à vitesse variable pour les moteurs AC/DC, les chargeurs de batterie, etc.) et les dispositifs d'électronique de puissance (par exemple, les convertisseurs HVDC, les parcs éoliens, les SVC, les STATCOM, etc.). Les harmoniques provenant de ces sources peuvent se propager à travers les impédances du système et être amplifiées plusieurs fois dans les zones à forte densité de câbles en raison des résonances, ce qui entraîne une détérioration de la tension d'alimentation.

Le degré d'amplification dépend peu de l'impédance harmonique existant au point d'observation. Au contraire, le degré d'amplification au point d'observation est l'impact collectif des résonances harmoniques sur tous les trajets entre le point d'injection et le point d'observation. Par conséquent, si la résonance est excitée sur un certain axe de transmission ou plusieurs, l'impédance harmonique correspondante Z sera élevée, ce qui entraînera une tension harmonique beaucoup plus élevée au point d'observation qu'au point d'injection.

Une augmentation de la THD (distorsion harmonique totale, anglais : total harmonic distortion) résultant de l'amplification harmonique entraîne plusieurs répercussions sur l'entretien normal des équipements et le

fonctionnement du système, en stressant le réseau et en risquant d'endommager les équipements. Ces répercussions comprennent, mais ne sont pas limitées à :

- Surchauffement de l'équipement (par exemple, transformateurs, moteurs, mise à la terre, etc.)
- Bruit audible dans les transformateurs et les masses tournantes
- Vibrations du moteur
- Augmentation de l'effet de peau dans les conducteurs de ligne et de câble
- Déclenchement thermique des dispositifs de protection et défauts logiques des dispositifs numériques
- Défaillance du banc de condensateurs.

Pour éviter des problèmes imprévus, il est recommandé de mener des études sur l'amplification harmonique au stade de la planification des projets d'intégration des câbles. Vu que les résonances harmoniques de tous les axes de transmission entre le point d'injection et de mesure ont un effet, il serait impossible de prévoir les effets sans simulations.

Les études d'amplification harmonique sont réalisées en injectant des tensions de différentes fréquences harmoniques avec une amplitude de 1 V à un certain endroit du réseau et en mesurant les tensions à divers autres endroits. Le rapport entre l'harmonique mesurée d'un certain rang et l'harmonique injectée du même rang définit le facteur d'amplification (AF, anglais : amplification factor), qui indique la gravité de l'amplification de l'harmonique en question.

La comparaison des résultats d'amplification harmonique dans les trois scénarios montre que **l'amplification des harmoniques de bas ordre s'aggrave à mesure que le nombre de projets de câbles augmente** dans le réseau. C'est le cas de l'amplification harmonique dans la région de Châtelard où déjà dans la configuration actuelle (scénario 1) des amplifications critiques de l'harmonique 7 sont à observer, aussi bien dans le 380 kV que dans le 220 kV. Les résultats deviennent encore plus critiques dans le scénario 3. Dans l'arc lémanique il n'y a pas d'amplifications dans les scénarios 1 et 2 ; cependant, en raison de l'installation d'une grande quantité de câbles dans le scénario 3 l'amplification de l'harmonique 7 devient critique. La comparative de l'amplification harmonique dans les trois scénarios à 220 kV Crans, 220 kV Romanel, 220 kV Banlieue Ouest et 220 kV Vaux est présentée dans la figure suivante.

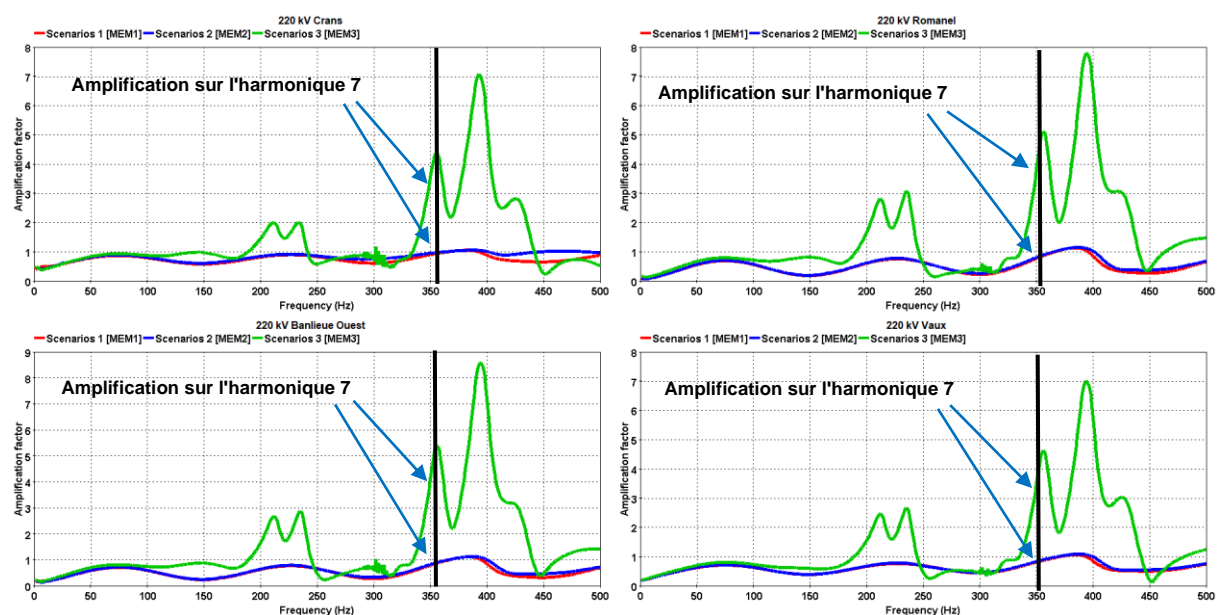


Figure 5 : Résonance harmonique le long de 220 kV Verbois – Romanel et 220 kV Romanel – Vaux pour les scénarios 1, 2 et 3

Si l'amplification harmonique a tendance à augmenter avec le nombre de câbles, il y a des exceptions, comme c'est le cas à Airolo. Dans le scénario 2 comme dans le 3, il y a des amplifications critiques du 5^e harmonique, mais les valeurs sont encore plus élevées dans le scénario 2. L'explication se trouve dans la figure suivante.

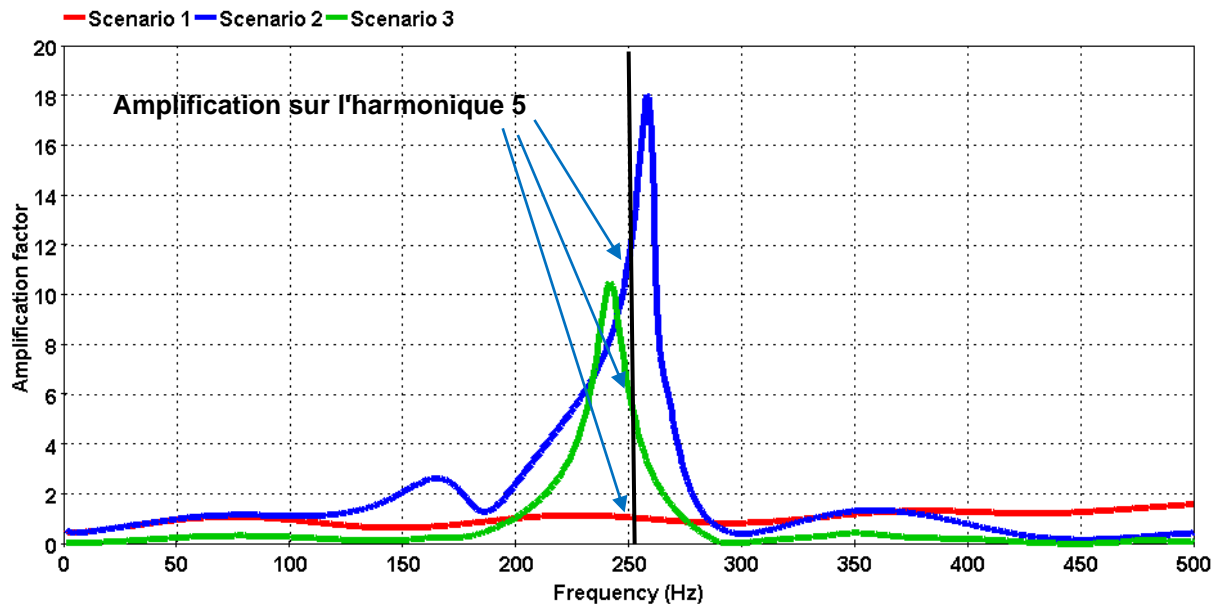


Figure 6 : Amplification harmonique à 220 kV Airolo pour injection à 220 kV Mettlen

Comme prévu, le pic d'amplification harmonique dans le scénario 3 se situe à une fréquence plus basse que dans le scénario 2. Cependant, la valeur de l'amplification harmonique à 250 Hz est plus élevée dans le scénario 2. Pour cette raison l'amplification du 5^e harmonique à Airolo à la suite d'une injection à Mettlen serait plus bas dans le scénario 3 que dans le scénario 2.

La **puissance de court-circuit du réseau** joue un rôle important dans l'amplification des harmoniques de rang inférieur. En général, l'amplification des harmoniques de rang inférieur s'intensifie lorsque la puissance de court-circuit du réseau est faible. C'est le cas de l'amplification à 220 kV Airolo dans le scénario 2 où l'amplification du 5^e et du 7^e harmonique devient critique pour des puissances de court-circuit faibles. De même dans la région de Châtelard dans le scénario 2 où l'amplification du 7^e harmonique devient critique avec un faible niveau de court-circuit. L'impact de la puissance de court-circuit dans le scénario 2 à 380 kV Bâtiâz, 380 kV Nant de Drance, 380 kV Châtelard et 220 kV Châtelard est montré dans la figure suivante.

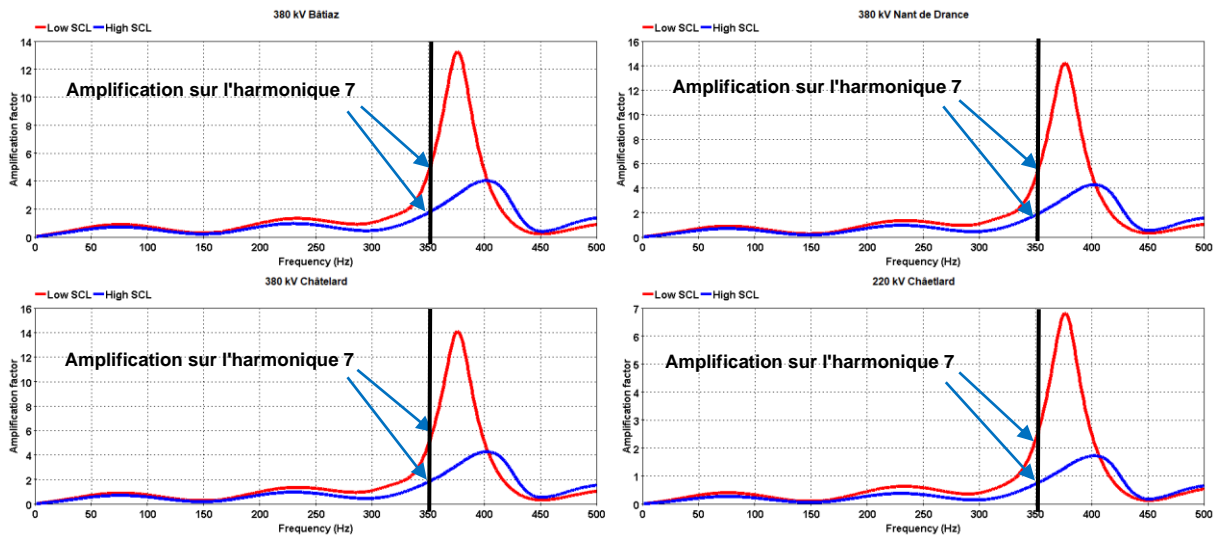


Figure 7 : Amplification harmonique à 380 kV Bâtiaz, 380 kV Nant de Drance, 380 kV Châtelard et 220 kV Châtelard dans le scénario 2 pour des puissances de court-circuit faibles et élevées

D'après une campagne de mesure d'harmoniques effectuée récemment à 380 kV Romanel [3], la composant de l'harmonique 7 pourrait s'élever à 4% ce qui est la limite définie par la norme 50160. Avec un facteur d'amplification sur l'harmonique 7 atteignant 7,887 à 380 kV Bâtiaz, 8,287 à 380 kV Châtelard et 8,337 à 380 kV Nant de Drance dans le scénario 3, la distorsion de l'harmonique 7 à ces trois endroits serait respectivement 31,548%, de 33,148% et de 33,348%. Une amplification aussi importante du 7^e harmonique aurait un impact grave sur la qualité de l'énergie et l'équipement du réseau.

Cependant, en fonction de la position des courbes d'amplification harmonique, il existe des exceptions pour lesquelles l'amplification est supérieure pour des puissances de court-circuit élevées. C'est le cas par exemple des postes 220 kV Romanel, 220 kV Banlieue Ouest, 220 kV Foretaille et 380 kV Bâtiaz dans le scénario 3, où l'amplification du 5^e harmonique est plus élevée avec des puissances de court-circuit élevées. L'explication peut s'extraire de la figure suivante.

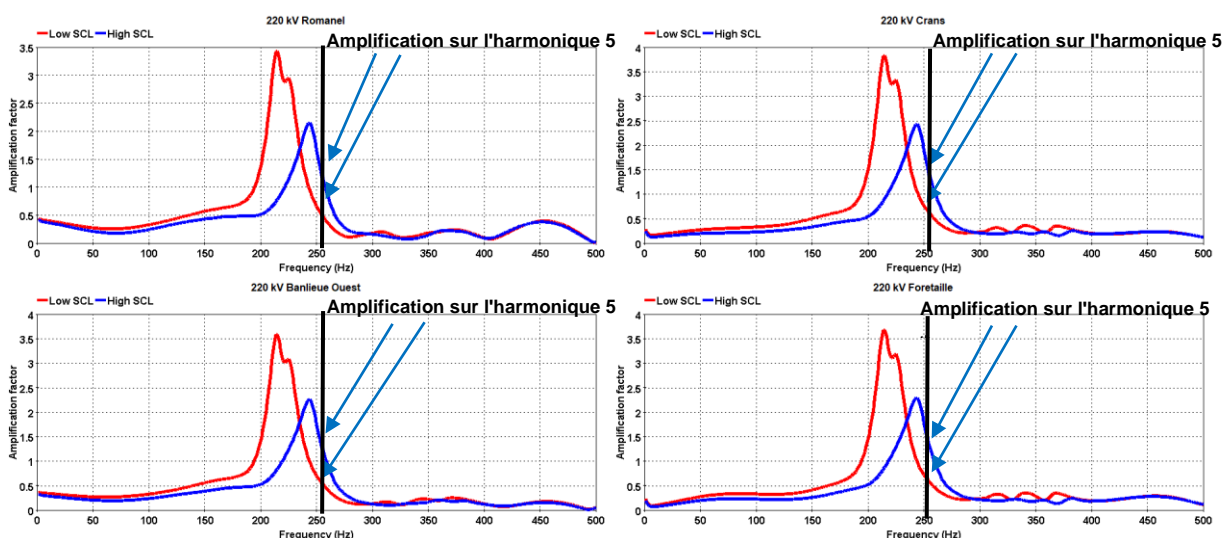


Figure 8 : Amplification harmonique dans le scénario 3 à 220 kV Romanel, 220 kV Crans, 220 kV Banlieue-Ouest et 220 kV Foretaille

Les analyses réalisées jusqu'à cette date montrent qu'il n'est pas possible de prévoir à l'avance l'impact d'un projet de câble donné en matière d'amplification harmonique. Les résultats étant souvent imprédictibles, il est absolument nécessaire de réaliser des études détaillées sur l'amplification des harmoniques en tenant compte des variations des configurations et des conditions du réseau pour tout nouveau projet de câble à intégrer dans le réseau.

Un autre argument qui montre la nécessité d'effectuer des études sur les harmoniques pour chaque projet de câble est **l'impact d'un câble sur l'amplification harmonique des régions éloignées**. Les études ont démontré que le câble 220 kV Altgass – Samstagern aurait un impact sur l'amplification harmonique au Tessin. Celle de l'harmonique 7 à 220 kV Bavona, Peccia et Caveragno pour une injection à 220 kV Mettlen devient critique si un câble est installé entre Altgass et Samstagern. Elle reste modérée dans le scénario 3 pour une ligne aérienne.

3.3 Études de connexion de transformateurs

La mise sous tension des transformateurs est une opération courante dans le fonctionnement des réseaux électriques. Elle est généralement effectuée sans conséquences négatives pour le réseau, car les courants et tensions transitoires générés au cours de ce processus peuvent être amortis en toute sécurité en quelques secondes dans le réseau électrique. Néanmoins, dans certaines situations, avec des câbles dans l'entourage, les résonances excitées par les courants d'insertion des transformateurs provoquent des surtensions temporaires (TOV), qui peuvent entraîner des problèmes de qualité de l'énergie, voire une dégradation de l'isolement dans le transformateur.

Comme indiqué dans la section 3.1, l'étude de balayage de fréquences a montré trois cas critiques pour la fréquence de résonance dans le scénario 3. Sans surprises, les mêmes cas résultent de problématiques liées à la connexion des transformateurs. Pour rappel, les cas sont :

- À 380 kV Romanel suite à un N-1 de la ligne 380 kV Bâtiaz – Chamoson : peut être problématique pour résonances au niveau du 3^e harmonique.
- À 380 kV Romanel suite à un N-2 des lignes 380 kV Bâtiaz – Chamoson et 380 kV Bois Tollot – Romanel : peut être problématique au niveau du 2^e harmonique.
- À 380 kV Magadino suite à un N-1 de 380 kV Lavorgo – Magadino : peut être problématique au niveau du 3^e harmonique.

Des simulations pour la connexion des transformateurs à Romanel et Magadino sont comprises dans le rapport du WP2. Dans ce résumé, seule l'exemple de l'energization du transformateur à Romanel pendant un N-2 des lignes 380 kV Bâtiaz – Chamoson et 380 kV Bois Tollot – Romanel est présenté. Dans ce cas de fortes distorsions harmoniques des TOV peuvent être observées après la fermeture du disjoncteur. L'amplitude maximale des tensions phase-terre et phase-phase dépasse 1,5 pu. Ce cas est extrêmement critique, car les TOV élevés et mal amortis devraient exercer des contraintes diélectriques et thermiques considérables sur l'équipement et l'isolement du réseau à proximité de 380 kV Romanel. Dans la figure suivante, les résultats de cette simulation sont comparés pour les scénarios 2 et 3.

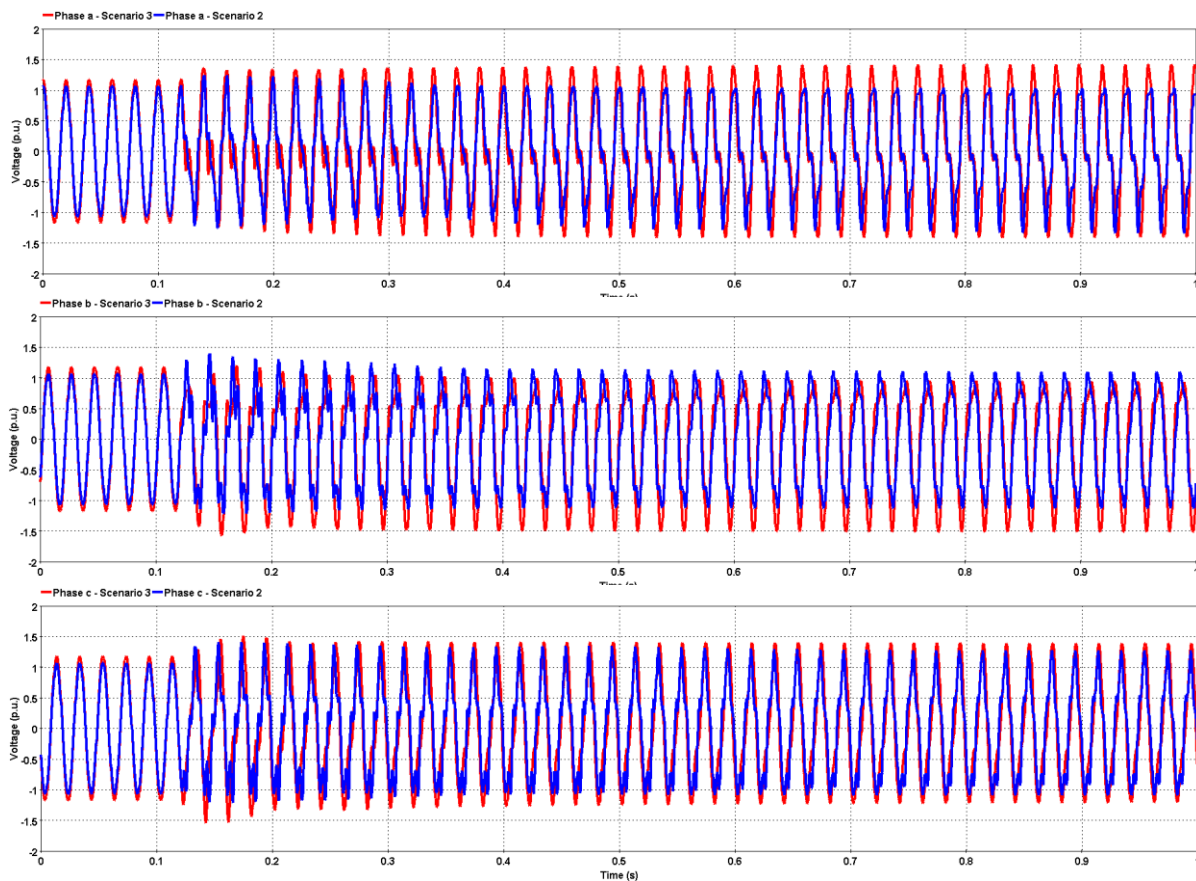


Figure 9 : Tensions phase-terre à Romanel par suite de la connexion du transformateur 380/220 kV à Romanel. Scénario 2 en bleu et 3 en rouge

Des TOV fortement déformés par des harmoniques et mal amortis dépassant 1,5 pu peuvent être observés dans le scénario 3 (rouge). Cependant, la suppression des systèmes de câbles dans le scénario 2 près de 380 kV Romanel donne lieu à des TOV très atténués, l'amplitude maximale atteignant 1,2 pu et diminuant rapidement, ce qui réduit considérablement les risques de stress diélectrique et thermique sur l'équipement et l'isolement du réseau (bleu).

La **puissance de court circuit** dans la sous-station de connexion du transformateur a aussi un impact remarquable sur les transitoires après la connexion. C'est pourquoi il a été décidé d'aller plus loin et d'étendre la portée de l'étude en augmentant la quantité de câbles dans deux zones déjà dotées d'une grande quantité de câbles dans le scénario 3. 380 kV Romanel et 380 kV Laufenburg ont été choisis pour démontrer cette thèse. La puissance de court-circuit à 380 kV Romanel est de 11 GVA en fonctionnement normal, tandis que la puissance de court-circuit à 380 kV Laufenburg est de 43 GVA, ce qui est l'une des plus élevées de toutes les sous-stations du réseau Swissgrid. Partant du scénario 3, 77 km additionnels de câble ont été connectés autour de 380 kV Romanel. Aux alentours de 380 kV Laufenburg environ 107 km de câble additionnels sont connectés en partant du scénario 3. Grâce à la forte puissance de court-circuit, le fait de presque tripler la longueur du câblage de 64,8 km à 171,74 km ne déplacerait que légèrement la fréquence de résonance parallèle de moins de 10 Hz. En outre, l'amortissement élevé du système dû à la puissance de court-circuit élevée fait que l'impédance harmonique du réseau à 380 kV Laufenburg est suffisamment faible pour éviter l'excitation de toute résonance parallèle d'ordre inférieur. Sans surprise, aucun TOV ne peut être observé pendant la mise sous tension du transformateur de Laufenburg pour les deux cas testés, même avec un câblage intensif à proximité de 380 kV Laufenburg.

Cependant, les effets de l'augmentation de 77 km de câble à Romanel sont dévastateurs, comme démontré dans la figure suivante en rouge.

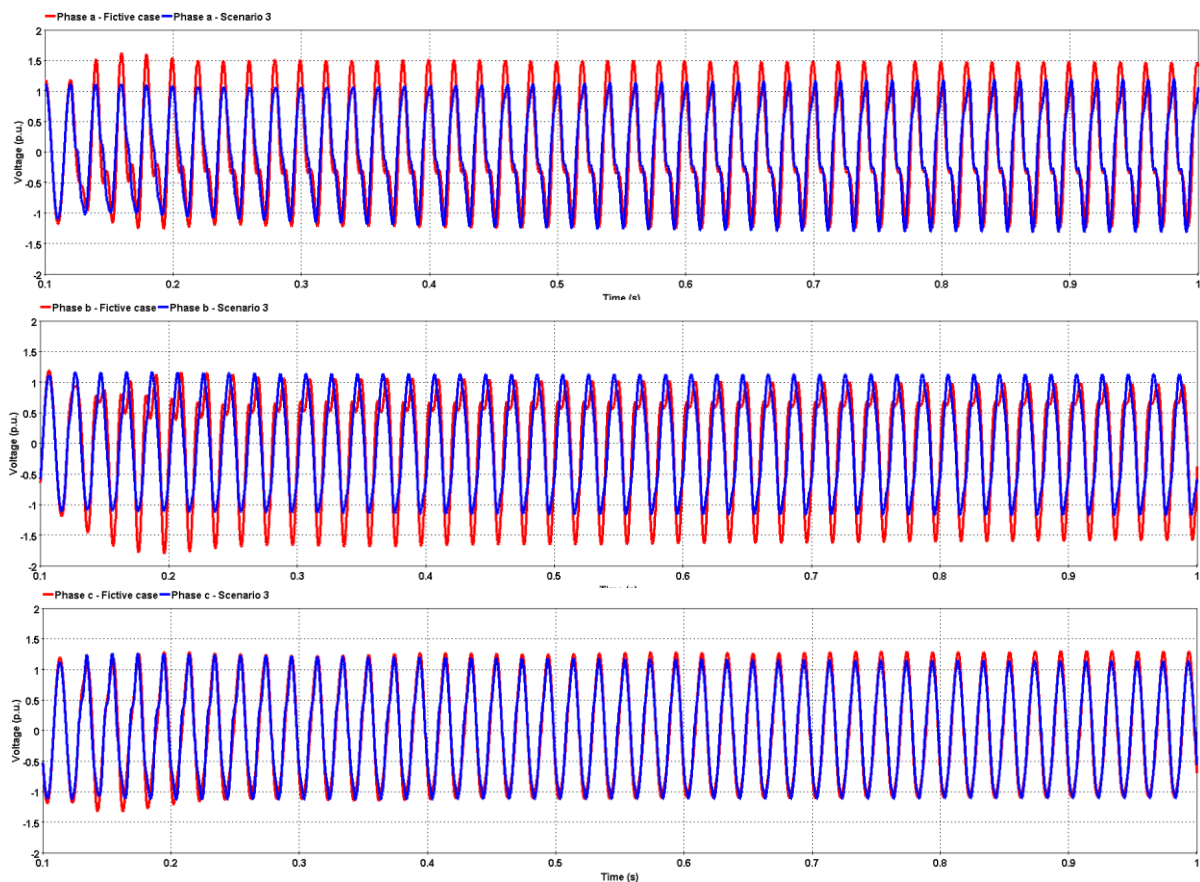


Figure 10 : Tensions phase-terre à 380 kV Romanel – Scénarios 3 et cas fictif pour la première seconde de la simulation

En résumé, pour ce qui concerne les fréquences de résonance il serait plutôt sûr d'intégrer des projets de câbles à proximité d'un nœud fort, car on peut s'attendre à un impact minimal sur le réseau existant. Toutefois, d'autres contraintes comme l'amplification harmonique ou le manque de place pour des éléments de compensation seraient à étudier séparément.

3.4 Variations de tension dues à la connexion/déconnexion de câbles et compensations de réactive

Dans cette section c'est l'influence de la puissance de court-circuit dans les variations de tension suite à la connexion/déconnexion des câbles ou selfs qui a été analysée. L'objectif de cette analyse est d'établir des valeurs maximales de longueur des câbles et taille des compensations pour éviter des variations de tension au-delà des valeurs admissibles. Des variations de tension d'au maximum 2% sont admises dans les sous-stations où il y a des réseaux de distribution connectés [1].

Des relations de la puissance de court-circuit avec la longueur maximale de câble pour ne pas dépasser le 2 % de variation de tension ont été établies pour des liaisons 220 et 380 kV. La figure suivante montre ladite relation pour une ligne en 380 kV.

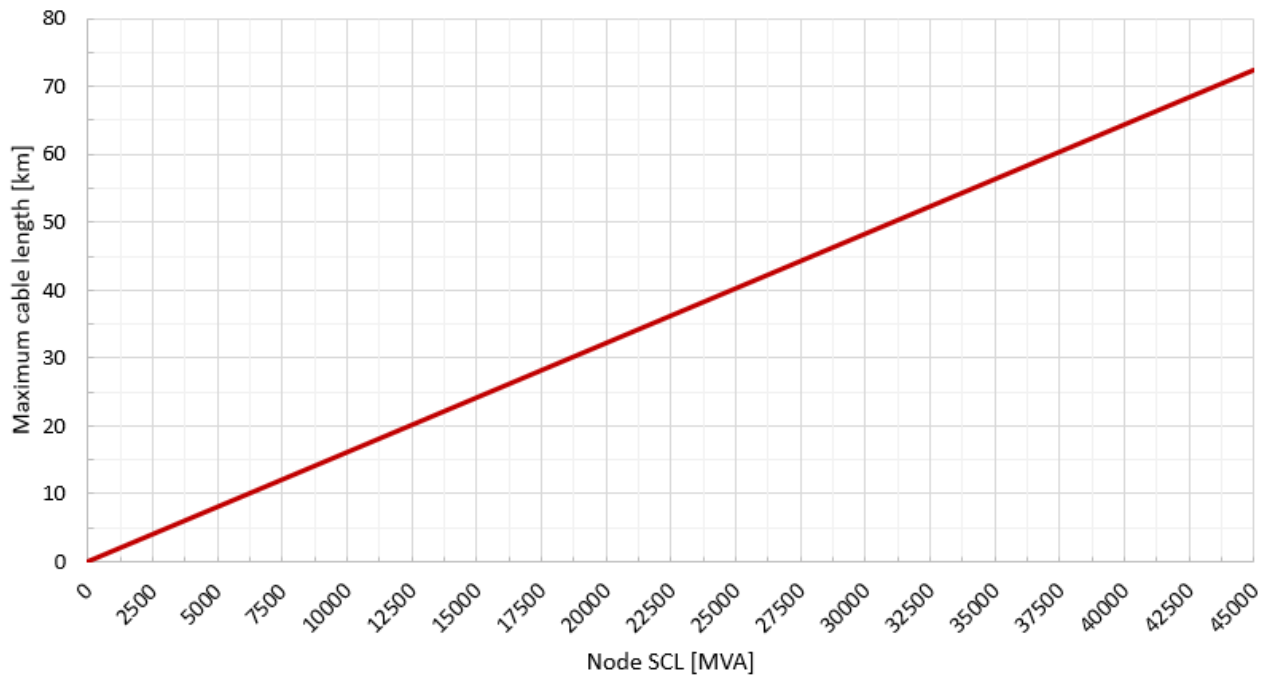


Figure 11 : Longueur totale maximale théorique admissible du câble sur un nœud donné pour une augmentation de tension de 2%

Cette figure permet de constater, par exemple, que pour un nœud dont la SCL est égale à 12500 MVA, une longueur totale de câble de 20 km entraînerait une augmentation de 2% de la valeur de la tension en régime permanent. Logiquement, pour un nœud plus faible (SCL inférieur), la longueur totale de câble admissible est plus faible.

Cette limitation de la longueur des câbles ne doit pas être entendue comme la seule limitation nécessaire. Il s'agit juste d'une première restriction portant sur la longueur, après quoi doivent suivre toutes les études EMT pour les fréquences de résonance et l'amplification harmonique.

Sur le même principe, une estimation de la perte maximale de compensation de réactive entraînant un saut de tension de 2% a été calculée.

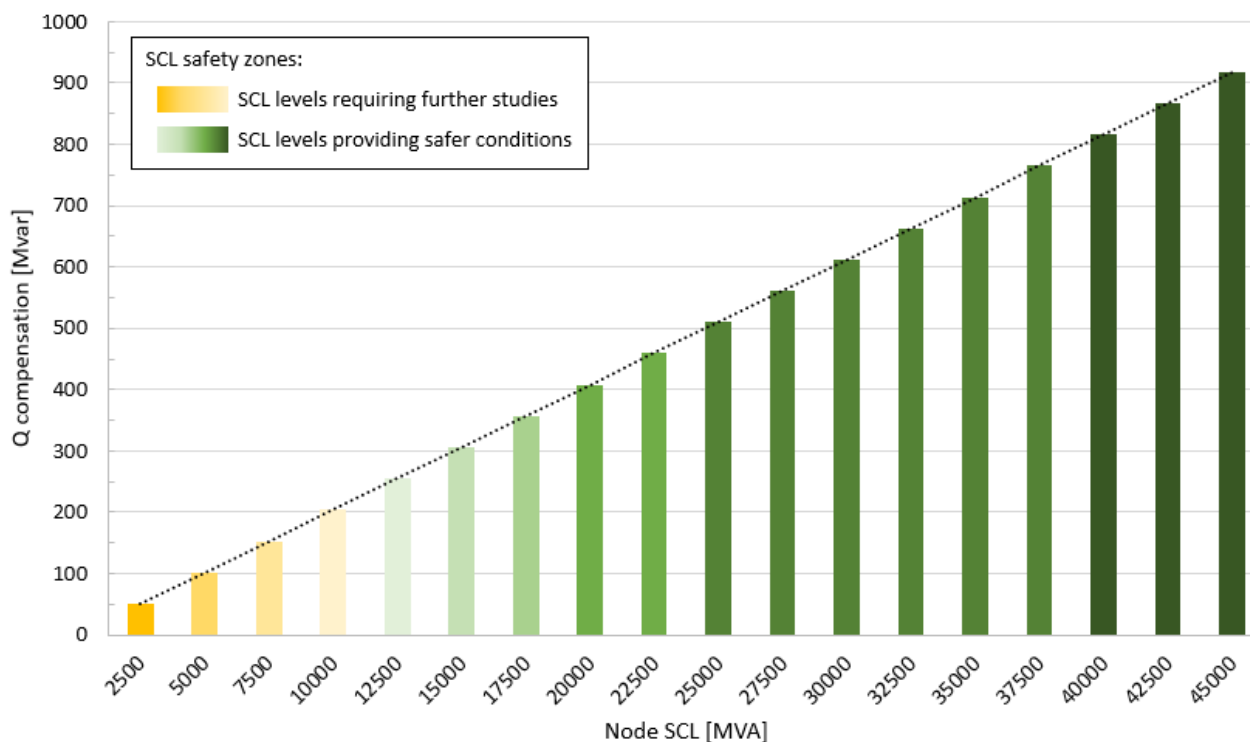


Figure 12 : Estimation de la perte maximale de compensation de la puissance réactive entraînant un saut de tension de 2%

Selon la figure ci-dessous, la taille maximale possible d'une self de compensation pour une région de 10 GVA de puissance de court-circuit serait de 200 Mvar. Dans les zones où la puissance de court-circuit est inférieure à 10 GVA, la taille de la bobine peut être limitée.

4 Work package 3: Reconstruction réseau

Le concept actuel de reconstruction du réseau suisse de transport d'électricité repose sur quatre cellules de reconstruction réparties sur l'ensemble du territoire. Il s'agit des cellules sud, ouest, centre et est.

Dans le cas d'une panne totale, il est prévu que les quatre cellules entament le processus de reconstruction de manière indépendante, puis se connectent les unes aux autres dans le cadre du processus de synchronisation. L'avantage de disposer de plusieurs cellules de reconstruction est d'accélérer le processus et de pouvoir rétablir le service en peu de temps. L'aide des pays voisins serait également très utile dans ce cas. Toutefois, la Suisse doit conserver la possibilité de rétablir le service même si les pays voisins sont en black-out.

L'une des principales difficultés de la reconstruction est la connexion des longues lignes. Les lignes nécessitent un courant de charge capacitif élevé, ce qui signifie que les générateurs sont très sollicités. Cet effet augmente avec la longueur de la ligne et est encore plus prononcé dans le cas des câbles qui ont un courant de charge très élevé en raison de leur caractère capacitif.

Pour éviter que la puissance réactive produite par les câbles ne surcharge les générateurs, des selfs de compensation peuvent être installées. Leur fonction est d'absorber la puissance réactive excédentaire et de donner ainsi aux générateurs une marge de manœuvre pour répondre aux variations imprévues de la charge. Si les selfs sont réglables, elles permettent également de maintenir le niveau de tension à des valeurs adéquates pendant la reconstruction.

Cependant, le problème de la production de puissance réactive par les câbles n'est pas le seul à entraver la reconstruction. Les câbles augmentent la probabilité de résonances de bas ordre provoquant des surtensions excessives. Cela augmente le risque d'activation non désirée des protections et d'endommagement des composants du réseau.

Lors d'échanges d'informations entre Swissgrid et d'autres TSO européens, il a été noté qu'il n'y a pas de précédent de reconstruction avec des câbles à proximité des cellules de reconstruction. En général, la pratique courante consiste à éviter les câbles jusqu'à ce qu'une cellule suffisamment solide et grande soit disponible. Cela est possible si les câbles se trouvent en dehors des cellules de reconstruction ou si le réseau est suffisamment maillé pour les éviter. Dans le cas de la Suisse, il n'y a souvent qu'un seul tracé pour relier les machines aux charges, ce qui ne permet aucune flexibilité.

Selon la planification actuelle, deux des quatre cellules disponibles sont concernées par ce problème des projets de câblage. Le projet de câble dans la vallée de la Maggia affecte la cellule de reconstruction sud et les projets de câble entre Mettlen et Ulrichen affectent la cellule de reconstruction centrale.

Les résultats des simulations pour la cellule de reconstruction du Tessin montrent que les résultats obtenus avec la future configuration du réseau sont nettement moins bons que les résultats actuels. Cependant, il existe des solutions aux problèmes rencontrés et la reconstruction avec la cellule sud reste toujours possible.

Les analyses pour la cellule de reconstruction centrale ont démontré que la reconstruction telle qu'elle est proposée actuellement ne sera plus possible. La recherche de scénarios alternatifs montre une nette amélioration, mais les risques sont très importants et de multiples adaptations des infrastructures du réseau Swissgrid et de la centrale de KWO seraient nécessaires, sans garantie de réussite. Pour ces raisons, la cellule de reconstruction avec KWO ne sera plus disponible après l'installation du projet de câblage Innertkirchen – Ulrichen.

5 Interprétation des résultats et considérations régionales

Les analyses effectuées ont mis en évidence des problèmes qui créent des difficultés techniques dans le fonctionnement du réseau et d'autres problèmes, tels que les problèmes économiques ou écologiques dus à la nécessité d'installer des systèmes de compensation. La criticité des différents problèmes rencontrés est évaluée sur la base du scénario 3.

Les problèmes techniques sont les résonances, l'amplification des harmoniques, les variations de tension et la reconstruction après un black-out.

Des **résonances** de bas ordre ont été identifiées à 380 kV Romanel et 380 kV Magadino. Ces résonances provoqueraient des TOV trop élevés à la suite de la connexion des transformateurs 380/220 kV à Romanel et Magadino en N-1. La connexion de ces deux transformateurs devrait être faite exclusivement dans un réseau sans contingences, ce qui n'est pas acceptable. La conséquence est que la longueur des câbles dans les alentours de ces deux nœuds devrait être réduite.

L'**amplification harmonique** dans l'arc lémanique deviendrait critique dans le scénario 3. Pour la région de Châtelard l'amplification est déjà critique dans les scénarios 1 et 2, mais empire notablement avec le scénario 3. Ces amplifications critiques ont lieu même avec des conditions de réseau sans contingences. C'est pourquoi l'opération du système ne serait pas possible sans filtres. L'installation et l'exploitation de filtres entraînent de nouveaux problèmes, incertitudes et complexités.

La connexion et déconnexion de certains câbles prévus dans le scénario 3 provoquerait des **variations de tension** supérieures à 2% ce qui obligerait à limiter leur longueur. C'est le cas du système de câbles de

57 km autour de l'arc lémanique, dont les deux plus longs tronçons dépassent la longueur maximale admissible. Il s'agit plus précisément des lignes 220 kV Banlieue Ouest – Foretaille (52 km, soit 7 km plus long que le maximum admissible) et 220 kV Crans – Romanel (40 km, soit 6 km plus long que le maximum admissible).

La **reconstruction après black-out** est un des aspects plus critiques des câbles. Les résultats montrent des difficultés pour la reconstruction de la cellule sud et les analyses pour la cellule centrale sont en cours.

Dans les critères économiques et écologiques, la **surface dédiée aux sous-stations** devrait augmenter d'environ 13% pour pouvoir installer les selfs requises pour le scénario 3. Cela obligerait à étendre des sous-stations existantes ou construire de nouvelles sous-stations dans plusieurs localisations telles que Lachmatt, Laufenburg et Romanel.

Ces conclusions sont bien sûr limitées au scénario 3. Toute autre disposition des câbles conduirait à des résultats différents.

6 Références

- [1] «Evaluation of Temporary Overvoltages in Power Systems due to Low Order Harmonic Resonances», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 46, Ref. 913, 2023.
- [2] IEC 61000-3-6, «Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV, and EHV power systems», Edition 2.0, 2008-02.
- [3] IEC TR 60071-4, «Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks», First edition, 2004-06.
- [4] [2.8] «Transformer energization in power systems: A study guide», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 307, Ref. 568, 2014.
- [5] «Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 502, Ref. 556, 2013.
- [6] «Line/Cable Data», user support document, EMTP-EMTPWorks.
- [7] W. I. Bowman and J. M. McNamee, «Development of Equivalent Pi and T Matrix Circuits for Long Untransposed Transmission Lines», IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, vol. 83, Issue 6, pp. 625-632, June 1964.
- [8] William D Stevenson Jr., «Elements of power system analysis», fourth edition, McGraw-Hill, 1982.
- [9] H. W. Dommel, «EMTP Theory Book, Microtran Power System Analysis Corporation», Vancouver, British Columbia, 1996.
- [10] A. Morched, B. Gustavsen, M. Tartibi, «A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables», IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 14, no. 3, July 1999, pp. 1032 -1038.
- [11] I. Kocar, J. Mahseredjian, «Accurate Frequency Dependent Cable Model for Electromagnetic Transients», IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 31, No. 3, June 2016, pp. 1281-1288.
- [12] M. Cervantes, I. Kocar, J. Mahseredjian, A. Ramirez, «Partitioned Fitting and DC Correction for the Simulation of Electromagnetic Transients in Transmission Lines», IEEE Power Delivery Letters, vol. 33, no. 6, Dec. 2018, pp. 3246 - 3248.
- [13] B. Gustavsen and A. Semlyen, «Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting», IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, no. 3, July 1999, pp. 1052-1061.
- [14] I. Kocar, J. Mahseredjian, G. Olivier, «Weighting Method for Transient Analysis of Underground Cables», IEEE Tran. on Power Delivery, Vol. 23, no. 3, July 2008, pp. 1629-1635.
- [15] Kocar, J. Mahseredjian, «New procedure for computation of time delays in propagation fonction fitting for transient modeling of cables», IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 31, no. 2, July 2008, pp. 613-621.
- [16] «Cable Systems Electrical Characteristics», CIGRÉ technical brochure, WG B1. 30, Ref. 531, 2013.
- [17] I. Lafaia, et al., «Field Test and Simulation of Transients on the RTE 225 kV Cable», IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, issue: 2, pp. 628-637, April 2017.
- [18] I. Lafaia, el al., «Frequency and Time domain Responses of Cross-Bonded Cables», IEEE Transactions on Power delivery, vol. 33, issue: 2, pp. 640-648, April 2018.
- [19] B. Gustavsen, et al., «Insulated Cables», in Power System Transients – Parameter Determination, Ed. J. A. Martinez-Velasco, CRC Press, 2010.
- [20] «Guide for electromagnetic transient studies involving VSC converters», CIGRÉ technical brochure, WG B4. 70, Ref. 832, 2021.
- [21] «Transformer energization in power systems: A study guide», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 307, Ref. 568, 2014.
- [22] Markus Willi, « Technische Grundlagen Kabel als Netzbestandteil », ZSTD-25-011
- [23] Martin Hässig, RFI Drossel
- [24] Swissgrid, « A22-126 Bg Swissgrid PQ Romanel Chamoson », interne