

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

1000-3-6

Première édition
First edition
1996-10

Compatibilité électromagnétique (CEM) –

Partie 3:

Limites –

**Section 6: Evaluation des limites d'émission
pour les charges déformantes raccordées
aux réseaux MT et HT –**

Publication fondamentale en CEM

Electromagnetic compatibility (EMC) –

Part 3:

Limits –

**Section 6: Assessment of emission limits for
distorting loads in MV and HV power systems –
Basic EMC publication**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 1000-3-6 : 1996

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique*;
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*;
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas*;

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale*.

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

Information on the revision work, the issue of revised editions and amendments may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology*;
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets*;
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams*;

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice*.

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

The attention of readers is drawn to the end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

**RAPPORT
TECHNIQUE – TYPE 3
TECHNICAL
REPORT – TYPE 3**

**CEI
IEC**

1000-3-6

Première édition
First edition
1996-10

Compatibilité électromagnétique (CEM) –

Partie 3:

Limites –

**Section 6: Evaluation des limites d'émission
pour les charges déformantes raccordées
aux réseaux MT et HT –**

Publication fondamentale en CEM

Electromagnetic compatibility (EMC) –

Part 3:

Limits –

**Section 6: Assessment of emission limits for
distorting loads in MV and HV power systems –
Basic EMC publication**

© CEI 1996 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher

Bureau central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

XA

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
INTRODUCTION	6
Articles	
1 Domaine d'application	8
2 Références normatives	10
3 Concepts de base	10
4 Principes généraux.....	16
5 Méthode générale d'évaluation des niveaux d'émission.....	22
5.1 Evaluation de l'injection harmonique due aux charges déformantes.....	22
5.2 Impédance harmonique	24
5.2.1 Méthode simplifiée d'évaluation.....	24
5.2.2 Calcul manuel détaillé.....	28
6 Lois de sommation	30
6.1 Première loi de sommation	30
6.2 Seconde loi de sommation.....	32
7 Limites d'émission des charges déformantes sur les réseaux MT	34
7.1 Stade 1: évaluation simplifiée de l'émission de perturbation.....	34
7.1.1 Critère de la puissance perturbatrice pondérée.....	36
7.1.2 Critères des courants harmoniques relatifs	36
7.2 Stade 2: limites d'émission fonction des caractéristiques effectives du réseau	36
7.2.1 Approche simplifiée avec la première loi de sommation	38
7.2.2 Approche générale avec la deuxième loi de sommation	40
7.3 Stade 3: acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre exceptionnel et précaire.....	48
8 Limites d'émission des charges déformantes sur les réseaux HT	50
8.1 Stade 1: évaluation simplifiée de l'émission de perturbation	50
8.2 Stade 2: limites d'émission en fonction des caractéristiques effectives du réseau	50
8.2.1 Evaluation de la puissance totale disponible.....	50
8.2.2 Limites d'émission individuelle.....	52
8.3 Stade 3: acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre exceptionnel et précaire.....	56
9 Limites d'émission d'interharmoniques	56
10 Limites d'émission relatives aux interférences téléphoniques	58
Annexes	
A Exemple d'approche avec la «caractéristique d'impédance la plus défavorable» (tel que pratiqué au Royaume-Uni).....	60
B Exemple de calcul manuel de l'impédance harmonique d'un réseau MT au PCC (tel que pratiqué en Allemagne)	62
C Exemple de règle particulière pour l'application des limites du stade 1 dans les réseaux moyenne tension (tel que pratiqué au Royaume-Uni).....	72
D Cas général des charges MT réparties le long d'une ligne d'alimentation: partage de l'émission .	74
E Exemple d'application des approches proposées pour évaluer les limites d'émission	82
F Exemples de cas typiques en HT	98
G Liste des principaux symboles littéraux.....	106
H Bibliographie.....	112

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
INTRODUCTION	7
Clause	
1 Scope	9
2 Normative references	11
3 Basic concepts	11
4 General principles	17
5 General guidelines for the assessment of emission levels	23
5.1 Assessment of harmonic injection from distorting loads	23
5.2 Harmonic impedance	25
5.2.1 Simplified assessment methods	25
5.2.2 Detailed manual calculations	29
6 Summation laws	31
6.1 First summation law	31
6.2 Second summation law	33
7 Emission limits for distorting loads in MV systems	35
7.1 Stage 1: simplified evaluation of disturbance emission	35
7.1.1 Weighted distorting power as a reference value	36
7.1.2 Relative harmonic currents as emission limits	37
7.2 Stage 2: emission limits relative to actual network characteristics	37
7.2.1 Simplified approach based on the first summation law	39
7.2.2 General approach based on the second summation law	41
7.3 Stage 3: acceptance of higher emission levels on an exceptional and precarious basis	49
8 Emission limits for distorting loads in HV systems	51
8.1 Stage 1: simplified evaluation of disturbance emission	51
8.2 Stage 2: emission limits relative to actual network characteristics	51
8.2.1 Assessment of the total available power	51
8.2.2 Individual emission limits	53
8.3 Stage 3: acceptance of higher emission levels on an exceptional and precarious basis	57
9 Emission limits for interharmonics	57
10 Emission limits for telephone interference effects	59
Annexes	
A Example of the “worst case impedance curve” approach	61
B Example of the manual calculation of the harmonic impedance of a MV network at the PCC	63
C Example of particular rules for stage 1 limits in MV networks	73
D General case of MV loads spread along the feeders: sharing of emission	75
E Example of application of the approaches proposed for assessing emission limits	83
F Examples in some typical HV cases	99
G List of principal symbol letters, subscripts and symbols	107
H Bibliography	113

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 3: Limites –

Section 6: Evaluation des limites d'émission pour les charges déformantes raccordées aux réseaux MT et HT

Publication fondamentale en CEM

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes Internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques, représentent, dans la mesure du possible un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de la CEI est d'élaborer des Normes internationales. Exceptionnellement, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique de l'un des types suivants:

- type 1, lorsque, en dépit de maints efforts, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale;
- type 2, lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique ou lorsque, pour une raison quelconque, la possibilité d'un accord pour la publication d'une Norme internationale peut être envisagée pour l'avenir mais pas dans l'immédiat;
- type 3, lorsque un comité d'études a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

Les rapports techniques de type 1 et 2 font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales. Les rapports techniques de type 3 ne doivent pas nécessairement être révisés avant que les données qu'ils contiennent ne soient plus jugées valables ou utiles.

La CEI 1000-3-6, rapport technique de type 3, a été établi par le sous-comité 77A: Phénomènes basse fréquence, du comité d'études 77 de la CEI: Compatibilité électromagnétique.

Le texte de ce rapport technique est issu des documents suivants:

Projet du comité	Report on voting
77A/135/CDV	77A/153/RCV

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de ce rapport technique.

Les annexes A, B, C, D, E, F, G et H sont données uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –**Part 3: Limits –****Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads
in MV and HV power systems****Basic EMC publication**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. In exceptional circumstances, a technical committee may propose the publication of a technical report of one of the following types:

- type 1, when the required support cannot be obtained for the publication of an International Standard, despite repeated efforts;
- type 2, when the subject is still under technical development or where for any other reason there is the future but not immediate possibility of an agreement on an International Standard;
- type 3, when a technical committee has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

Technical reports of types 1 and 2 are subject to review within three years of publication to decide whether they can be transformed into International Standards. Technical reports of type 3 do not necessarily have to be reviewed until the data they provide are considered to be no longer valid or useful.

IEC 1000-3-6, which is a technical report of type 3, has been prepared by subcommittee 77A: Low frequency phenomena, of IEC technical committee 77: Electromagnetic compatibility.

The text of this technical report is based on the following documents:

Committee draft	Report on voting
77A/135/CDV	77A/153/RVC

Full information on the voting for the approval of this technical report can be found in the report on voting indicated in the above table.

Annexes A, B, C, D, E, F, G and H are for information only.

INTRODUCTION

Ce rapport technique est une partie de la CEI 1000, conformément à la structure suivante:

Partie 1: Généralités

Considérations générales (introduction, principes fondamentaux)

Définitions, terminologie

Partie 2: Environnement

Description de l'environnement

Classification de l'environnement

Niveaux de compatibilité

Partie 3: Limites

Limites d'émission

Limites d'immunité (dans la mesure où elles ne relèvent pas des comités de produit)

Partie 4: Techniques d'essais et de mesure

Techniques de mesure

Techniques d'essais

Partie 5: Guides d'installation et d'atténuation

Guides d'installation

Méthodes et dispositifs d'atténuation

Partie 6: Divers

Chaque partie est à son tour subdivisée en sections qui seront publiées soit comme normes internationales, soit comme rapports techniques.

La présente section est un rapport technique.

INTRODUCTION

This technical report is part of the IEC 1000 series, according to the following structure:

Part 1: General

General considerations (introduction, fundamental principles)

Definitions, terminology

Part 2: Environment

Description of the environment

Classification of the environment

Compatibility levels

Part 3: Limits

Emission limits

Immunity limits (in so far as they do not fall under responsibility of product committees)

Part 4: Testing and measurement techniques

Measurement techniques

Testing techniques

Part 5: Installation and mitigation guidelines

Installation guidelines

Mitigation methods and devices

Part 6: Miscellaneous

Each part is further subdivided into sections which are to be published either as international standards or as technical reports.

This section is a technical report.

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 3: Limites –

Section 6: Evaluation des limites d'émission pour les charges déformantes raccordées aux réseaux MT et HT

Publication fondamentale en CEM

1 Domaine d'application

Le présent rapport technique présente les principes servant de base à la détermination des exigences à respecter lors du raccordement des charges déformantes de grande puissance (produisant des harmoniques et/ou des interharmoniques) au réseau public. L'objectif principal est de fournir des indications sur les pratiques d'ingénierie qui assurent une qualité de service adéquate à tous les usagers d'un même réseau.

L'approche conseillée dans ce document reposant nécessairement sur certaines hypothèses simplificatrices, on ne peut pas garantir que cette approche fournisse toujours la solution optimale à tous les problèmes d'harmoniques. L'application totale ou partielle des procédures d'évaluation recommandées doit être pratiquée avec souplesse et en gardant un regard d'ingénieur.

La décision finale concernant le raccordement des installations comprenant des charges déformantes est toujours de la compétence du distributeur.

Les problèmes liés aux harmoniques appartiennent à deux catégories principales:

- Les courants harmoniques sont injectés dans le réseau d'alimentation par des convertisseurs et d'autres sources harmoniques. Tant les courants harmoniques que les tensions résultantes peuvent être considérés comme un phénomène conduit. L'objectif de ce rapport est de limiter les tensions harmoniques effectives sur le réseau d'alimentation à des niveaux (de compatibilité) qui ne se traduisent pas par des effets nuisibles pour les appareils sensibles. Les tensions harmoniques résultent des courants harmoniques et des impédances; cela implique de limiter les courants harmoniques injectés dans le réseau.
- Les courants harmoniques entre 50 Hz et 5 kHz peuvent aussi induire des interférences sur les systèmes de communication. Ce phénomène est plus marqué avec les harmoniques de rangs élevés en raison d'un couplage plus important entre les circuits et aussi de la plus forte sensibilité des circuits de communication dans la bande des fréquences audibles.

Ce rapport traite en premier lieu du contrôle ou de la limitation des tensions harmoniques et de leurs effets, mais un article est consacré aux interférences téléphoniques.

NOTES

- 1 Le terme charge doit être compris comme représentant l'installation complète de l'utilisateur.
- 2 Ce rapport définit le système des tensions avec les termes suivants:
 - basse tension (BT) pour $U_n \leq 1 \text{ kV}$;
 - moyenne tension (MT) pour $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$;
 - haute tension (HT) pour $35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$;
 - très haute tension (THT) pour $230 \text{ kV} < U_n$

Dans le contexte de ce rapport, la fonction du réseau est plus importante que sa tension nominale. Par exemple, on peut attribuer à un réseau HT utilisé pour la distribution, un «niveau de planification» (voir article 3) se situant entre ceux des réseaux MT et HT.

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 3: Limits –

Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems

Basic EMC publication

1 Scope

This technical report outlines principles which are intended to be used as the basis for determining the requirements for connecting large distorting loads (producing harmonics and/or interharmonics) to public power systems. The primary objective is to provide guidance for engineering practices which will ensure adequate service quality for all connected consumers.

Since the guidelines outlined in this report are necessarily based on certain simplifying assumptions, there is no guarantee that this approach will always provide the optimum solution for all harmonic problems. The recommended approach should be used with flexibility and judgment as far as engineering is concerned, when applying the given assessment procedures in full or in part.

The final decision regarding the connection of distorting installations will always rest with the utility.

Problems related to harmonics fall into two basic categories:

- The harmonic currents are injected into the supply network by converters and other harmonic sources. Both harmonic currents and resulting voltages can be considered as conducted phenomena. The objective of this report is to limit actual harmonic voltages on supply systems to levels (compatibility levels) that will not result in adverse effects on sensitive equipment. Since the harmonic voltages result from harmonic currents and impedances, this involves limiting the harmonic currents injected into the system.
- The harmonic currents in the range 50 Hz to 5 kHz may induce interference into communication systems. This phenomenon is more pronounced at higher order harmonic frequencies because of increased coupling between the circuits and because of the higher sensitivity of the communication circuits in the audible range.

This report primarily focuses on controlling or limiting harmonic voltages and their effects, but a clause is included to address communication interference.

NOTES

- 1 The load is to be understood as the complete consumer's installation.
- 2 This report uses the following terms for system voltage:
 - low voltage (LV) refers to $U_n \leq 1 \text{ kV}$;
 - medium voltage (MV) refers to $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$;
 - high voltage (HV) refers to $35 \text{ kV} < U_n \leq 230 \text{ kV}$;
 - extra high voltage (EHV) refers to $230 \text{ kV} < U_n$.

In the context of this report, the function of the network is more important than its nominal voltage. For example, a HV system used for distribution may be given a "planning level" (see clause 3) which is situated between those of MV and HV systems.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour le présent rapport technique. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur le présent rapport technique sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

VEI 50 (161): 1990, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 161: Compatibilité électromagnétique*

CEI 1000-2-2: 1990, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2: Environnement – Section 2: Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension*

CEI 1000-3-2: 1995, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3: Limites – Section 2: Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)*

CEI 1000-4-7: 1991, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure – Section 7: Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés*

3 Concepts de base

Il convient que les limites d'émission pour les équipements individuels ou pour l'ensemble de la charge d'un utilisateur soient définies à partir de critères de qualité de tension. On utilise certains concepts de base pour définir ces critères de qualité de tension. Afin que ceux-ci puissent conduire à des évaluations significatives, ils sont définis en fonction du lieu où ils s'appliquent, et de la façon dont ils sont mesurés et calculés (durée de mesure, temps d'échantillonnage, période de mesure de la moyenne, statistiques). Ces concepts sont décrits ici et illustrés aux figures 1 et 2. On peut trouver les définitions dans la CEI 50 (161).

Niveaux de compatibilité

Ce sont des valeurs de référence (voir tableau 1) qui permettent de coordonner l'émission et l'immunité des équipements faisant partie de, ou étant alimentés par un même réseau, afin d'assurer la CEM dans l'ensemble du système, comprenant le réseau lui-même et les installations qui y sont raccordées. Les niveaux de compatibilité sont généralement relatifs à une probabilité de non-dépassement de 95 % pour un réseau complet, sur la base de distributions représentant les variations des perturbations à la fois dans le temps et dans l'espace. La marge représente le fait qu'un distributeur ne peut pas garantir les niveaux en tous les points du réseau et à tout instant. C'est pourquoi il est souhaitable que les niveaux de compatibilité soient évalués sur l'ensemble d'un réseau; il n'y a pas de méthode d'évaluation en un point spécifique.

Les niveaux de compatibilité relatifs aux tensions harmoniques, pour les réseaux BT et MT, sont fournis dans le tableau 1.

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this technical report. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this report are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEV 50 (161): 1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 1000-2-2: 1990, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2: Environment – Section 2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*

IEC 1000-3-2: 1995, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment with rated current ≤ 16 A per phase)*.

IEC 1000-4-7: 1991, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto*

3 Basic concepts

Emission limits for individual equipments or a consumer's total load should be developed on the basis of voltage quality criteria. Some basic concepts are used to evaluate voltage quality. In order for these concepts to be useful in meaningful evaluation, they are defined in terms of where they apply (locations), and how they are measured (measurement duration, sample times, averaging durations, statistics), and calculated. These concepts are described here and illustrated in figures 1 and 2. Definitions may be found in IEC 50 (161).

Compatibility levels

These are reference values (see table 1) for co-ordinating the emission and immunity of equipment which is part of, or supplied by, a supply network in order to ensure the EMC in the whole system (including network and connected equipment). Compatibility levels are generally based on the 95 % probability levels of entire systems using distributions which represent both time and space variations of disturbances. There is allowance for the fact that the utility cannot control all points of a network at all times. Therefore, evaluation with respect to compatibility levels should be made on a system-wide basis and no assessment method is provided for evaluation at a specific location.

The compatibility levels for harmonic voltages in LV and MV systems are given in table 1.

Tableau 1 – Niveaux de compatibilité des tensions harmoniques (en pour-cent de la tension nominale fondamentale) sur les réseaux BT et MT

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	0,2 + $1,3 \cdot (25 / h)$				

NOTE – Taux de distorsion harmonique total (THD): 8 %.

Niveaux de planification

Il s'agit de niveaux qui peuvent être utilisés à des fins de planification lors de l'évaluation de l'impact sur le réseau de l'ensemble des charges de tous les utilisateurs. Les niveaux de planification sont spécifiés par le distributeur d'électricité pour tous les niveaux de tension du réseau, et peuvent être considérés comme des objectifs internes de qualité. Les niveaux de planification sont inférieurs ou égaux aux niveaux de compatibilité. On ne peut en donner que des valeurs indicatives car ils diffèrent d'un cas à l'autre, selon la structure du réseau et les circonstances. A titre d'exemple, on présente des niveaux de planification de tensions harmoniques dans le tableau 2.

Tableau 2 – Valeurs indicatives de niveaux de planification de tensions harmoniques (en pour-cent de la tension nominale) en MT, HT et THT¹⁾

Rangs impairs non multiples de 3			Rangs impairs multiples de 3			Rangs pairs		
Rang h	Tension harmonique %		Rang h	Tension harmonique %		Rang h	Tension harmonique %	
	MV	HV-EHV		MV	HV-EHV		MV	HV-EHV
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
>25	0,2 + $0,5 \frac{25}{h}$	0,2 + $0,5 \frac{25}{h}$						

NOTE –Taux de distorsion harmonique total (THD): 6,5 % en MT et 3 % en HT.

Il n'est pas prévu d'utiliser les niveaux de planification du tableau 2 pour y inclure les harmoniques dus aux événements incontrôlables tels que les orages géomagnétiques, etc.

1) Une tension U_2 de 1,5 % peut paraître plutôt forte pour un réseau HT, mais on peut rencontrer de telles valeurs et il convient de rappeler que la présence d'un harmonique de rang 2 n'est pas nécessairement associée à une composante continue.

Table 1 – Compatibility levels for harmonic voltages (in percent of the nominal voltage) in LV and MV power systems

Odd harmonics non multiple of 3		Odd harmonics multiple of 3		Even harmonics	
Order h	Harmonic voltage %	Order h	Harmonic voltage %	Order h	Harmonic voltage %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	0,2 + 1,3 · (25 / h)				
NOTE – Total harmonic distortion (THD): 8 %.					

Planning levels

These are levels that can be used for planning purposes in evaluating the impact on the supply system of all consumer loads. Planning levels are specified by the utility for all voltage levels of the system and can be considered as internal quality objectives of the utility. Planning levels are equal to or lower than compatibility levels. Only indicative values may be given because planning levels will differ from case to case, depending on network structure and circumstances. As an example, see the planning levels for harmonic voltages presented in table 2.

Table 2 – Indicative values of planning levels for harmonic voltage (in percent of the nominal voltage) in MV, HV and EHV power systems 1)

Odd harmonics non multiple of 3			Odd harmonics multiple of 3			Even harmonics		
Order h	Harmonic voltage %		Order h	Harmonic voltage %		Order h	Harmonic voltage %	
	MV	HV-EHV		MV	HV-EHV		MV	HV-EHV
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
>25	0,2 + 0,5 $\frac{25}{h}$	0,2 + 0,5 $\frac{25}{h}$						
NOTE – Total harmonic distortion (THD): 6,5 % in MV networks 3 % in HV networks.								

The planning levels in table 2 are not intended to control harmonics arising from uncontrollable events such as geomagnetic storms, etc.

1) A value of 1,5 % for U_2 may seem rather high for HV systems, but such values may be encountered and it is worth noting that the 2nd harmonic is not always associated with a d.c. component.

La suite de ce rapport présente des procédures pour utiliser ces niveaux de planification dans l'évaluation des règles de raccordement d'utilisateurs individuels.

Procédure d'évaluation

La CEI 1000-4-7 est la norme fondamentale qui doit être utilisée pour la mesure des harmoniques et interharmoniques. Afin de comparer les niveaux harmoniques réels aux niveaux de planification, on recommande la procédure d'évaluation suivante sur une durée minimale de mesure d'une semaine.

- Il convient que la plus grande valeur journalière, à 95 % de probabilité, des $U_{h,vs}$ (valeur de chaque composante harmonique, prise en moyenne quadratique sur une période «très courte» de 3 s) ne dépasse pas celle du niveau de planification.
- Il convient que la valeur maximale hebdomadaire de $U_{h,sh}$ (valeur de chaque composante harmonique, prise en moyenne quadratique sur une période «courte» de 10 min) ne dépasse pas celle du niveau de planification.
- Il convient aussi que la valeur maximale hebdomadaire de $U_{h,vs}$ ne dépasse pas 1,5 à 2 fois celle du niveau de planification.

NOTE – Les harmoniques sont généralement mesurés jusqu'au rang 40. Ceci convient dans la plupart des cas pour évaluer les effets de distorsion des perturbations de puissance. Cependant, dans certains cas il peut être important d'étudier les harmoniques allant jusqu'au rang 100. Parmi les exemples citons:

- les convertisseurs de grande puissance avec encoches de commutation;
- les grandes installations avec des convertisseurs à indice de pulsation élevé (par exemple usines de production d'aluminium);
- les équipements d'électronique de puissance de conception récente équipés d'un convertisseur à MLI du côté du réseau d'alimentation.

De tels cas peuvent se traduire par des bruits induits dans les appareils sensibles du voisinage (par exemple les capteurs, les systèmes de communication, etc.). On constate généralement que les harmoniques de rang plus élevé varient plus selon le lieu et l'heure que les harmoniques de rang plus bas. Dans beaucoup de cas, les harmoniques de rang élevé sont produits par un seul utilisateur, souvent en combinaison avec une résonance dans le réseau. (On peut avoir besoin d'analyses plus développées quand il s'agit d'harmoniques de rang élevé).

Les figures 1 et 2 illustrent les concepts de base décrits ci-dessus. Elles sont établies pour mettre en évidence les relations les plus importantes entre les variables de base.

Des interférences surviennent inévitablement en certaines occasions dans le système de distribution entier (figure 1), et c'est la raison du recouvrement entre les distributions des niveaux de perturbation et d'immunité. Généralement les niveaux de planification sont inférieurs ou égaux aux niveaux de compatibilité; ils sont spécifiés par l'exploitant du réseau. Les niveaux à appliquer lors des essais d'immunité sont spécifiés par des normes appropriées, ou convenus entre le constructeur et l'utilisateur.

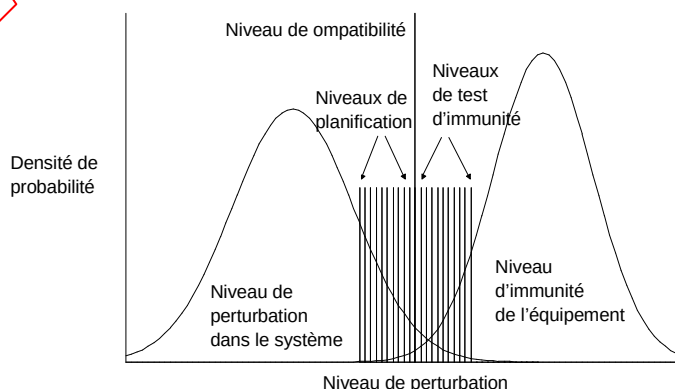


Figure 1 – Illustration des concepts fondamentaux de qualité de la tension au moyen du résultat statistique relatif au temps et en tous les lieux du système

The rest of this report outlines procedures for using these planning levels to evaluate connection requirements for individual consumers.

Assessment procedure

The basic standard to be used for harmonic and interharmonic measurements is IEC 1000-4-7. In order to compare the actual harmonic levels with the planning levels, the minimum measurement period should be one week.

- The greatest 95 % probability daily value of $U_{h,VS}$ (r.m.s. value of individual harmonic components over "very short" 3 s periods) should not exceed the planning level.
- The maximum weekly value of $U_{h,Sh}$ (r.m.s. value of individual harmonics over "short" 10 min periods) should not exceed the planning level.
- The maximum weekly value of $U_{h,VS}$ should not exceed 1,5 to 2 times the planning level.

NOTE – Harmonics are generally measured up to $h = 40$. In most cases, this is adequate for the evaluation of distortion effects of power disturbances. However, higher order harmonics up to the 100th order can be an important concern in some cases. Examples include:

- large converters with voltage notching;
- large installations with converters of high pulse numbers (e.g. aluminium plants);
- newer types of power electronics equipment with PWM converters interfacing with the power system.

Such cases can result in induced noise interference in neighbouring sensitive appliances (e.g. sensors, communication systems, etc.). It is generally found that higher order harmonics vary more with location and with time than lower order harmonics. In many cases, high order harmonics are produced by a single consumer, often in combination with power system resonance. (There may be a need for more extensive evaluations when higher order harmonics are a concern).

Figures 1 and 2 illustrate the basic concepts described above. They are intended to emphasize the most important relationships between the basic variables.

In the whole power system (see figure 1), interference inevitably occurs on some occasions, and therefore there is significant overlapping between the distributions of disturbance and immunity levels. Planning levels are generally equal to or lower than the compatibility level; they are specified by the owner of the network. Immunity test levels are specified by relevant standards or agreed upon between manufacturers and users.

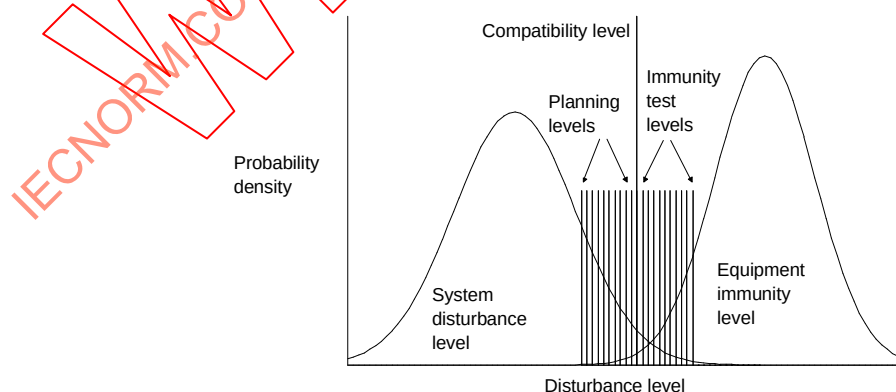


Figure 1 – Illustration of basic voltage quality concepts with time/location statistics covering the whole system

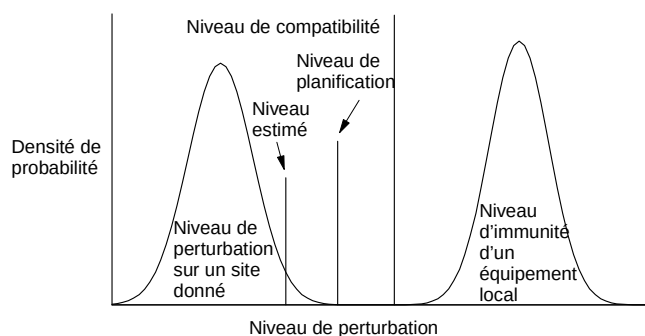


Figure 2 – Illustration des concepts fondamentaux de qualité de la tension au moyen du résultat statistique relatif au temps en un lieu donné

Ainsi que le montre la figure 2, les distributions de probabilité du niveau de perturbation et du niveau d'immunité en n'importe quel lieu donné sont plus étroites que celles du système tout entier, de telle manière qu'il n'y a pas ou très peu de recouvrement entre les distributions des niveaux de perturbation et d'immunité. Le risque d'interférence est alors mineur et les équipements fonctionnent correctement; cela signifie que la CEM est plus probable que ce que laisse supposer la figure 1.

Niveaux d'émission

A chaque fréquence harmonique ou interharmonique, le niveau d'émission d'une charge déformante est la tension (ou le courant) harmonique ou interharmonique qui serait produit dans le réseau d'alimentation en l'absence de toute autre charge déformante.

Il convient d'adopter une période minimale de mesure d'une semaine pour comparer l'émission de courant harmonique de la charge totale d'un utilisateur aux limites d'émission.

- Il est souhaitable que la plus forte valeur journalière à 95 %, en moyenne quadratique des échantillons sur une période très courte de 3 s, pour chaque rang harmonique ($I_{h,vs}$ quotidien à 95 %), ne dépasse pas la limite d'émission.
- Il est souhaitable que la plus forte valeur hebdomadaire, en moyenne quadratique des échantillons sur une période courte de 10 min, pour chaque rang harmonique ($I_{h,sh}$ hebdomadaire), ne dépasse pas la limite d'émission.
- Il est souhaitable que la plus forte valeur hebdomadaire de $I_{h,vs}$ ne dépasse pas 1,5 à 2 fois la limite d'émission.
- Il est souhaitable de limiter également les émissions harmoniques transitoires (durée < 3 s), eu égard par exemple aux téléseñalisations de réseau. Ce problème est à l'étude.

En pratique, ces niveaux sont généralement évalués à partir des données concernant la charge et le réseau; leur mesure directe (voir CEI 1000-4-7) est rendue difficile par la présence de nombreuses autres charges perturbatrices (un autre rapport technique est à l'étude sur le sujet).

4 Principes généraux

L'approche proposée pour évaluer l'acceptabilité de charges déformantes dépend de la puissance souscrite par l'utilisateur, de la puissance du matériel produisant des harmoniques et des caractéristiques du réseau. L'objectif est la limitation de l'injection, en provenance de la charge totale des utilisateurs individuels, à des niveaux n'entraînant pas de déformation de tension dépassant les niveaux de planification. On définit trois stades d'évaluation que l'on peut utiliser de manière séquentielle ou indépendante (voir figure 3).

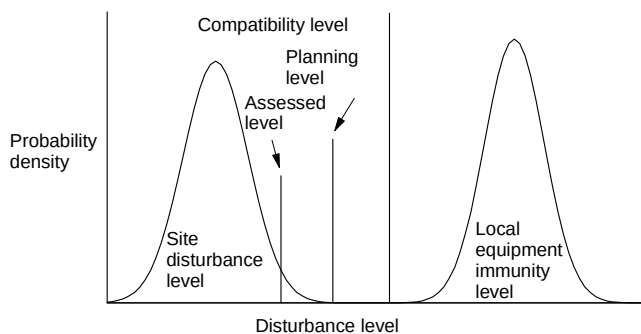


Figure 2 – Illustration of basic voltage quality concepts with time statistics relevant to one site within the whole system

As figure 2 illustrates, the probability distributions of disturbance and immunity levels at any one site are normally narrower than those in the whole power system, so that at most locations there is little or no overlap of disturbance and immunity level distributions. Interference is therefore of a minor nature, and equipment functions satisfactorily, that is EMC is more probable than figure 1 appears to suggest.

Emission levels

At each (inter)harmonic frequency, the emission level from a distorting load is the (inter) harmonic voltage (or current) which would be caused by the load into the power system if no other distorting load was present.

In order to compare a consumer's total load harmonic current emission with the emission limits, the minimum measurement period should be one week.

- The greatest 95 % daily value of $I_{h,vs}$ (r.m.s. value of individual harmonic components over "very short" 3 s periods) should not exceed the emission limit.
- The maximum weekly value of $I_{h,sh}$ (r.m.s. value of individual harmonics over "short" 10 min periods) should not exceed the emission limit.
- The maximum weekly value of $I_{h,vs}$ should not exceed 1,5 to 2 times the emission limit.
- Short duration bursts of harmonics (duration < 3 s) should also be limited, for example with respect to mains signalling systems. This problem is under consideration.

In practice, these levels are generally assessed from the available data concerning the load and the system; their direct measurement (For basic harmonic measurement principles, see IEC 1000-4-7) is made difficult by the presence of numerous other distorting loads (another technical report on this subject is under consideration).

4 General principles

The proposed approach for evaluating the acceptability of distorting loads depends on the agreed power of the consumer, the power of the harmonic-generating equipment, and the system characteristics. The objective is to limit the injection from the total load of individual consumers to levels that will not result in voltage distortion levels that exceed the planning levels. Three stages of evaluation are defined, which may be used in sequence or independently (see figure 3).

Stade 1: évaluation simplifiée de l'émission de perturbation

On admet généralement que les utilisateurs installent de petits appareils sans évaluation spécifique de l'émission harmonique par le distributeur d'énergie. Les fabricants de tels appareils sont généralement responsables de la limitation des émissions. Par exemple, la CEI 1000-3-2 est une norme de famille de produits qui définit les limites d'émission harmonique pour des équipements raccordés aux réseaux BT. Il n'existe actuellement pas de norme d'émission concernant les équipements MT pour les raisons suivantes:

- la moyenne tension va de 1 kV à 35 kV;
- aucune impédance de référence n'a été définie de manière internationale pour les réseaux moyenne tension.

Dans certains pays, les distributeurs d'électricité sont à même d'établir des impédances de référence nationales pour les réseaux MT et BT qui leur permettent de définir des limites d'émission en courant harmonique, et de raccorder les charges des utilisateurs selon la procédure du stade 1 sans évaluation détaillée.

Même en l'absence d'impédance de référence, il est possible de définir des critères d'acceptation quasi automatiques sur le réseau MT (et même HT). Par exemple, il peut être avantageux d'utiliser une «puissance déformante pondérée» (voir 7.1.1) en tant qu'estimation de la quantité totale de charge déformante à l'intérieur de l'installation d'un utilisateur. Si la charge déformante totale (ou la puissance souscrite par l'utilisateur) est faible par rapport à la puissance de court-circuit au PCC, il ne devrait pas être nécessaire de procéder à une évaluation détaillée.

L'article 7 développe des critères particuliers pour l'application du stade 1.

Stade 2: limites d'émission fonction des caractéristiques effectives du réseau

Si une charge ne satisfait pas aux critères du stade 1, il convient d'évaluer les caractéristiques spécifiques des équipements producteurs d'harmoniques en même temps que la capacité d'absorption du réseau. Celle-ci se déduit des niveaux de planification et est partagée entre les utilisateurs individuels en fonction de leur puissance souscrite rapportée à la puissance totale disponible du réseau. Lors de l'attribution des niveaux de planification aux utilisateurs individuels en moyenne tension, il est souhaitable de tenir compte aussi du niveau de perturbations issu des réseaux à tension plus élevée.

Par principe, dans une telle approche, si le réseau est à pleine charge et si tous les utilisateurs injectent à raison de leurs limites individuelles, le niveau total des perturbations est égal au niveau de planification. L'article 7 décrit une procédure de partage du niveau de planification entre les utilisateurs individuels.

Stade 3: acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre exceptionnel et précaire

Dans des cas particuliers, un utilisateur peut souhaiter pouvoir émettre des perturbations dépassant les limites de base autorisées au stade 2. L'utilisateur et le distributeur peuvent alors se mettre d'accord sur les conditions spéciales qui rendent possible le raccordement. Il faudra conduire une étude approfondie des caractéristiques effectives actuelles et futures du réseau pour déterminer ces conditions particulières.

NOTE – Les limites d'émission issues de l'application des méthodes recommandées aux articles 7, 8 et 9 sont censées maintenir les niveaux harmoniques en dessous des niveaux de planification. L'application d'autres méthodes citées à l'article 10 est censée limiter les interférences avec les réseaux de communication.

Responsabilités

L'utilisateur est responsable du maintien des émissions qu'il produit au PCC en dessous des limites spécifiées par le distributeur.

NOTE – Ce rapport traite principalement des émissions. Cependant, l'absorption harmonique peut aussi être un problème si des filtres ou des batteries de condensateurs sont raccordés sans avoir pris les précautions d'usage en ce qui concerne les interactions avec les harmoniques normalement préexistants sur le réseau de puissance. Ainsi l'absorption harmonique fait aussi partie de la responsabilité de l'utilisateur.

Stage 1: simplified evaluation of disturbance emission

It is generally acceptable for consumers to install small appliances without specific evaluation of harmonic emission by the supply company. Manufacturers of such appliances are generally responsible for limiting the emissions. For instance, IEC 1000-3-2 is a product family standard which defines emission limits of harmonics for equipment connected to LV systems. There are currently no emission standards for MV equipment for the following reasons:

- medium voltage varies between 1 kV and 35 kV;
- no reference impedance has been internationally defined for medium voltage systems.

In some countries, supply companies are able to declare national reference impedances for MV and HV systems which enable them to define emission limits in terms of harmonic current, and connect consumers' loads as a stage 1 connection without detailed evaluation.

Even without a reference impedance, it is possible to define criteria for quasi-automatic acceptance of consumers on the MV system (and even HV system). For example, it may be convenient to use a "weighted distorting power" (see 7.1.1) as an estimate of the total amount of distorting load within the consumer facility. If the total distorting load, or the consumer's agreed power, is small relative to the short circuit capacity at the PCC, it should not be necessary to carry on detailed evaluation.

In clause 7, specific criteria are developed for applying stage 1 evaluation.

Stage 2: emission limits relative to actual network characteristics

If a load does not meet stage 1 criteria, the specific characteristics of the harmonic generating equipment should be evaluated together with the absorption capacity of the system. The absorption capacity of the system is derived from the planning levels, and is apportioned to individual consumers according to their demand with respect to the total system capacity. At medium voltage, the disturbance level derived from higher voltage systems should also be considered when apportioning the planning levels to individual consumers.

The principle of this approach is that, if the system is fully loaded and all consumers are injecting up to their individual limits, the total disturbance levels will be equal to the planning levels. A procedure for apportioning the planning levels to individual consumers is outlined in clause 7.

Stage 3: acceptance of higher emission levels on an exceptional and precarious basis

Under special circumstances, a consumer may require acceptance to emit disturbances beyond the basic limits allowed in stage 2. In such a situation, the consumer and the utility may agree on special conditions which facilitate connection of the distorting load. A careful study of the actual and future system characteristics has to be carried out in order to determine these special conditions.

NOTE – Emission limits obtained from the application of the methods recommended in clauses 7, 8 and 9 are intended to keep harmonic levels below the planning levels. The application of other methods mentioned in clause 10 is intended to limit communication interference.

Responsibilities

The consumer is responsible for maintaining his emissions at the PCC below the limits specified by the utility.

NOTE – This report is mainly concerned with emissions. However, harmonic absorption may also be a problem if filters or capacitor banks are connected without due consideration for their interaction with the harmonics normally present in the power system. The problem of harmonic absorption is thus also part of the consumer's responsibility.

Le distributeur est responsable du contrôle global des niveaux de perturbation sous les conditions normales d'exploitation, conformément aux règles nationales.

Le distributeur doit fournir les caractéristiques du réseau qui permettent les évaluations nécessaires. La procédure d'évaluation (voir figure 3) est conçue de manière à ce que les émissions harmoniques provenant des utilisateurs ne provoquent pas de dépassement des niveaux de planification et de compatibilité sur les tensions harmoniques de l'ensemble du réseau. Toutefois, on ne garantit pas que l'approche recommandée évitera dans tous les cas le dépassement de ces niveaux.

Enfin, il convient que le distributeur et l'utilisateur coopèrent lorsque cela est nécessaire pour identifier la méthode optimale permettant de réduire les émissions. L'étude et le choix liés à la méthode demeurent de la responsabilité de l'utilisateur.

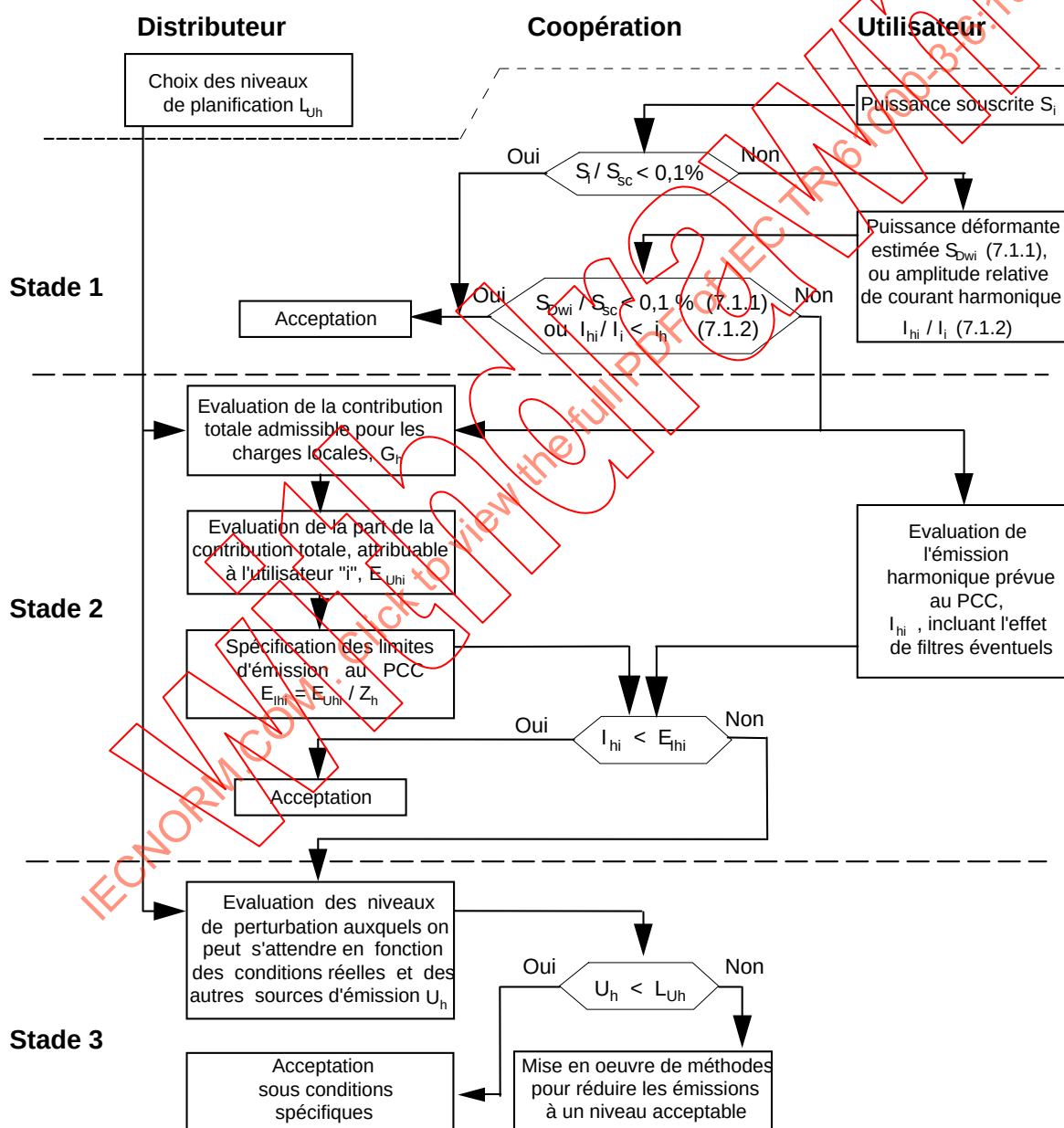


Figure 3 – Diagramme de la procédure d'évaluation

The utility is responsible for the overall control of disturbance levels under normal operating conditions in accordance with national requirements.

It has to provide network data for evaluation purposes. The evaluation procedure (see figure 3) is designed in such a way that the harmonic emissions from the consumers do not cause the overall system harmonic voltage levels to exceed the planning and compatibility levels. However, there is no guarantee that the recommended approach will always avoid exceeding the levels.

Finally, the utility and consumer should co-operate when necessary in the identification of the optimum method to reduce emissions. The design and choice of method for such reduction are the responsibility of the consumer.

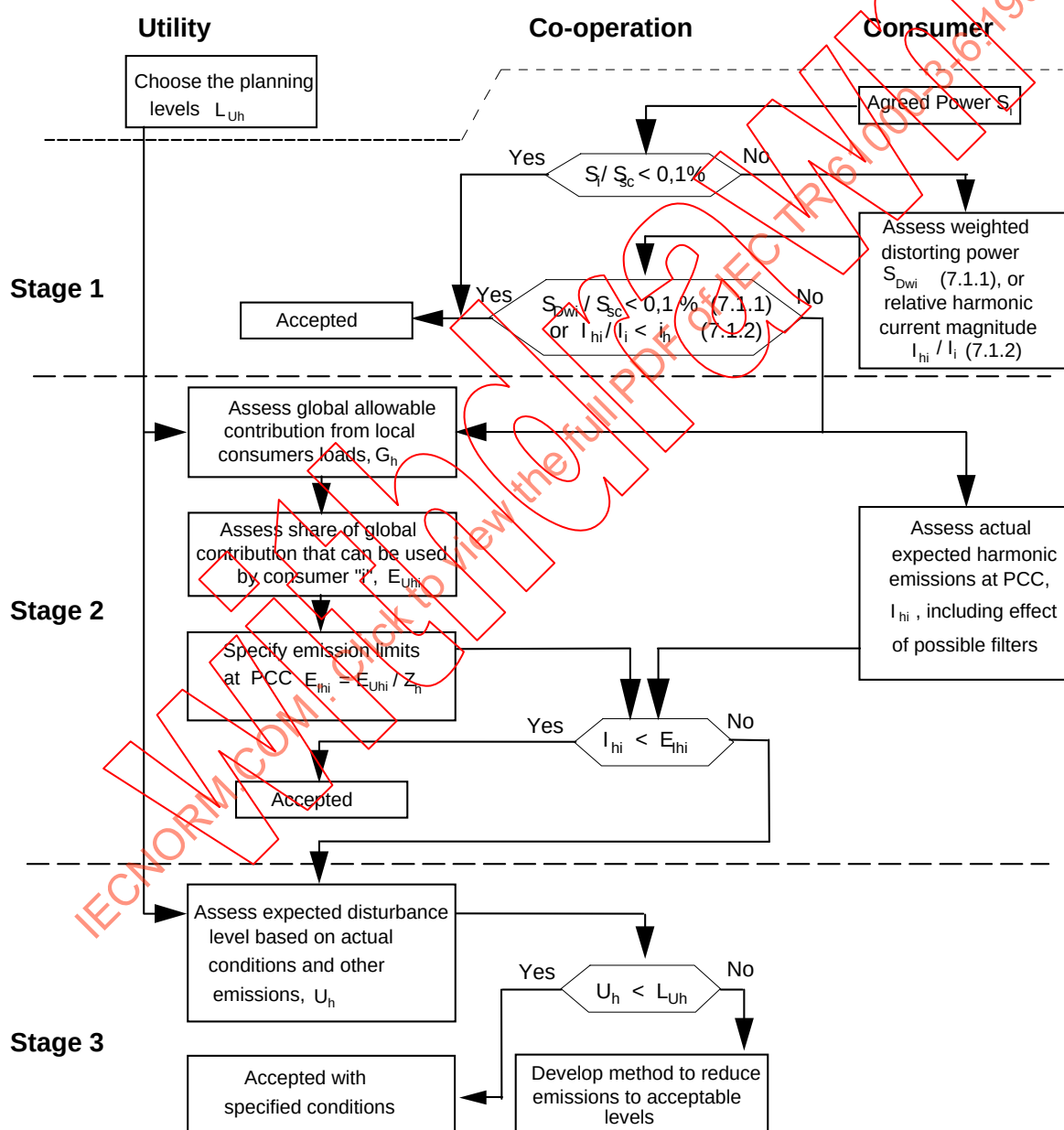


Figure 3 – Diagram of evaluation procedure

5 Méthode générale d'évaluation des niveaux d'émission

5.1 *Evaluation de l'injection harmonique due aux charges déformantes*

Le présent article est destiné à servir de guide pour l'évaluation des injections harmoniques provenant de charges déformantes en tenant compte des diverses conditions d'exploitation non idéales que l'on peut rencontrer sur les réseaux électriques et dans les installations des utilisateurs. On trouvera des indications plus détaillées sur l'estimation des niveaux d'émission dans l'alimentation électrique des installations industrielles dans une autre publication de la CEI [1]¹⁾

Conditions d'exploitation des charges déformantes

Il convient que l'évaluation de l'injection harmonique provenant de charges déformantes couvre les conditions normales d'exploitation les plus défavorables comprenant les fonctionnements en marche dégradée pouvant se prolonger pendant des périodes significatives (par exemple la défaillance de l'un des redresseurs d'indice de pulsation 6 d'une grande installation de redresseurs multiphasés).

Pour des cas simples, on peut évaluer l'injection harmonique provenant de la charge d'un utilisateur donné en prenant le courant maximal, pour chaque fréquence harmonique et interharmonique, pouvant être produit par chaque équipement sur la totalité de sa plage d'exploitation. Dans le cas de charges de grande puissance, cette approche peut conduire à des résultats trop conservatoires. Inversement, on peut envisager un ensemble de courants harmoniques et interharmoniques représentatifs des conditions d'exploitation simultanées les plus défavorables de l'ensemble du matériel pour évaluer l'injection harmonique maximale provenant de ces charges déformantes.

Conditions d'exploitation non idéales

Dans la pratique, on rencontre inévitablement un certain degré de dissymétrie sur le réseau d'alimentation et sur le matériel des utilisateurs qui génère des harmoniques non caractéristiques. Ces harmoniques non caractéristiques peuvent être faibles comparés aux harmoniques caractéristiques, mais pour certains types de charges, telles que celles qui varient en permanence et les grandes installations de redresseurs à indice de pulsation élevé, il est nécessaire de les inclure dans le calcul des perturbations.

Il faut tenir compte des conditions non idéales suivantes.

- Déséquilibre de la tension d'alimentation:
la présence d'une composante inverse dans la tension d'alimentation triphasée produira généralement des harmoniques impairs de composante directe et/ou inverse multiples de trois; il convient, au titre des conditions non idéales d'exploitation d'un réseau en régime permanent, de tenir compte d'un déséquilibre de tension (jusqu'à 2 %).
- Transformateurs de convertisseurs et déséquilibre de l'impédance de commutation:
les tolérances de fabrication sur le rapport de transformation (pas tout à fait égal à $\sqrt{3}$) et sur les réactances entre deux transformateurs d'un convertisseur dodécaphasé génèrent des harmoniques non caractéristiques qui normalement n'existent que sur un convertisseur hexaphasé. La dissymétrie de l'impédance de commutation entre phases génère des harmoniques non caractéristiques dépendant également des couplages des transformateurs.

¹⁾ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie (annexe H).

5 General guidelines for the assessment of emission levels

5.1 Assessment of harmonic injection from distorting loads

This clause is intended to provide general guidance on the assessment of harmonic injections from distorting loads, taking account of various operating and non-ideal conditions that may exist on power systems and consumer installations. More details on the assessment of the emission levels in the power supply of industrial plants may be found in another IEC publication [1].¹⁾

Operating conditions of the distorting loads

The assessment of harmonic injection from distorting loads should consider the worst normal operating conditions including those with outages that may apply for a substantial fraction of the time (for example the outage of one 6-pulse rectifier unit in a large multiphase rectifier plant).

For simple cases, the harmonic injection from a given distorting consumer's load may be assessed by using the maximum current at each harmonic and interharmonic frequency that can be produced over the possible range of operation of each piece of equipment. For large loads, this approach may lead to excessively conservative results. Instead, a set of harmonic and interharmonic currents consistent with the worst possible simultaneous operating modes of all pieces of equipment can be considered for assessing the maximum harmonic injection from such a distorting load.

Non-ideal operating conditions

In practical situations, it is inevitable that some degree of asymmetry will be present in the supply network and in the consumer equipment, which will result in the generation of non-characteristic harmonics. These non-characteristic harmonics may be small relative to the characteristic harmonics, but for certain types of loads such as constantly varying loads, and large rectifier plants using high pulse number rectifiers, they need to be included in the prediction of disturbance levels.

The following non-ideal conditions have to be considered:

- Supply voltage unbalance:

The presence of a negative sequence component of fundamental frequency on a three-phase supply voltage will usually produce odd-triple harmonics of positive and/or negative sequence. A voltage unbalance factor (up to 2 %) should be considered for the non-ideal steady state operation of the power system.

- Converter transformers and commutating impedance unbalance:

Manufacturing tolerances on the turns ratio (turns ratio not exactly equal to $\sqrt{3}$) and on the reactance between two transformers of a 12-pulse converter produces non-characteristic harmonics normally only associated with a 6-pulse converter. Asymmetry of the commutating impedance between phases produces non-characteristic harmonics which also depend on the transformer winding connections.

¹⁾ Figures in square brackets refer to the bibliography given in annex H.

– Dissymétries des angles d'allumage:

les écarts sur les instants d'allumage des semi-conducteurs génèrent des harmoniques de rang quelconque. Ces écarts dépendent de la conception des circuits d'allumage.

– Désaccord des filtres:

Lorsque des filtres harmoniques sont nécessaires pour respecter les limites d'émission, il convient que l'évaluation des perturbations harmoniques tienne également compte des variations des fréquences d'accords, particulièrement celles dues aux paramètres suivants:

- variation de la fréquence du réseau pouvant survenir en régime permanent;
- variations de la fréquence d'accord due aux écarts sur la valeur des composants du filtre, qu'il s'agisse de tolérances de fabrication ou de variations liées à la température;
- vieillissement des composants du filtre;
- commutation programmée des filtres et des batteries de condensateurs en fonction de la charge.

5.2 Impédance harmonique

La plupart des charges déformantes se comportent comme des sources de courants harmoniques. Il est nécessaire de connaître l'impédance harmonique du réseau vue du PCC pour prévoir les tensions harmoniques qui peuvent apparaître après raccordement de la charge. Des calculs sont aussi nécessaires pour évaluer les tensions en d'autres points du réseau d'alimentation dues aux courants harmoniques dans la charge.

L'évaluation de l'impédance harmonique peut toutefois se révéler très complexe. Il existe plusieurs méthodes de calcul et de mesure, mais aucune n'est entièrement satisfaisante. Même le meilleur programme informatique ou le meilleur analyseur de réseau ne peut être un remède à un manque de données fiables. En outre, l'impédance harmonique du réseau peut varier de manière significative dans le temps.

Une publication internationale intitulée «Guide pour l'évaluation de l'impédance harmonique du réseau» [2] est disponible. On trouve ci-dessous quelques éléments guides concernant des calculs manuels qui sont suffisamment précis dans la plupart des cas, en particulier pour les problèmes liés aux réseaux MT.

5.2.1 Méthode simplifiée d'évaluation

Dans la présentation suivante de plusieurs cas de base, on se rapportera au réseau simplifié de la figure.

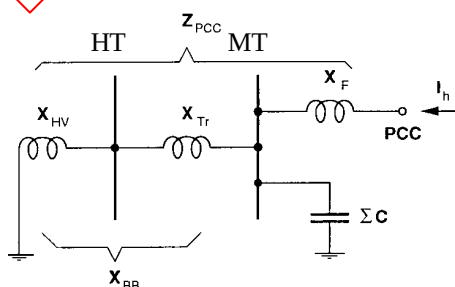


Figure 4 – Schéma équivalent de réseau pour l'estimation de la «courbe d'impédance enveloppe»

Z_h directement proportionnelle à la fréquence

Dans des installations simples, dépourvues d'importants condensateurs pour correction du facteur de puissance et de réseaux de câbles étendus (ΣC négligeable sur la figure 4), il est peu probable de rencontrer des conditions de résonance à des fréquences inférieures au rang harmonique 13. Dans ce cas, on peut considérer que Z_h est principalement inductif et l'évaluer approximativement comme suit:

$$Z_h = h \cdot X_{1PCC} = h \cdot (X_{1HV} + X_{1Tr} + X_{1F}) \quad (1)$$

– Firing angles asymmetries:

The variations of the valve firing instants give rise to harmonics of all orders. The deviation in firing angles between valves depends on the particular design of the firing circuits.

– Filter detuning:

When harmonic filters are required in order to comply with emission limits, the assessment of harmonic disturbances should also consider detuning effects, namely due to:

- the variation of the power frequency that may occur in steady state operation;
- the initial mistuning due to manufacturing tolerances and changes in filter component values due to ambient temperature variations;
- ageing of filter components;
- planned switching operation of the filters and capacitor banks with the variation of load.

5.2 Harmonic impedance

Most distorting loads behave as sources of harmonic currents. A knowledge of the harmonic impedance of the network, as seen from the PCC, is necessary to predict harmonic voltages that will appear at the PCC when the load is connected. Computations are also required to evaluate voltages in other parts of the supply network due to the harmonic currents in the load.

The assessment of the harmonic impedance, however, can be a very complex problem. Several measurement and calculation methods are available, but none is entirely satisfactory. Not even the best computer program or network analyzer is able to compensate for the lack of reliable data. Furthermore, the harmonic impedance of the network may vary significantly with time.

An international "Guide for assessing the network harmonic impedance" is available [2]. The following text gives guidelines for carrying out manual calculations which are sufficiently accurate to be applied in most cases, especially for problems related to MV networks.

5.2.1 Simplified assessment methods

For discussing several basic cases, reference is made to the simplified network of figure 4.

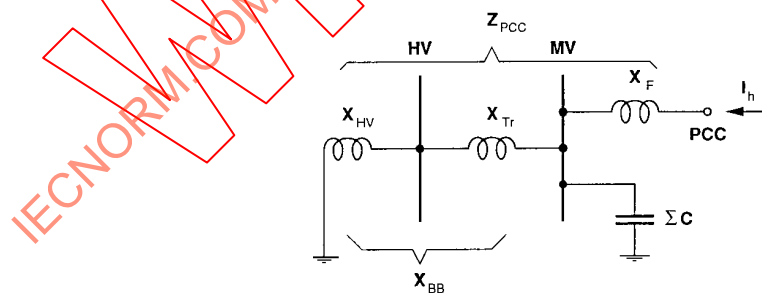


Figure 4 – Diagram of network for assessing the “envelope impedance curve”

Z_h directly proportional to frequency

In simple installations, with no large capacitors for power factor correction and no large cable networks (ΣC negligible in figure 4), resonance conditions are not likely to occur for frequencies up to 13th harmonic. In such cases, Z_h can be considered to be mainly inductive, and approximated as:

$$Z_h = h \cdot X_{1PCC} = h \cdot (X_{1HV} + X_{1Tr} + X_{1F}) \quad (1)$$

On peut utiliser cette approche avec une précision raisonnable (normalement meilleure que $\pm 20\%$) si:

- le jeu de barres MT est alimenté à travers un transformateur dont la réactance X_{Tr} est élevée par rapport à la réactance de l'alimentation haute tension X_{HV} ;
 - $X_{Tr} / X_{HV} > 10$ s'il y a possibilité d'une résonance sur les circuits haute tension dans la gamme de fréquence étudiée;
 - $X_{Tr} / X_{HV} > 4$ si une résonance des circuits haute tension est peu vraisemblable dans la gamme de fréquence étudiée;
- la valeur totale des condensateurs raccordés au secondaire est si faible que la fréquence de résonance est supérieure à 2,5 fois la fréquence harmonique la plus élevée de l'étude.

Z_h avec résonance parallèle simple

On estime usuellement la première fréquence de résonance parallèle à l'aide de:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2)$$

où

L est l'inductance de phase correspondant à X_{1BB} et C est la capacité totale par phase (phase-neutre) en tenant compte à la fois des condensateurs de facteur de puissance et des capacités des câbles.

D'autre part, on peut aussi estimer f_r à l'aide de:

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_c}} \quad (3)$$

où

f_1 est la fréquence fondamentale, S_{sc} est la puissance de court-circuit au jeu de barres du système et Q_c est la puissance réactive totale engendrée par les condensateurs et les câbles du système.

Les estimations de la fréquence de résonance parallèle f_r sont une approximation qui suppose que tous les composants capacitifs sont reliés au jeu de barres. La valeur résultante de Z_h vue du PCC est alors la somme de deux composantes [$(X_{1BB}$ en parallèle avec C) + X_F] comme on le voit figure 4.

Au voisinage du point de résonance, cette méthode donne toutefois une impédance résultante beaucoup trop élevée. Afin de calculer la valeur correcte, il convient de tenir compte des composantes résistives des impédances du réseau. Les composantes résistives aux fréquences harmoniques sont cependant très difficiles à déterminer dans des cas pratiques. C'est pourquoi il est recommandé de calculer la valeur de Z_h uniquement avec L et C en négligeant la composante résistive et de limiter le résultat de manière à ce que le facteur d'amplification à la résonance ($k = Z_h/h \cdot X_{1PCC}$) ne soit pas supérieur à 3 ou 10. La valeur la plus faible est valable pour des réseaux où la charge est élevée et la valeur la plus élevée pour des réseaux ayant une très faible charge. Normalement, le facteur d'amplification à la résonance ne dépasse pas 5 sur les réseaux publics, mais il peut atteindre 8 à 10 sur certains réseaux industriels dans des conditions de charge peu élevées ou de charge essentiellement due à des moteurs.

Cas général: méthode de la «courbe enveloppe d'impédances»

La complexité des réseaux de distribution et des installations qui y sont raccordées est généralement la cause de résonances multiples. Ces résonances trouvent leur origine dans des condensateurs destinés à du matériel de compensation de puissance réactive ou dans ceux de systèmes de filtres ainsi que dans la capacité des câbles et des lignes. De plus, la structure du réseau n'est pas fixe, de sorte que l'impédance varie en fonction des diverses configurations du réseau ou des différentes charges. Il y a d'autant plus de résonances que le système est complexe. Un condensateur supplémentaire, par exemple au PCC de la figure 4, est cause d'une deuxième résonance (C_{PCC} en parallèle avec X_F) à une fréquence normalement supérieure à celle de la première résonance.

This approach can be used with a reasonable accuracy (normally better than $\pm 20\%$) if:

- the MV bus is fed through a transformer of which the reactance X_{Tr} is high compared to the reactance of the high voltage supply X_{HV} ;
 - $X_{Tr}/X_{HV} > 10$ if resonance in the high voltage supply is possible in the studied frequency range;
 - $X_{Tr}/X_{HV} > 4$ if resonance in the high voltage supply is unlikely in the studied frequency range;
- the total capacitance connected to the secondary system is so low that the resonance frequency is at least 2,5 times the highest studied harmonic frequency.

Z_h with single parallel resonance

The first parallel resonance frequency is commonly estimated by:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2)$$

where

L is the inductance per phase corresponding to X_{1BB} and C is the total capacitance per phase, with both power factor capacitors and cable capacitances taken into consideration.

Alternatively, f_r can also be estimated by:

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_c}} \quad (3)$$

where

f_1 is the fundamental frequency, S_{sc} is the short circuit power at the busbar of the system, and Q_c is the total reactive power generated by capacitors and cables in the system.

The estimations for the parallel resonance frequency f_r are an approximation which assumes that all capacitive components are connected to the busbar. The resulting value of Z_h at the PCC is then the sum of two components [X_{1BB} in parallel with C) + X_F] according to figure 4.

Close to the resonance point, however, this method will give a far too high value for the resulting impedance. In order to calculate the correct value, the resistive component of the network impedances should be taken into consideration. The resistive components, at harmonic frequencies, are however very difficult to determine in a practical situation. It is therefore recommended that the value of Z_h is calculated with only L and C , neglecting the resistive component, and limited so that the resonance amplification factor ($k = Z_h/h \cdot X_{1PCC}$), does not exceed 3-10 times. The lower value is valid for heavily loaded networks and the higher value for networks with extremely low loads. Normally the resonance amplification factor does not exceed 5 in public networks, but it can reach 8 to 10 in some industrial networks under light-load or high-motor-load conditions.

General case: the "envelope impedance curve approach"

The complexity of power supply networks and installations connected to them generally causes multiple resonances. Their origin is due to capacitors for reactive power compensation equipments, or to those of filter systems, as well as to the capacitance of cables and lines. Moreover, the structure of the network is not fixed so that the impedance changes according to different configurations of the network or different loads. The more complex the whole system is, the more numerous are the resonances. An additional capacitance, for example at the PCC in figure 4, causes a second resonance (C_{PCC} in parallel with X_F) with a resonance frequency normally higher than that of the first.

Dans les réseaux MT normaux, la première résonance est modérément amortie avec un coefficient «k» de 2 à 5, comme on l'a montré plus haut. La deuxième résonance, ainsi que les résonances d'ordre supérieur ont souvent un amortissement inférieur à celui de la première. (Dans de tels cas, des changements de tension rapides tels que ceux provenant des trous de commutation conduisent à des oscillations amorties.) Néanmoins, l'expérience montre que le rapport $Z_h/(h \cdot X_{1PCC})$ appliqué à la deuxième résonance et à celles d'ordre supérieur est inférieur à 1.

Une approche simplifiée consiste à utiliser une courbe enveloppe d'impédances (voir figure 5) qui décrit l'amplitude sans information sur l'angle de phase. Cette enveloppe comprend le point d'impédance maximale à la première résonance (avec un facteur d'amplification «k») et les points d'impédance maximale des résonances de fréquence plus élevée (avec un facteur d'amplification «1» par rapport à la réactance de court-circuit du réseau qui ne tient pas compte des autres circuits résonants).

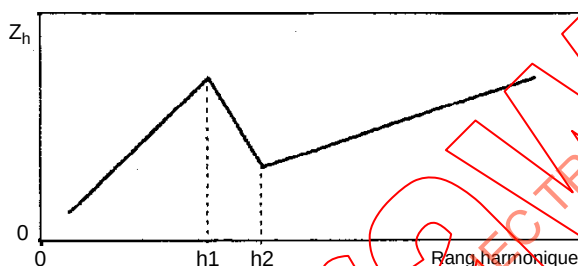


Figure 5 – «Courbe enveloppe d'impédances» d'un réseau MT

où

h_1 est donné par f_r/f_1 [f_r de l'équation (2) ou (3)] et $h_2 = 1,5 \cdot h_1$; jusqu'à h_1 : $Z_h = k \cdot h \cdot X_{1BB} + h \cdot X_{1F}$, au-delà de h_2 : $Z_h = h \cdot X_{1PCC}$

Une telle approche peut éviter une analyse spécifique (mesure et simulation), mais elle conduit souvent à une surévaluation des tensions harmoniques résultantes (voir note 1).

NOTES

1 La courbe enveloppe d'impédances harmoniques donnée ci-dessus ne fournit pas suffisamment d'informations pour les cas où une résonance peut apparaître entre le matériel d'un utilisateur et l'impédance du réseau (par exemple avec des filtres harmoniques). Il est alors nécessaire de définir l'angle de phase de l'impédance harmonique. En outre, si pour un utilisateur la limite d'émission est exprimée en courant, il convient de tenir compte également de l'impédance minimale du réseau vue du jeu de barres sur lequel un filtre éventuel peut être raccordé, afin de vérifier la valeur du courant injecté dans le réseau après filtrage. Un filtre parallèle peut ne pas être suffisant s'il existe une résonance série entre l'équipement de l'utilisateur et le réseau de distribution.

2 Il est impossible d'étendre ces considérations aux réseaux de tension supérieure à 35 kV. Cependant, il est généralement recommandé d'évaluer l'impédance harmonique du réseau en tenant compte des divers modes d'exploitation du système ainsi que de ses modifications futures prévisibles. Il est souhaitable de définir l'impédance harmonique résultante sous forme d'un tableau ou d'un ensemble de courbes montrant le lieu des impédances minimales et maximales tant en amplitude qu'en phase, pour chaque fréquence harmonique présentant un intérêt. Lorsqu'on prévoit des évolutions importantes entre les configurations du système actuelle et future, il est bon de fournir deux ensembles distincts de résultats pour permettre à l'utilisateur une étude optimale de son matériel.

Des études approfondies devraient permettre de définir une enveloppe des courbes d'impédance harmonique maximale pour un type particulier de réseau MT. On utilise quelquefois cette enveloppe comme «courbe d'impédance la plus défavorable» permettant une évaluation rapide de l'impédance harmonique du réseau. L'annexe A donne un exemple pratique de cette approche.

5.2.2 Calcul manuel détaillé

On peut effectuer des calculs manuels plus détaillés, et il est recommandé d'utiliser des outils informatiques tels que des feuilles de calcul électroniques. On trouvera en annexe B un exemple de l'approche recommandée par le VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke).

In normal MV networks, the first resonance is damped moderately leading to a “k” factor between 2 and 5, as discussed above. Second and higher resonances often have a lower damping than the first one. (In such cases, sudden voltage changes like commutation notches lead to damped oscillations.) Nevertheless, so far experience indicates that the ratio $Z_h/(h \cdot X_{1PCC})$ for the second and higher resonances is less than 1.

A simplified approach consists of using an envelope impedance curve (see figure 5), which describes the magnitude without information on phase angle. This envelope includes the maximum impedance value of the first resonance point (with an amplification factor “k”), and the maximum impedance values of resonance points of higher frequencies (with an amplification factor “1” relative to the short circuit reactance of the network, without taking into account the resonance circuits).

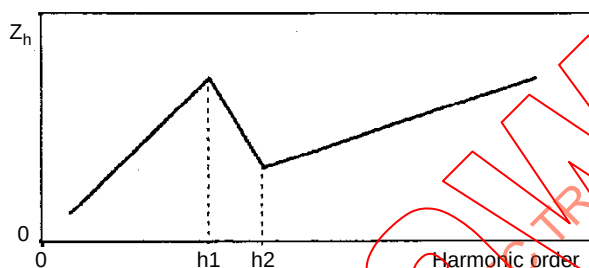


Figure 5 – "Envelope impedance curve" of a MV network

where

h_1 is given by f_r/f_1 [f_r from equation (2) or (3)] and $h_2 = 1,5 \cdot h_1$, Up to h_1 : $Z_h = k \cdot h \cdot X_{1BB} + h \cdot X_{1F}$, above h_2 : $Z_h = h \cdot X_{1PCC}$.

With such an approach, a specific analysis can be avoided (measurement and simulation), but it often leads to an over-assessment of the resulting harmonic voltages (see note 1).

NOTES

1 The envelope harmonic impedance curve given above does not give enough information for situations where resonance may occur between the consumer equipment and the network impedance (e.g. harmonic filter design). In such cases, the phase angle of the harmonic impedance needs to be defined. Furthermore, if emission limits for a customer are expressed in current, the minimum impedance of the power system as seen at the filter bus should also be considered in order to verify the value of the current, after filtering, flowing into the network. Shunt filtering may not be sufficient if a series resonance exists between the customer's equipment and the network.

2 For systems at voltages higher than 35 kV, no generalization is possible. However, it is generally recommended to assess the network harmonic impedance taking into account the various operating modes of the system as well as the foreseeable future system changes. The resultant harmonic impedance locus should be defined in the form of a table or a set of curves showing the minimum and the maximum impedance locus, both for the magnitude and for the phase angle, at each harmonic frequency of interest. When important changes are expected between the existing and the future system configuration, a distinct set of results could be provided in order to enable the consumer to achieve optimal design of his equipment.

As a result of extended studies, it may be possible to define the envelope of the maximum harmonic impedance curves for a particular type of MV network. This envelope is sometimes used as a “worst case impedance curve” for a quick assessment of the network harmonic impedance. Annex A gives a practical example of such an approach.

5.2.2 Detailed manual calculations

More refined manual calculations are possible, and the use of computational facilities, for example spreadsheet techniques, is recommended. As an example, the approach recommended by the VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) is given in annex B.

6 Lois de sommation

La coordination des perturbations conduites nécessite l'adoption d'hypothèses se rapportant à la somme des perturbations engendrées par des charges diverses. Dans le cas de perturbations harmoniques, la tension ou le courant harmonique réel en un point quelconque d'un système de distribution est le résultat de la combinaison vectorielle des composantes individuelles de chacune des sources.

On utilise habituellement deux lois de sommation, la première étant plus simple à appliquer et la seconde plus générale.

6.1 Première loi de sommation

La première loi de sommation est une simple loi linéaire utilisant des facteurs de diversité k_{hj} :

$$U_h = U_{h0} + \sum_j k_{hj} \cdot U_{hj} \quad (4)$$

où

U_{h0} est la tension harmonique préexistante du réseau d'alimentation (tension harmonique présente sur le réseau d'alimentation, les charges j étant déconnectées). L'amplitude des facteurs de diversité k_{hj} dépend:

- du type d'appareil considéré;
- du rang harmonique h ;
- du rapport entre la puissance nominale S_{rj} de l'appareil considéré et de la puissance de court-circuit S_{sc} au PCC.

Le tableau 3 donne des valeurs indicatives pour le cas général et le tableau 4 des valeurs indicatives pour des redresseurs non contrôlés à filtrage capacitif.

Tableau 3 – Valeurs indicatives du coefficient de diversité k_{hj} dans le cas général

S_{rj} / S_{sc}	h						
	3	5	7	11	13	17	19
$\leq 0,001$	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-
0,002	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	-
0,005	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
0,010	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,1
0,020	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
$\geq 0,050$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tableau 4 – Valeurs indicatives du coefficient de diversité k_{hj} dans le cas des redresseurs à diodes et condensateurs de filtrage

S_{rj} / S_{sc}	h						
	3	5	7	11	13	17	19
$<0,001$	1,0	0,9	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1
0,002	1,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2
0,005	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3
0,010	1,0	1,0	0,8	0,7	0,6	0,4	0,4
0,020	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,6	0,6
$>0,050$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

NOTE – Les variations ont pour origine les valeurs du niveau de puissance, la valeur des condensateurs et la charge.

6 Summation laws

The co-ordination of conducted disturbances requires the adoption of hypotheses relevant to the summation of the disturbances produced by various loads. In the case of harmonic disturbances, the actual harmonic voltage (or current) at any point of a distribution system is the result of the vectorial summation of the individual components of each source.

Two summation laws are commonly used, the first one being simpler to apply, the second one being more general.

6.1 First summation law

The first summation law is a simple linear law making use of diversity factors k_{hj} .

$$U_h = U_{h0} + \sum_j k_{hj} \cdot U_{hj} \quad (4)$$

where

U_{h0} is the background harmonic voltage of the supply network (the harmonic voltage present on the supply network with the j loads disconnected). The magnitude of the diversity factors k_{hj} depends on:

- the kind of the appliance considered;
- the harmonic order h ;
- the ratio between the rated power S_{rj} of the appliance considered and the short circuit power S_{sc} at the point of common coupling.

Indicative values are given in table 3 for the general case and in table 4 for uncontrolled rectifiers with capacitive smoothing.

Table 3 – Indicative values for the diversity factor k_{hj} in the general case

S_{rj} / S_{sc}	h						
	3	5	7	11	13	17	19
$\leq 0,001$	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-
0,002	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	-
0,005	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
0,010	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,1
0,020	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
$\geq 0,050$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Table 4 – Indicative values for the diversity factor k_{hj} in the case of uncontrolled rectifiers with capacitive smoothing

S_{rj} / S_{sc}	h						
	3	5	7	11	13	17	19
$<0,001$	1,0	0,9	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1
0,002	1,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2
0,005	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3
0,010	1,0	1,0	0,8	0,7	0,6	0,4	0,4
0,020	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,6	0,6
$>0,050$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

NOTE – Variations are caused by variations in power level, capacitor value and load.

L'approche utilisant les coefficients de diversité peut se révéler particulièrement utile dans le cas où l'on connaît les phases des harmoniques préexistants et celles des harmoniques qui doivent être ajoutés (dans des cas favorables, k_{hj} peut être négatif).

6.2 Seconde loi de sommation

L'expérience permet d'adopter une loi de sommation plus générale à la fois pour la tension harmonique et pour le courant harmonique. La loi pour la tension harmonique résultante de rang h s'exprime par:

$$U_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i U_{hi}^\alpha} \quad (5)$$

où

U_h est l'amplitude de la tension harmonique résultante (de rang h), pour les sources considérées (valeur probabiliste);

U_{hi} est l'amplitude des divers niveaux d'émission individuels (de rang h) à sommer;

α est un exposant dépendant principalement de deux facteurs:

- La probabilité choisie pour que la valeur effective totale n'excède pas la valeur calculée.
- Le degré de variation aléatoire en amplitude et en phase entre les tensions harmoniques individuelles.

On tient compte des faits suivants:

- La coordination des émissions harmoniques fait principalement référence à des valeurs de non-dépassement probables à 95 %.
- Les sources que l'on doit combiner lors de la coordination des émissions correspondent à celles des charges principales sur les réseaux de distribution MT/BT, au transfert des perturbations d'un niveau de tension du réseau à l'autre et à l'émission globale due à la multiplication des équipements BT de grande diffusion.
- Les harmoniques impairs de rang faible ont:
 - des amplitudes significatives en pratiquement n'importe quel point des réseaux et demeurent généralement stables pendant de longues périodes;
 - une plage de variation des phases relativement étroite (variations limitées à la source et variations limitées au cours de la propagation sur le réseau s'il n'existe pas de résonance en fréquence basse).
- Les harmoniques de rang élevé varient largement en amplitude et en phase.

Et on peut adopter l'ensemble de facteurs ci-dessous sur la base des informations actuellement disponibles.

Tableau 5 – Exposants de sommation pour les harmoniques

α	Rang harmonique
1	$h < 5$
1,4	$5 \leq h \leq 10$
2	$h > 10$
NOTE – Lorsque l'on sait que les harmoniques sont vraisemblablement en phase (c'est-à-dire avec un déphasage inférieur à 90°), il est souhaitable d'utiliser un exposant $\alpha = 1$ pour les rangs 5 et supérieurs.	

The approach using diversity factors may be especially useful when the phase angles of the already existing (background) harmonics and those of the additional ones are known (in favourable cases, k_{hj} may be negative).

6.2 Second summation law

On the basis of experience, a more general summation law can be adopted for both harmonic voltage and current. The law for resulting harmonic voltage of order h is:

$$U_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i U_{hi}^\alpha} \quad (5)$$

where

U_h is the magnitude of the resulting harmonic voltage (order h), for the considered aggregation of sources (probabilistic value);

U_{hi} is the magnitude of the various individual emission levels (order h) to be combined;

α is an exponent depending mainly upon 2 factors:

- the chosen value of the probability for the actual value not to exceed the calculated value;
- the degree to which individual harmonic voltages vary randomly in terms of magnitude and phase.

Taking into account that:

- Harmonic emission co-ordination mainly refers to 95 % non-exceeding probability values.
- Sources which combine in emission co-ordination correspond to those of major loads on MV/LV distribution systems, to disturbance transfer from one voltage stage of the system to another one and to the global emission of large diffusion LV load aggregations.
- Low order odd harmonics have:
 - magnitudes that are significant almost everywhere in the networks and remain generally stable for long periods;
 - phase angles with a relatively narrow variation range (limited variations at the sources; limited variations due to the propagation in the network if no low-frequency resonance occurs).
- High order harmonics vary widely in magnitude and phase angle.

On the basis of the information available today, the following set of factors can be adopted:

Table 5 – Summation exponents for harmonics

α	Harmonic order
1	$h < 5$
1,4	$5 \leq h \leq 10$
2	$h > 10$
NOTE – When it is known that the harmonics are likely to be in phase (i.e. phase angle differences less than 90°), then an exponent $\alpha = 1$ should be used for order 5 and above.	

7 Limites d'émission des charges déformantes sur les réseaux MT

7.1 Stade 1: évaluation simplifiée de l'émission de perturbation

Au stade 1, le raccordement de petits consommateurs ou d'utilisateurs possédant seulement une quantité limitée de charges perturbatrices peut être accordé sans évaluation détaillée des caractéristiques d'émission ou de la réponse du réseau d'alimentation.

NOTE 1 – En BT voir CEI 1000-3-2 (courant d'entrée ≤ 16 A / phase) ou CEI 1000-3-4 (courant d'entrée > 16 A / phase).

Si la condition:

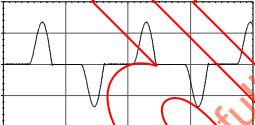
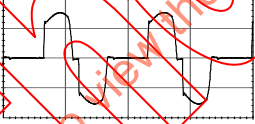
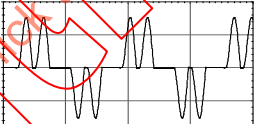
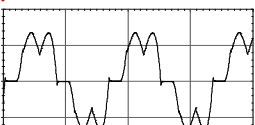
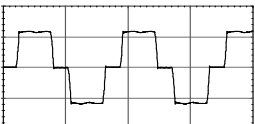
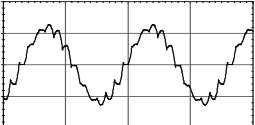
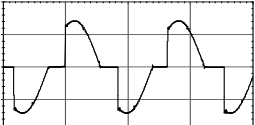
$$S_i / S_{sc} \leq 0,1 \% \quad (6)$$

est remplie (S_i = puissance souscrite par l'utilisateur i et S_{sc} = puissance de court-circuit au PCC), on peut alors raccorder n'importe quelle charge perturbatrice à l'intérieur de l'installation de l'utilisateur sans autre examen.

NOTE 2 – On utilise souvent le rapport inverse $S_{sc} / S_i = R_{sc}$. L'équation (4) est équivalente à la règle bien connue $R_{sc} \geq 1000$ pour lequel une charge peut être raccordée sans étude particulière.

Sinon, deux approches sont recommandées ci-dessous en variante.

Tableau 6 – Facteurs de pondération W_j pour différents types d'équipements produisant des harmoniques

Equipement typique connecté en MT ou HT	Forme d'onde typique des courants	THD typique en courant	Facteur de pondération (W_j)
Alimentation monophasée (redresseur et condensateur de filtrage)		80 % (rang 3 élevé)	2,5
Convertisseur semi-commandé		Fortes valeurs des rangs 2, 3 et 4 pour des faibles valeurs de charge	2,5
Convertisseur indice de pulsation 6 filtre capacitif, sans inductance série		80 %	2,0
Convertisseur indice de pulsation 6 filtre capacitif avec inductance série > 3 % ou moteur à courant continu		40 %	1,0
Convertisseur indice de pulsation 6 et forte inductance de lissage du courant		28 %	0,8
Convertisseur indice de pulsation 12		15 %	0,5
Gradateur de tension alternative		Fonction de l'angle d'allumage	0,7

7 Emission limits for distorting loads in MV systems

7.1 Stage 1: simplified evaluation of disturbance emission

In stage 1, the connection of small consumers or consumers with only a limited amount of distorting load can be approved without detailed evaluation of the emission characteristics or the supply system response.

NOTE 1 – For LV equipment, see IEC 1000-3-2 (input current ≤ 16 A/phase) or IEC 1000-3-4 (input current > 16 A/phase).

If the condition:

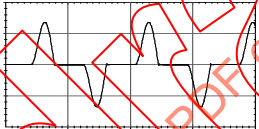
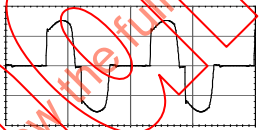
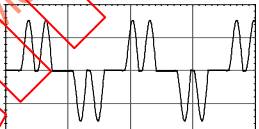
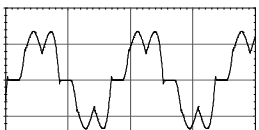
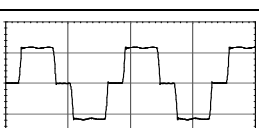
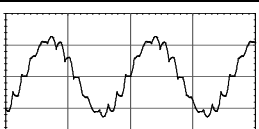
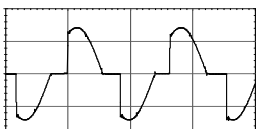
$$S_i / S_{SC} \leq 0,1 \% \quad (6)$$

is fulfilled (S_i = agreed power of consumer i and S_{SC} = fault level at the point of common coupling), then any distorting load may be connected within the consumer facilities without further examination.

NOTE 2 – Often people use the inverted ratio $S_{SC}/S_i = R_{SC}$. Equation 4 is equivalent to the rule-of-thumb $R_{SC} \geq 1000$ where the load may be connected without further examination.

If it is not fulfilled, two alternative approaches are recommended hereafter.

Table 6 – Weighting factors W_j for different types of harmonic producing equipments

Typical equipment connected to LV, MV or HV	Typical current waveform	Typical THD	Weighting Factor (W_j)
Single phase power supply (rectifier and smoothing capacitor)		80 % (high 3rd)	2,5
Semiconverter		High 2nd, 3rd, 4th at partial loads	2,5
6-pulse converter, capacitive smoothing, no series inductance		80 %	2,0
6-pulse converter, capacitive smoothing with series inductance $> 3\%$, or d.c. drive		40 %	1,0
6-pulse converter with large inductor for current smoothing		28 %	0,8
12-pulse converter		15 %	0,5
AC voltage regulator		Varies with firing angle	0,7

7.1.1 Critère de la puissance perturbatrice pondérée

Cette approche caractérise la quantité de charges perturbatrices, à l'intérieur de l'installation de l'utilisateur, au moyen de la «puissance perturbatrice pondérée» S_{Dwi} . On peut en effectuer le calcul en utilisant les facteurs de pondération W_j du tableau 6 affectés aux types courants de charges génératrices d'harmoniques.

On calcule la puissance perturbatrice pondérée comme suit:

$$S_{Dwi} = \sum_j S_{Dj} \cdot W_j \quad (7)$$

où

S_{Dj} est la puissance de l'équipement déformant (j) de l'installation (i).

On peut adopter une pondération de 2,5 si les caractéristiques d'une charge génératrice d'harmoniques ne sont pas connues.

On peut définir l'admissibilité des charges d'un utilisateur au stade 1 en comparant la puissance perturbatrice pondérée et la capacité de court-circuit au PCC. Au stade 1 on peut utiliser le critère d'acceptation conservatoire ci-dessous:

$$S_{Dwi} / S_{SC} < 0,1 \% \quad (8)$$

NOTE – Pour certains types de charge présentant des caractéristiques d'émission homogènes, certains distributeurs préfèrent une règle d'acceptation encore plus simple se référant uniquement à la puissance (kVA) ou au courant nominal de la charge. On en trouve un exemple en annexe C.

7.1.2 Critères des courants harmoniques relatifs

On ne dépasse généralement pas la répartition admissible de la distorsion totale en tension si l'on fixe des limites appropriées aux «courants harmoniques relatifs». Le tableau 7 donne un exemple de ces limites:

Tableau 7 – Gamme de valeurs indicatives des limites sur les courants harmoniques de la charge totale d'un utilisateur, relatives au stade 1

(Les gammes sont données en fonction du type de réseau)

Rang harmonique h	5	7	11	13	$\sqrt{\sum i_h^2}$
Courant harmonique admissible $i_h = I_{hi} / I_i \%$	5 – 6	3 – 4	1,5 – 3	1 – 2,5	6 – 8

où

I_h est le courant harmonique total de rang h généré par les charges de l'utilisateur et I_i la valeur efficace du courant correspondant à la puissance souscrite par l'utilisateur (à la fréquence fondamentale).

NOTES

1 Dans le cas de consommateurs dont la puissance souscrite S_i est supérieure à 2 MVA, ou dont $S_i / S_{SC} > 2 \%$, le tableau ci-dessus peut conduire à des limites d'émission supérieures à celle du stade 2; si le stade 1 et le stade 2 sont destinés à être utilisés de manière successive, il est souhaitable d'évaluer les limites d'émission pour ces consommateurs selon la procédure du stade 2.

2 Si le consommateur utilise des condensateurs et/ou des filtres pour correction du facteur de puissance, il est bon de tenir compte de l'impédance harmonique du réseau d'alimentation MT dans l'évaluation de I_h et il est souhaitable d'évaluer ces cas selon la procédure du stade 2.

7.2 Stade 2: limites d'émission fonction des caractéristiques effectives du réseau

Pour ce stade, le niveau de planification approprié est partagé entre les utilisateurs, proportionnellement à la part de la puissance disponible totale du réseau d'alimentation prise par chaque installation qui est raccordée. Cette règle assure que le niveau de perturbation, dû aux émissions de toutes les installations des utilisateurs qui sont raccordées au réseau, n'excède pas le niveau de planification.

Si l'on tient compte de la capacité réelle d'absorption du réseau en raison du facteur de simultanéité et des différences de phase du courant harmonique ainsi que de l'impédance du réseau et de la charge future, on peut admettre des limites d'émission plus élevées que celles données au stade 1.

7.1.1 Weighted distorting power as a reference value

This approach involves calculating a "weighted distorting power", S_{Dwi} , to characterize the amount of distorting load within the consumer facility. This can be done using the weighting factors W_j in table 6 for common types of harmonic producing loads.

The weighted distorting power is calculated as follows:

$$S_{Dwi} = \sum_j S_{Dj} \cdot W_j \quad (7)$$

where

S_{Dj} is the power of each distorting equipment (j) in the facility (i).

If the characteristics of the harmonic producing load are unknown, a weighting of 2,5 can be assumed.

Acceptance of a consumer's load under stage 1 may be determined by comparing the weighted distorting power with the short-circuit capacity at the PCC. The following conservative criteria can be used for acceptance under stage 1:

$$S_{Dwi} / S_{Sc} < 0,1 \% \quad (8)$$

NOTE – For certain types of load with consistent emission characteristics, some utilities prefer an even simpler acceptance rule depending only upon the rated kVA or current of the load. An example is given in annex C.

7.1.2 Relative harmonic currents as emission limits

The permissible share in the total voltage distortion will generally not be exceeded when appropriate limits are set on the "relative harmonic currents". Table 7 gives an example of such limits:

Table 7 – Indicative values for relative harmonic current limits under stage 1 for the total load of a consumer
(ranges are given depending on the type of network)

Harmonic number h	5	7	11	13	$\sqrt{\sum i_h^2}$
Admissible harmonic current $i_h = I_h/I_1$ (%)	5 – 6	3 – 4	1,5 – 3	1 – 2,5	6 – 8

where

I_h is the total harmonic current of order h caused by the consumer and I_1 is the r.m.s. current corresponding to his agreed power (fundamental frequency).

NOTES

1 For consumers with an agreed power S_i greater than 2 MVA or with $S_i/S_{Sc} > 2 \%$, the above table may lead to emission limits which are higher than those of the stage 2; if stage 1 and stage 2 are intended to be used in sequence, then the emission limits for such consumers should be assessed under stage 2.

2 If the consumer uses power factor correction capacitors and/or filters, then the harmonic impedance of the MV supply system should be taken into account for assessing I_h and the evaluation of such cases should be conducted according to stage 2 procedure.

7.2 Stage 2: emission limits relative to actual network characteristics

In this stage, the appropriate planning level is apportioned to each individual consumer in accordance with his share of the total capacity of the supply network to which his installation is connected. This ensures that the disturbance level due to the emissions of all consumers connected to the network will not exceed the planning level.

Considering the actual absorption capacity of the network, due to the simultaneity factor and phase differences of the harmonic currents as well as the network impedance and future load, higher emission limits than those according to stage 1 may be granted.

On trouve ci-dessous deux approches en variante. Elles reposent sur les deux lois de sommation et offrent respectivement une méthode d'évaluation plus simple et une autre plus générale.

7.2.1 Approche simplifiée avec la première loi de sommation

On peut évaluer la partie U_{hi} de la tension harmonique totale du réseau, qui est produite par tous les dispositifs j de l'installation d'un utilisateur individuel i , à partir des courants harmoniques I_{hj} injectés par chacun de ces dispositifs, de l'impédance harmonique Z_h au point de couplage commun et des facteurs de diversité k_{hj} décrits en 6.1:

$$U_{hi} = Z_h \cdot \sum_j k_{hj} \cdot I_{hj} \quad (9)$$

En variante, l'évaluation peut être conduite à partir du courant harmonique total I_{hi} injecté par l'installation de l'utilisateur dans le réseau au moyen d'un facteur de diversité global k_{hi} :

$$U_{hi} = Z_h \cdot k_{hi} \cdot I_{hi} \quad (10)$$

Il est évident que la contribution particulière U_{hi} provenant d'un seul utilisateur ne peut représenter qu'une partie de la contribution admissible globale G_{hMT} provenant de l'ensemble des charges alimentées à partir du réseau MT considéré.

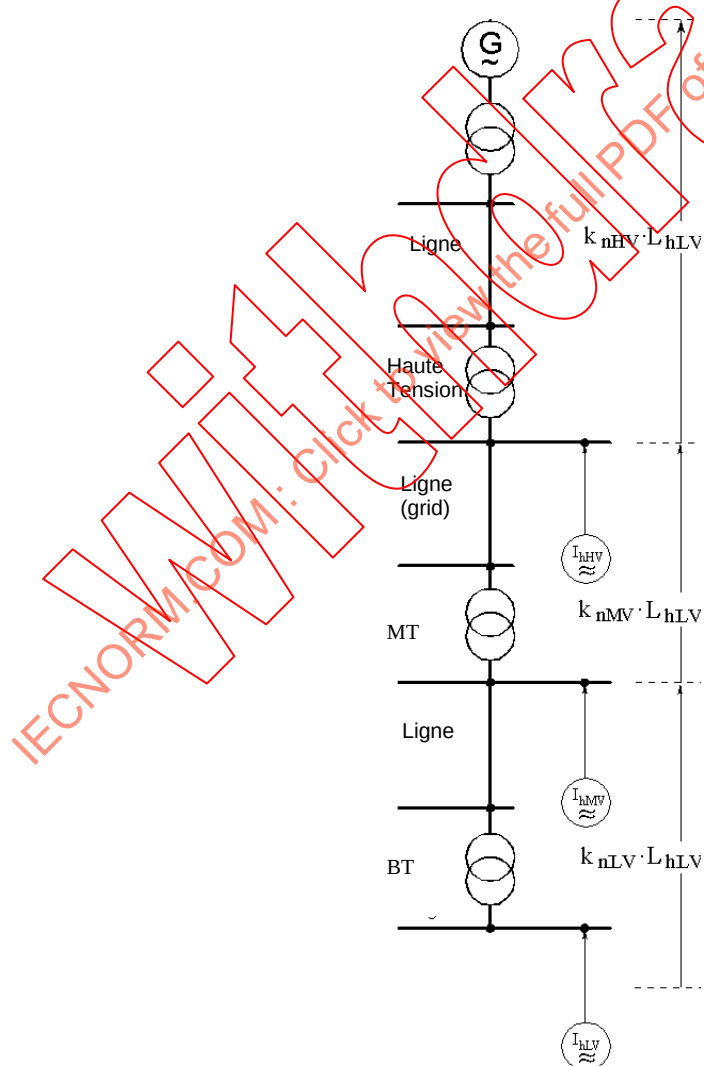


Figure 6 – Méthode simplifiée de répartition des émissions de tension harmonique admissibles entre les différents niveaux de tension avec $K_{nHV} + K_{nMV} + K_{nLV} = 1$ (par exemple $k_{nHV} = 0,3$, $k_{nMV} = 0,5$, $k_{nLV} = 0,2$)

Two alternative approaches are presented hereafter. They are based on the two summation laws, offering respectively a more simple or a more general assessment method.

7.2.1 Simplified approach based on the first summation law

The portion U_{hi} of the total harmonic voltage in a network which is generated additionally by all devices j in the installation of an individual consumer i can be assessed from the harmonic currents I_{hj} injected by each device in the consumer installation, the harmonic impedance Z_h at the point of common coupling, and the diversity factors k_{hj} described in 6.1:

$$U_{hi} = Z_h \cdot \sum_j k_{hj} \cdot I_{hj} \quad (9)$$

Alternatively, the assessment may be based on the global harmonic current I_{hi} which is injected by the consumer plant into the power system, using a global diversity factor k_{hi} :

$$U_{hi} = Z_h \cdot k_{hi} \cdot I_{hi} \quad (10)$$

Of course, the particular contribution U_{hi} from one consumer may only be a part of the admissible global contribution G_{hMV} from all loads which are fed from the considered MV system.

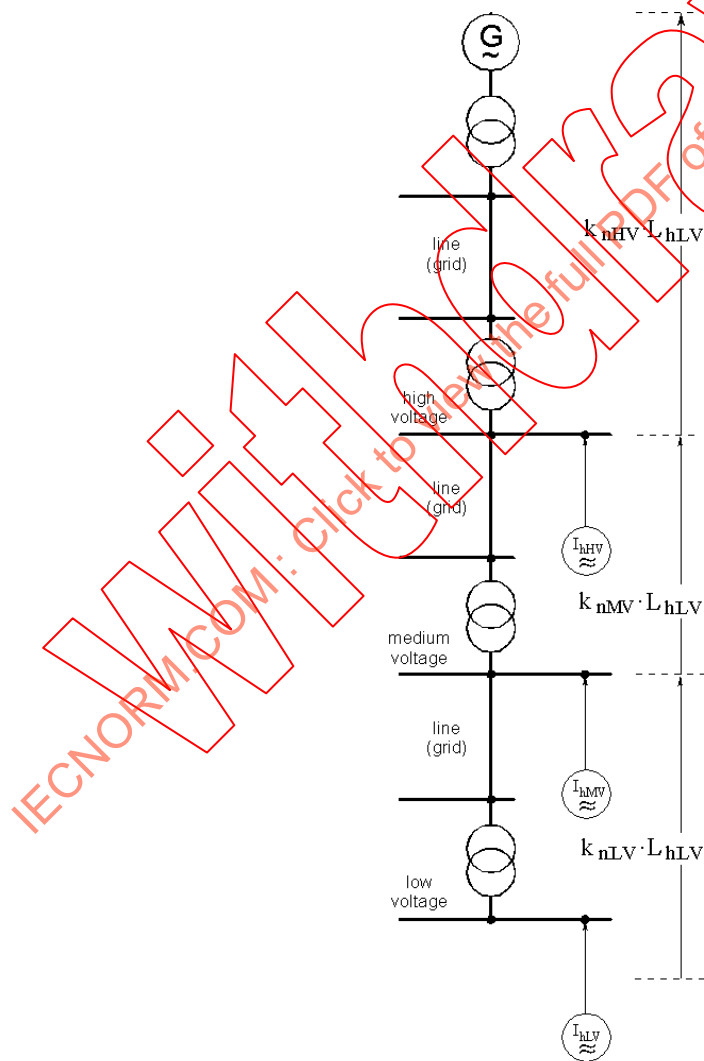


Figure 6 – Simplified way of apportioning the permissible harmonic voltage emissions between the different voltage levels with $k_{nHV} + k_{nMV} + k_{nLV} = 1$ (for example, $k_{nHV}=0,3$, $k_{nMV}=0,5$, $k_{nLV}=0,2$)

On peut évaluer G_{hMV} comme étant le produit du niveau de planification BT L_{hLV} et d'un «facteur de contribution du réseau» k_{nMV} qui précise la partie du niveau de planification apparaissant sous forme de chute de tension harmonique à travers une partie de l'impédance harmonique du réseau (voir figure 6) :

$$G_{hMV} = k_{nMV} \cdot L_{hLV} \quad (11)$$

En général, k_{nMV} varie de 0,4 à 0,7. On utilise souvent 0,5 à titre de compromis.

Si S_i est la puissance souscrite par l'utilisateur et S_t la puissance totale disponible sur le réseau MT, la valeur admissible de la contribution à la tension harmonique produite par l'installation du consommateur sur le réseau est:

$$U_{hi} \leq G_{hMV} \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (12)$$

Par conséquent, le raccordement de l'installation d'un consommateur selon le stade 2 est admissible lorsque cette condition est satisfaite pour chacun des rangs harmoniques h .

7.2.2 Approche générale avec la deuxième loi de sommation

7.2.2.1 Emission globale à partager entre les utilisateurs

Une première application de l'équation (5) est nécessaire pour déterminer la contribution globale de toutes les sources harmoniques présentes sur un système MT particulier. Pour chaque rang harmonique, la tension harmonique effective dans un réseau MT résulte d'une combinaison vectorielle de la tension harmonique provenant du réseau HT situé en amont, et de la tension harmonique résultant de l'ensemble des charges non linéaires raccordées au réseau MT (y compris les charges non linéaires du système BT en aval qui peuvent être considérées comme faisant partie de la charge du système MT). Il est souhaitable que cette tension harmonique totale ne dépasse pas le niveau de planification du système MT.

Première approche

Si l'on définit:

- G_{hMV+LV} la contribution globale admissible, en tension harmonique de rang h , des charges MT et BT locales sur le réseau MT (exprimée en % de la tension fondamentale) (On peut évaluer G_{hMV+LV} à partir du courant harmonique et de l'impédance de source);
- L_{hMV} le niveau de planification au rang harmonique h sur le réseau MT;
- L_{hHV} le niveau de planification au rang harmonique h sur le réseau HT en amont;
- T_{hHM} le coefficient de transfert entre le réseau HT en amont et le réseau MT pour l'harmonique de rang h ;
- α l'exposant de la loi de sommation (tableau 5), l'application de l'équation (5) donne:

$$G_{hMV+LV} = \sqrt[\alpha]{L_{hMV}^\alpha - (T_{hHM} L_{hHV})^\alpha} \quad (13)$$

Pour une première évaluation, les coefficients de transfert T_{hMV} entre le réseau HT amont et le réseau MT sont souvent considérés comme égaux à 1. En pratique cependant, ils peuvent être inférieurs à 1 (i.e. 2/3) en raison de la présence d'éléments du réseau aval, ou supérieurs à 1 (typiquement entre 1 et 3) s'il y a résonance. Il appartient alors au distributeur de déterminer les valeurs appropriées.

Pour illustrer cela, on applique l'équation (13) au cas particulier d'un réseau MT en supposant que le coefficient de transfert en provenance du réseau HT amont est égal à 1 à toutes les fréquences harmoniques, et en supposant que les niveaux de planification des réseaux HT et MT sont ceux du tableau 2. On trouve les résultats au tableau 8.

G_{hMV} can be assessed as a product of the LV planning level L_{hLV} and a “network contribution factor” k_{nMV} which specifies that part of the planning level which appears as a harmonic voltage drop across a part of the harmonic impedance of the network (see figure 6):

$$G_{hMV} = k_{nMV} \cdot L_{hLV} \quad (11)$$

In general, k_{nMV} may vary between 0,4 and 0,7. An often-used compromise is 0,5.

Calling S_i the agreed power of the consumer and S_t the total available power in the MV network, the admissible value of the additional harmonic voltage generated by the consumer in the network is:

$$U_{hi} \leq G_{hMV} \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (12)$$

Consequently, the connection of a consumer's installation according to stage 2 is admissible when this condition is met for each harmonic order h .

7.2.2 General approach based on the second summation law

7.2.2.1 Global emission to be shared between the consumers

Firstly an application of equation (5) is necessary to determine the global contribution of all harmonic sources present in a particular MV system. For each harmonic order, the actual harmonic voltage in a MV system results from the vectorial combination of the harmonic voltage coming from the upstream HV system and of the harmonic voltage resulting from all non-linear loads connected to the MV system (including the non-linear loads of the downstream LV system, that may be considered as part of the MV system load). This total harmonic voltage should not exceed the planning level of the MV system.

First approximation

Calling:

G_{hMV+LV} the acceptable global contribution of the local MV and LV loads to the h th harmonic voltage in the MV system (expressed in percent of the fundamental voltage) (G_{hMV+LV} may be assessed from harmonic current times source impedance);

L_{hMV} the planning level of the h th harmonic in the MV system;

L_{hHV} the planning level of the h th harmonic in the upstream HV system;

T_{hHM} the transfer coefficient from the upstream HV system to the MV system at harmonic order h ;

α the summation law exponent (table 5), the application of equation (5) yields:

$$G_{hMV+LV} = \sqrt[\alpha]{L_{hMV}^\alpha - (T_{hHM} L_{hHV})^\alpha} \quad (13)$$

For an initial evaluation, the transfer coefficients T_{hHM} from the upstream HV system on a MV system are often set equal to 1. In practice however, they may be less than 1 (e.g. 2/3), due to the presence of downstream network elements, or higher than 1 (typically between 1 and 3), due to resonance. It will be the responsibility of the utility to determine the relevant values.

For illustration purposes, equation (13) has been applied in the particular case of a MV system, assuming that the transfer coefficient from the upstream HV system is equal to 1 at all harmonic frequencies and assuming that the planning levels in the HV and MV systems are those of table 2. The results are given in table 8.

Tableau 8 – Contribution totale admissible G_{hMT+BT} des charges MT et BT à la tension harmonique MT dans le cas où les coefficients de transfert des perturbations venant du réseau HT sont unitaires

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %
5	4	3	2	2	0,1
7	2,8	9	0,4	4	0
11	2,6	15	0	6	0
13	2	21	0	8	0
17	1,2			10	0
19	0,7			12	0
23	1				
25	1				

On trouve ci-après l'application de l'équation (13) avec trois valeurs différentes du coefficient de transfert au 5^{ème} harmonique destinée à illustrer un cas de résonance au voisinage de ce 5^{ème} harmonique.

$$T_{5HM} = 1 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (1 \times 2)^{1,4 \cdot 1/1,4}] = 4 \%$$

$$T_{5HM} = 2 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (2 \times 2)^{1,4 \cdot 1/1,4}] = 2 \%$$

$$T_{5HM} = 3 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (3 \times 2)^{1,4 \cdot 1/1,4}] = 0 \%$$

Les résultats ci-dessus montrent clairement que cette approche doit être utilisée avec précautions lorsque le coefficient de transfert entre un système amont et le système MT est supérieur à 1. Il ne faut pas oublier non plus que les coefficients de transfert ne sont pas seulement fonction du rang des harmoniques et de l'emplacement sur le réseau, mais également du temps (i.e. en raison de la commutation des batteries de condensateurs).

Dans le cas où les niveaux de planification des réseaux MT sont les mêmes que ceux des réseaux HT et THT comme pour les rangs $h=4, 6, 12, 15$ et 21 , la simple application de l'équation (13) aurait pour résultat une contribution nulle des utilisateurs MT. Il est alors souhaitable de partager équitablement les émissions entre les différents réseaux.

Deuxième approche

Considérer les charges BT comme faisant partie de la charge MT globale est une bonne approximation si la partie à usage domestique de la charge est relativement faible. Toutefois, en présence d'une importante charge à usage domestique, une telle approximation est pessimiste car elle suppose une utilisation simultanée des charges perturbatrices domestiques et commerciales ou industrielles. On pourra alors préférer l'approche plus fine ci-dessous.

En appelant:

- G_{hMV} la contribution admissible globale des charges locales fournies directement en MT, au rang h de la tension harmonique sur le système MT (exprimée en % de la tension fondamentale);
- S_{MV} puissance totale des charges alimentées directement en MT (en condition de pleine utilisation du réseau) par l'intermédiaire de transformateurs d'alimentation HT/MT.
- S_{LV} puissance totale des charges alimentées en BT (en condition de pleine utilisation du réseau) par l'intermédiaire des mêmes transformateurs d'alimentation HT/MT.
- F_{ML} facteur de coïncidence entre les deux accumulations de charges déformantes des réseaux de distribution MT et BT.

Table 8 – Acceptable global contribution G_{hMV+LV} of the MV and LV loads to the MV voltage harmonics if the transfer coefficients from the HV system are supposed to be unity

Odd harmonics non multiple of 3		Odd harmonics multiple of 3		Even harmonics	
Order h	Harmonic voltage %	Order h	Harmonic voltage %	Order h	Harmonic voltage %
5	4	3	2	2	0,1
7	2,8	9	0,4	4	0
11	2,6	15	0	6	0
13	2	21	0	8	0
17	1,2			10	0
19	0,7			12	0
23	1				
25	1				

In order to illustrate a case of resonance in the vicinity of the 5th harmonic, the following shows the application of equation (13) with three different values of the transfer coefficient at the 5th harmonic:

$$T_{5HM} = 1 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (1 \times 2)^{1,4}]^{1/1,4} = 4 \%$$

$$T_{5HM} = 2 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (2 \times 2)^{1,4}]^{1/1,4} = 2 \%$$

$$T_{5HM} = 3 \rightarrow G_{5MV+LV} = [5^{1,4} - (3 \times 2)^{1,4}]^{1/1,4} = 0 \%$$

From the above results it is clear that the approach should be used with care when the transfer coefficient from the upstream system to the MV system is greater than 1. It should also be remembered that the transfer coefficients not only depend on harmonic order and location but may also vary with time (for example due to switching of capacitor banks).

When the planning levels for MV systems are equal to those for HV-EHV systems, that is for $h=4, 6, 12, 15$ and 21 , the mere application of equation (13) would result in a zero contribution for the MV consumers. In this case, an equitable share of emission between the different system voltage levels should be allocated.

Second approximation

Considering LV loads as part of the global MV load is a good approximation if the residential part of the load is relatively small. However, in the presence of significant residential load, this approximation is pessimistic since it assumes that residential and commercial/industrial distorting loads are in simultaneous use. A more refined approach may then be preferred, as follows:

Calling:

- G_{hMV} the acceptable global contribution of the local loads directly supplied at MV to the h th harmonic voltage in the MV system (expressed in percent of the fundamental voltage);
- S_{MV} the total power of the loads directly supplied at MV (at saturation of the system) through the HV/MV feeding transformers;
- S_{LV} the total power of the loads supplied directly at LV (at saturated system) from the same HV/MV feeding transformers;
- F_{ML} the coincidence factor between the two distorting (aggregate) loads of the MV and LV distribution systems.

On peut obtenir la valeur de F_{ML} à partir des courbes de charge, et celle-ci correspond à la puissance totale prise par les charges BT, à l'heure de pointe des charges MT, exprimée en p.u. de la charge de pointe BT. Ce facteur tient compte du fait qu'il n'existe pas de chevauchement entre la production harmonique maximale des charges perturbatrices MT et BT. Ceci est dû aux différences qui existent, dans les courbes de charge et les caractéristiques des charges, entre les charges MT et BT. Par exemple, si l'on se réfère à la figure 7, on évalue F_{ML} comme suit:

- puissance totale prélevée par les charges BT à l'heure de pointe des charges MT, 0,3 p.u. à 8 h
- charges de pointe BT, 0,6 p.u. à 8 h
- $F_{ML} = 0,3/0,6 = 0,5$ (bien qu'une analyse plus fine montre une situation plus critique à 10 h qu'à 8 h et une meilleure évaluation de F_{ML} avec $0,39/0,6 = 0,65$).

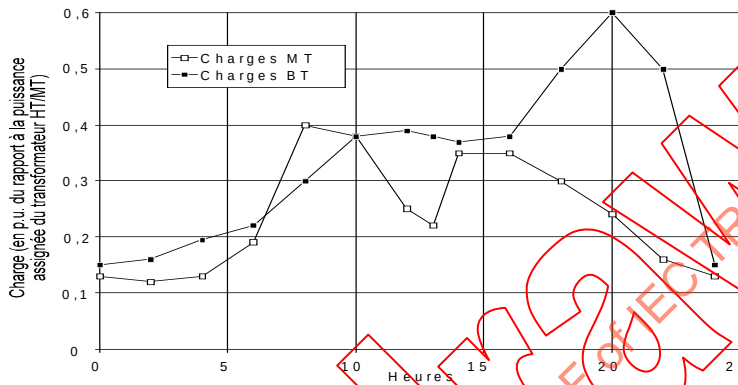


Figure 7 – Courbe de charge journalière sur un réseau de distribution MT

Il est alors judicieux de remplacer l'équation (13) par l'équation (14) :

$$G_{hMV} = \alpha \frac{S_{MV}}{S_{MV} + S_{LV} \cdot F_{ML}} \left[L_{hMV}^{\alpha} - (T_{hHM} L_{hHV})^{\alpha} \right] \quad (14)$$

NOTE – Au stade 2, l'évaluation de F_{ML} doit rester conservatoire pour tenir compte de changements défavorables dans les caractéristiques de coïncidence des charges perturbatrices à l'avenir.

7.2.2.2 Limites d'émissions individuelles

On admet seulement une fraction des limites globales d'émission G_{hMV+LV} ou G_{hMV} pour chaque utilisateur. Une proposition raisonnable consiste à prendre le rapport entre la puissance souscrite S_i et la capacité totale d'alimentation S_t du réseau (S_t étant généralement supérieure ou égale à la somme de toutes les puissances souscrites par l'ensemble des consommateurs alimentés par le réseau MT considéré). Ce critère repose sur le fait que la puissance souscrite par un consommateur représente souvent le coefficient de partage des frais d'investissement sur le réseau électrique.

Première approche

E_{uhi} représentant le niveau d'émission de tension harmonique admissible pour le consommateur, l'application de l'équation (5) donne:

$$\sqrt[\alpha]{\sum_i E_{Uhi}^{\alpha}} = G_{hMV+LV} \quad (15)$$

soit

$$\sum_i E_{Uhi}^{\alpha} = G_{hMV+LV}^{\alpha} \quad (16)$$

The value of F_{ML} can be obtained from the load curves and corresponds to the total power taken by the LV loads at the peak hour of the MV loads, expressed in p.u. of the LV peak load. This factor takes into account that no overlapping exists between the maximum harmonic production of the MV and LV distorting loads. This is due to differences in load curves and load characteristics between MV and LV loads. For example, with reference to figure 7, F_{ML} is evaluated as follows:

- total power taken by the LV loads at the peak hour of the MV loads: 0,3 p.u. at 8 a.m.;
- LV peak load: 0,6 p.u. at 8 p.m.;
- $F_{ML} = 0,3/0,6 = 0,5$ (although a closer analysis would show a more critical situation at 10 a.m. than at 8 a.m., and F_{ML} being better evaluated by $0,39/0,6 = 0,65$).

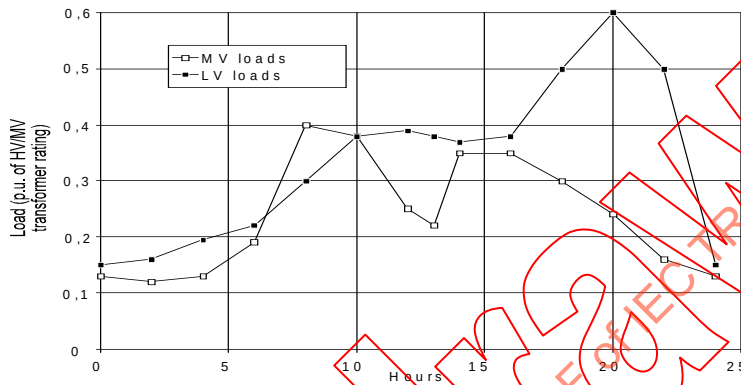


Figure 7 – Daily load curve in a MV distribution system

Equation (13) should then be replaced by equation (14):

$$G_{hMV} = \alpha \sqrt{\frac{S_{MV}}{S_{MV} + S_{LV} \cdot F_{ML}}} \left[L_{hMV}^{\alpha} - (T_{hHM} L_{hHV})^{\alpha} \right] \quad (14)$$

NOTE – At stage 2, the assessment of F_{ML} should remain conservative to account for unfavourable changes in the characteristics of coincidence of the distorting loads in the future.

7.2.2.2 Individual emission limits

For each consumer only a fraction of the global emission limits G_{hMV+LV} or G_{hMV} will be allowed. A reasonable proposal is to take the ratio between the agreed power S_i and the total supply capability S_t of the system (S_t being generally higher than, or equal to, the sum of all the agreed powers of all the consumers fed by the considered MV system). Such a criterion is related to the fact that the agreed power of a consumer is often linked with his share in the investment costs of the power system.

First approximation

Where E_{uhi} is the acceptable harmonic voltage emission level of the consumer, the application of equation (5) gives:

$$\alpha \sqrt{\sum_i E_{uhi}^{\alpha}} = G_{hMV+LV} \quad (15)$$

or

$$\sum_i E_{uhi}^{\alpha} = G_{hMV+LV}^{\alpha} \quad (16)$$

Si la limite d'émission individuelle est proportionnelle à la puissance souscrite S_i par le consommateur, l'équation (16) sera satisfaite avec:

$$E_{Uhi}^{\alpha} = G_{hMV+LV}^{\alpha} \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (17)$$

soit en résultat final:

$$E_{Uhi} = G_{hMV+LV} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t}} \quad (18)$$

où

E_{Uhi} est le niveau d'émission de tension harmonique admissible pour un consommateur i alimenté directement en MT (%);

G_{hMV+LV} est la contribution globale admissible des charges locales MT et BT, sur la tension harmonique au rang h du réseau MT, selon l'équation (13);

$S_i = P_i / \cos \varphi_i$ est la puissance souscrite par l'utilisateur i ;

S_t est la puissance totale disponible sur le réseau MT;

α est l'exposant de la loi de sommation (tableau 5).

NOTE – Avec la puissance S_{tr} du transformateur HT/MT, on obtient évidemment:

$$S_t = \sum S_{tr} \quad (19)$$

Il existe toutefois des systèmes MT où une quantité importante de la puissance disponible est fournie par des sources qui, du point de vue harmonique, se comportent comme des charges non linéaires. Si l'on considère la puissance S_{nlg} de ces générateurs non linéaires, la «puissance totale potentiellement perturbatrice» du réseau devient:

$$S_t = \sum S_{tr} + 2 \sum S_{nlg} \quad (20)$$

(Pour comprendre facilement la présence du facteur 2 dans l'équation (20), il suffit de penser au cas limite où toute la puissance serait fournie par des sources non linéaires et où celles-ci n'alimenteraient que des charges non linéaires. Dans ce cas la puissance perturbatrice totale vaudrait deux fois la puissance totale disponible.)

Ceci représente la «puissance totale disponible corrigée» que l'on doit utiliser dans ce cas.

Deuxième approche

Comme on l'a dit en 7.2.2.1, une approche plus fine tient compte du fait que des charges BT et MT peuvent ne pas être en service simultanément. Dans ce cas, on obtient G_{hMV} à l'aide de l'équation (14) et non (13), et l'on doit remplacer S_t par S_{MV} . En outre, il peut arriver que toutes les charges perturbatrices MT ne soient pas utilisées simultanément de sorte que l'équation (18) devient:

$$E_{Uhi} = G_{hMV} \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_{MV}} \frac{1}{F_{MV}}} \quad (18')$$

où

E_{Uhi} est la limite d'émission de tension harmonique de rang h admise pour une charge (i) fournie directement en MT (%);

G_{hMV} est la contribution admissible globale, des charges locales alimentées directement en MT, sur la tension harmonique au rang h du réseau MT selon l'équation (14);

$S_i = P_i / \cos \varphi_i$ est la puissance souscrite par le consommateur i ;

S_{MV} est la puissance totale des charges alimentées directement en MT (en condition de pleine utilisation du réseau) par l'intermédiaire de transformateurs HT/MT;

F_{MV} est le facteur de coïncidence pour des charges MT engendrant des perturbations simultanément. Les valeurs typiques de F_{MV} se situent entre 0,4 et 1;

α est l'exposant de la loi de sommation (tableau 5).

If the individual emission limit is proportional to the agreed power S_i of the consumer, equation (16) will be fulfilled with:

$$E_{Uhi}^\alpha = G_{hMV+LV}^\alpha \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (17)$$

or, as a final result:

$$E_{Uhi} = G_{hMV+LV} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t}} \quad (18)$$

where

E_{Uhi} is the acceptable harmonic voltage emission level for consumer (i) directly supplied at MV (%);

G_{hMV+LV} is the acceptable global contribution of the local MV and LV loads to the hth harmonic voltage in the MV system, as given by equation (13);

$S_i = P_i / \cos\phi_i$: agreed power of consumer i;

S_t is the total available power in the MV network;

α is the summation law exponent (table 5).

NOTE – Calling S_{tr} the power of a HV/MV transformer, one obviously obtains:

$$S_t = \sum S_{tr} \quad (19)$$

There are, however, MV systems where a substantial part of the available power is provided by sources which (for harmonics) behave as non-linear loads. Calling S_{nlg} the power of those non-linear generators, the "total potentially distorting power" of the network becomes:

$$S_t = \sum S_{tr} + 2 \sum S_{nlg} \quad (20)$$

(The reason for the presence of factor 2 in equation (20) is easily understood if one thinks of an extreme case where all the power would be provided by non-linear sources and would feed only non-linear loads: the total disturbing power would be twice the total available power.)

It is this "corrected total available power" which should be used in such a case.

Second approximation

As already mentioned in 7.2.2.1, a more refined approach takes account of the fact that LV and MV loads may not be in simultaneous use. In that case, G_{hMV} is given by equation (14) instead of (13) and S_t should be replaced by S_{MV} . Furthermore, all MV distorting loads may also not be in simultaneous use, so that equation (18) becomes:

$$E_{Uhi} = G_{hMV} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_{MV}} \cdot \frac{1}{F_{MV}}} \quad (18')$$

where

E_{Uhi} is the allowed harmonic voltage emission limit of order h for the load (i) directly supplied at MV (%);

G_{hMV} is the acceptable global contribution of the local loads directly supplied at MV to the hth harmonic voltage in the MV system, as given by equation (14);

$S_i = P_i / \cos\phi_i$: agreed power of consumer i;

S_{MV} is the total power of the loads directly supplied at MV (at saturation of the system) through the feeding HV/MV transformers;

F_{MV} is the coincidence factor for MV loads distorting simultaneously. Typical values of F_{MV} are between 0,4 and 1;

α is the summation law exponent (see table 5).

Troisième approche

Les règles proposées ci-dessus pour l'établissement de limites d'émission individuelles, ne tiennent pas compte des variations de la puissance de court-circuit le long des réseaux. Lorsque l'on raccorde des charges à un jeu de barres commun (en présence d'une bobine d'inductance en série entre le jeu de barres et le départ de la ligne, dont le but est de réduire la puissance de court-circuit, la dénomination «jeu de barres» doit être comprise en tant que point de la bobine côté départ de la ligne), la puissance de court-circuit ne varie pas de manière significative et les méthodes d'attribution des limites d'émission présentées jusqu'à présent sont bien adaptées. C'est le cas des réseaux de distribution à câbles courts (<10 km), et de lignes aériennes courtes (<5 km). Ces conditions sont caractéristiques des réseaux qui alimentent des charges plutôt élevées (charges industrielles particulières, etc.).

Dans le cas des réseaux de distribution longs à câbles ou aériens, où la charge est répartie le long de la ligne, l'approche ci-dessus peut conduire à spécifier des limites de courant harmonique trop strictes, pénalisant ainsi les utilisateurs les plus éloignés le long de la ligne, là où la puissance de court-circuit peut être beaucoup plus faible qu'au jeu de barres du poste. L'annexe D donne une approche de répartition de l'émission globale admissible G_{HMY} entre les charges MT individuelles pour compenser cet effet.

La méthode proposée en annexe D, et dont un exemple est donné en annexe E, convient à la résolution de cas particuliers aussi bien qu'à la mise au point des règles d'émission de portée générale. Par conséquent, cette méthode peut être utilisée par le distributeur d'énergie électrique pour établir ses propres limites d'émission de courant harmonique en fonction des spécificités d'une loi de répartition de référence.

NOTES

- 1 La limite du taux de distorsion harmonique total peut être fixée à 1,3 fois la limite d'émission calculée pour le rang 5.
- 2 On peut préférer spécifier en courants harmoniques les limites d'une installation perturbatrice, même si le but est de limiter les tensions harmoniques sur le réseau. Il appartient au distributeur d'électricité de fournir les données concernant l'impédance du réseau en fonction de la fréquence pour permettre d'exprimer ces limites en termes de courants harmoniques:

$$E_{Ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_h} \quad (21)$$

où

E_{Ihi} est le niveau admissible d'émission de courant harmonique de rang h pour le consommateur i ;

Z_h est l'impédance du réseau fonction de la fréquence au point de couplage commun.

- 3 Il peut arriver qu'à un rang d'harmonique h , le niveau préexistant (B_{hMV}) soit plus élevé que la part normale (la «part normale» étant proportionnelle à $[(S_T - S_i)/S_T]^{1/\alpha}$). Il convient d'en tenir compte pour éviter un dépassement du niveau de planification. Dans l'équation (13) ou (14), L_{hMV} doit donc être remplacé par $(L_{hMV}^\alpha - B_{hMV}^\alpha)^{1/\alpha}$.

- 4 Pour des utilisateurs dont la puissance souscrite est faible, l'équation (18) peut donner des limitations sévères non réalistes. Si le niveau d'émission admissible en tension pour certains rangs harmoniques est inférieur à 0,1 %, on le prend égal à 0,1 % (sauf s'il existe un risque d'interférence psychométrique ou s'il correspond à une fréquence de contrôle à distance pouvant justifier une restriction plus sévère).

7.3 Stade 3: acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre exceptionnel et précaire

Il faut noter que de nombreux utilisateurs, qui n'emploient pas de charges déformantes d'importance notable, ne produisent pas d'harmoniques de façon significative. En outre, une partie de la puissance disponible du réseau peut ne pas être utilisée pendant une très longue période.

Par suite, l'application pure et simple des stades 1 et 2 peut conduire à des limitations inutiles des tensions harmoniques à des valeurs inférieures aux niveaux de planification, créant ainsi une marge.

Afin de préserver les principes généraux, et de permettre une interprétation souple de ce rapport, le distributeur peut utiliser la marge disponible dans les cas appropriés. Toutefois, l'acceptation de limites d'émission supérieures à la normale ne peut être consentie aux utilisateurs que dans des circonstances exceptionnelles et sur une base précaire.

Third approximation

The rules proposed above for establishing the individual emission limits do not account for variation of the short-circuit level through networks. When loads are connected to a common busbar (when a series reactor is present between the busbar and the feeder for fault level reduction purposes, the word “busbar” is to be understood as the feeder side point of the reactor), the short-circuit level does not vary significantly, and the methods for sharing emission limits presented so far are adequate. Such is the case for distribution systems with short cables (<10 km), and short overhead lines (<5 km). These conditions are typical of networks supplying rather heavy loads (particular industrial loads, etc.).

For distribution systems with long cables and overhead lines, where the load is spread along the feeders, the above approach may result in specifying too strict harmonic current limits, thus penalizing consumers connected far away on the line where the short-circuit level may be significantly lower than at the station busbar. An approach for sharing the acceptable global emission G_{hMV} among the individual MV loads in order to compensate for this effect is given in annex D.

The method proposed in annex D and exemplified in annex E is suitable for specific cases as well as for developing general purpose emission rules. Therefore, that method can be used by a utility for establishing its own harmonic current emission limits tailored to the peculiarities of a reference distribution system.

NOTES

- 1 Emission limits for the total harmonic distortion may be set equal to about 1.3 times the emission limits calculated for the 5th harmonic.
- 2 It may be preferred to specify harmonic current limits to the distorting installation, even if the aim is to limit the harmonic voltages in the network. It will be the responsibility of the utility to provide data concerning the frequency-dependent impedance of the network, in order to enable expressing these limits in terms of harmonic currents:

$$E_{hi} = \frac{E_{uhi}}{Z_h} \quad (21)$$

where:

E_{hi} is the acceptable harmonic current emission level of consumer i at harmonic order h ;

Z_h is the frequency-dependent impedance of the network at the point of common coupling.

- 3 It may happen that at some harmonic order h , the background level (B_{hMV}) is higher than the normal share (the normal share being proportional to $[(S_t - S_i)/S_t]^{1/\alpha}$) and should be taken into account in order to avoid exceeding the planning level. In equation (13) or (14) L_{hMV} is then to be replaced by $(L_{hMV}^\alpha - B_{hMV}^\alpha)^{1/\alpha}$.

- 4 For consumers having a low agreed power, equation (18) may yield unrealistically severe limitations. If the acceptable voltage emission level at some harmonic orders becomes smaller than 0,1%, it shall be set equal to 0,1% (except if there is a risk of psophometric interference, or if it corresponds to a remote control frequency for which a more severe restriction may be justified).

7.3 Stage 3: acceptance of higher emission levels on an exceptional and precarious basis

It should be noted that many consumers do not produce significant harmonics, because they do not have distorting loads of significant magnitude. Furthermore, some of the available supply capacity of the network may not be taken up for a very long time.

As a result, a pure application of stages 1 and 2 can lead to undue limitation of harmonic voltages to values which are below the planning levels, thereby creating a margin.

To preserve the general principles and allow flexible interpretation of this report, the utility may use the available margin when appropriate. However, acceptance of higher than normal emission limits may be given to consumers only in exceptional circumstances and on a precarious basis.

Le stade 3 est important pour différer des investissements qui ne seront peut-être jamais nécessaires. Cela signifie que l'on doit étudier soigneusement les conditions de raccordement en tenant compte de la déformation préexistante et de la contribution attendue de la part du matériel considéré, en se rappelant que des dispositions seront probablement nécessaires afin de laisser la possibilité d'une éventuelle extension de l'installation de filtrage.

8 Limites d'émission des charges déformantes sur les réseaux HT

8.1 Stade 1: évaluation simplifiée de l'émission de perturbation

L'objectif du stade 1 est de donner des critères de décision très simples pour le raccordement d'installations déformantes, évitant ainsi une évaluation détaillée. Pour des réseaux HT et THT, il paraît justifié de rapporter la puissance nominale admissible (S_{Di}) de la partie déformante de la charge à la puissance de court-circuit du réseau au point de couplage commun (S_{Sc}). On peut proposer par exemple,

$$S_{Di} / S_{Sc} \leq 0,1 \text{ à } 0,4 \% \text{ (HT) ou } 0,1 \text{ à } 0,2 \% \text{ (THT)} \quad (22)$$

comme limites du stade 1.

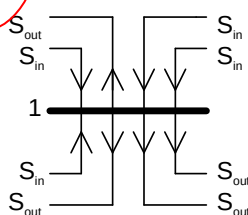
8.2 Stade 2: limites d'émission en fonction des caractéristiques effectives du réseau

8.2.1 Evaluation de la puissance totale disponible

Si l'on considère S_i (MVA) la puissance nominale de l'installation i et S_t la puissance totale disponible sur le réseau au point de couplage commun (capacité totale d'alimentation), le rapport S_i/S_t représente la quantité de base pour la détermination des limites d'émission selon la procédure de stade 2.

Première approche

Il est beaucoup plus difficile d'évaluer S_t sur des réseaux HT et THT que dans le cas de réseaux MT. On suggère l'approche suivante: si l'on considère le cas de l'installation d'un utilisateur industriel raccordée à un poste HT donné, l'information de base est l'enregistrement, sur une journée de charge maximale, des puissances qui entrent dans le poste et qui en sortent (ou un équivalent prévisionnel qui tient compte de l'évolution future du réseau).



L'évaluation est alors simplement:

$$S_t = \sum S_{in} = \sum S_{out} \quad (23)$$

Une liaison haute tension à courant continu représente un cas plus particulier car elle peut alimenter le poste et se comporter en même temps comme une charge perturbatrice. On rencontre le même problème avec un compensateur statique d'énergie réactive (CER) qui fournit de la puissance réactive au poste. On suggère une solution qui considère séparément la puissance de toutes les liaisons haute tension à courant continu éventuelles et les compensateurs statiques reliés au poste, et qui évalue:

$$S_t = \sum S_{out} + \sum S_{HVDC} + \sum S_{CER} \quad (24)$$

équation selon laquelle S_t devient la «puissance totale potentiellement perturbatrice», que l'on appelle «puissance corrigée totale disponible» de préférence à la «capacité totale d'alimentation», et où S_{out} n'inclut aucune puissance de type S_{HVDC} ou S_{CER} .

Stage 3 is important in order to postpone investments which will perhaps never become necessary. It means that a careful study of the connection should be carried out, taking account of the existing background distortion and of the expected contribution from the considered equipment, and bearing in mind that arrangements will probably be necessary in order to make an eventual future extension of the filter installation possible.

8 Emission limits for distorting loads in HV systems

8.1 Stage 1: simplified evaluation of disturbance emission

The objective of stage 1 is to provide very simple decision criteria for the connection of distorting loads, thereby avoiding detailed evaluation. For HV and EHV systems it is justified to relate the admissible distorting power (S_{Di}) of the load to the network short circuit power (S_{Sc}) at the point of common coupling. For example:

$$S_{Di} / S_{Sc} \leq 0,1-0,4 \% \text{ (HV) or } 0,1-0,2 \% \text{ (EHV)} \quad (22)$$

may be proposed as stage 1 limits.

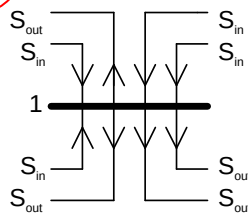
8.2 Stage 2: emission limits relative to actual network characteristics

8.2.1 Assessment of the total available power

Calling S_i the MVA rating of installation i and S_t the total available power of the network at the point of common coupling (total supply capability), the S_i/S_t ratio is the basic quantity for the determination of the emission limits following the stage 2 procedure.

First approximation

Assessing S_t is much more difficult in HV and EHV networks than for the MV case. The suggested approach is the following: when considering the case of an industrial consumer connected at a given HV substation, the basic information is the record of powers entering and leaving the substation during a maximum demand day (or forecasts taking account of the network evolution in the future):



and the assessment is simply:

$$S_t = \sum S_{in} = \sum S_{out} \quad (23)$$

An HVDC link is a more special case because it can feed power into the substation and at the same time behave as a distorting load. The same problem arises with an SVC (Static Var Compensator) which feeds reactive power into the substation. The suggested solution is to consider separately the power of all possible HVDC links and SVCs connected to the substation and to assess:

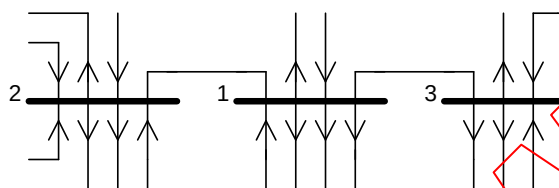
$$S_t = \sum S_{out} + \sum S_{HVDC} + \sum S_{SVC} \quad (24)$$

where S_t becomes the "total potentially distorting power", preferably called "corrected total available power" rather than the "total supply capability" and where S_{out} does not include any S_{HVDC} or S_{SVC} .

L'hypothèse de base de cette approche est que chaque S_{in} constitue une injection de puissance sinusoïdale pure alors que chaque S_{out} représente une consommation de puissance dont une partie est potentiellement déformée. Pratiquement, on peut s'attendre à ce que S_{in} soit moins pure et que, simultanément, S_{out} soit moins déformée que prévu de sorte que l'évaluation globale demeure raisonnable.

Deuxième approche

L'approche simple ci-dessus peut ne pas être correcte si des installations déformantes importantes existent ou sont susceptibles d'exister au voisinage du poste considéré. En cas de doute, il est conseillé de procéder comme suit.



- Si on appelle 1 le nœud considéré et 2, 3... les autres nœuds situés au voisinage du premier, on calcule les valeurs de S_{t1} , S_{t2} , S_{t3} ,... selon l'équation (24) mais en ignorant la totalité de la puissance S_{out} passant entre deux de ces nœuds.
- Pour chaque rang harmonique h , on calcule les coefficients d'influence K_{h2-1} , K_{h3-1} ,... (le coefficient d'influence K_{hj-i} est la tension harmonique de rang h produite au nœud i lorsque l'on applique une tension harmonique de rang h unitaire (égale à 1 p.u.) au nœud j ; le calcul de K_{hj-i} nécessite généralement l'utilisation d'un outil informatique).
- On remplace l'équation (24) par:

$$S_t = S_{t1} + K_{h2-1} S_{t2} + K_{h3-1} S_{t3} + \dots \quad (24')$$

en ajoutant les termes $K_{hj-i} S_{tj}$ aussi longtemps qu'ils demeurent significatifs par rapport à S_{t1} . Bien évidemment, S_t dépend de la fréquence lorsque l'on utilise (24').

8.2.2 Limites d'émission individuelle

Pour chaque rang harmonique h , chaque installation non linéaires i a droit à une contribution (E_{hi}) dans le niveau de planification (L_{hHV}) en fonction du rapport entre sa puissance nominale (S_{i-MVA}) et la puissance disponible totale corrigée (S_t) du réseau. En supposant une loi de sommation arithmétique des harmoniques provenant de différentes sources, l'équation est simplement:

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (25)$$

En pratique, la somme effective d'un certain nombre de sources harmoniques conduit généralement à une valeur inférieure à la somme arithmétique des valeurs maximales de chaque composante harmonique, au moins en ce qui concerne les rangs harmoniques supérieurs à 4 (voir article 3). L'équation (25) devient alors:

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \sqrt{\frac{S_i}{S_t}} \quad (26)$$

où

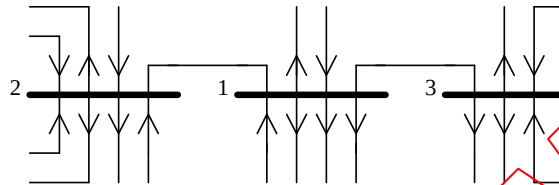
E_{Uhi} est la limite d'émission d'une installation non linéaire i (HT ou THT) pour le rang harmonique h ;

L_{hMV} est le niveau de planification de l'harmonique de rang h sur les réseaux HT ou THT (voir tableau 2);

The basic assumption in this approach is that each S_{in} is an injection of pure sinusoidal power, while each S_{out} is a consumption of power of which a part is potentially distorted. In practice, it may be expected that S_{in} is less pure and at the same time that S_{out} is less distorted than assumed, so that the overall assessment remains reasonable.

Second approximation

The simple approach may not be correct if important distorting installations are present or are likely to be in the vicinity of the considered substation. In case of doubt, it is recommended to proceed as follows:



- Calling 1 the considered node and 2, 3... the other nodes located in the vicinity of the first one, the values of S_{t1} , S_{t2} , S_{t3} ... will be calculated according to equation (24), while ignoring all power flow S_{out} between two of these nodes.
- At each harmonic order h , the influence coefficients K_{h2-1} , K_{h3-1} ... will be calculated (the influence coefficient K_{hj-i} is the harmonic voltage of order h which is caused at node i when a 1 p.u. (per unit) harmonic voltage of order h is applied at node j ; the calculation of K_{hj-i} usually requires the use of a computer program).
- Equation (24) will be replaced by:

$$S_t = S_{t1} + K_{h2-1} S_{t2} + K_{h3-1} S_{t3} + \dots \quad (24')$$

adding $K_{hj-i} S_{tj}$ terms as long as they remain significant as compared to S_{t1} . Obviously, S_t becomes frequency-dependent when using (24').

8.2.2 Individual emission limits

At each harmonic order h , each distorting installation i will be allowed a contribution (E_{hi}) to the planning level (L_{hHV}) according to the ratio between its power (S_{i-MVA}) and the corrected total available power (S_t) of the network. If an arithmetic summation law of the harmonics coming from several sources is assumed, the equation is simply:

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \cdot \frac{S_i}{S_t} \quad (25)$$

In practice, the actual summation of a number of harmonic sources will generally lead to less than the arithmetic sum of the maximum values of each harmonic component, at least for harmonic orders greater than 4 (see clause 3), and equation (25) becomes:

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_t}} \quad (26)$$

where

E_{Uhi} is the emission limit of non-linear installation i (HV or EHV) at harmonic order h ;

L_{hHV} is the planning level of the h th harmonic in HV or EHV systems (see table 2);

S_i est

- la puissance nominale du poste HVDC (MVA), ou
- la puissance du compensateur statique d'énergie réactive (Mvar), ou
- la puissance nominale (MVA) de l'installation d'un consommateur liée à la puissance souscrite P_i et au facteur de puissance admis $\cos \varphi_i$ ($S_i = P_i / \cos \varphi_i$);

S_t est la puissance totale disponible corrigée du réseau au PCC, voir l'équation (24) ou (24');

α est l'exposant de la loi de sommation (tableau 5).

On utilise aussi une approche plus fine (semblable à celle introduite par l'équation (18') en MT):

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_t} \frac{1}{F_{HV}}} \quad (26')$$

où

F_{HV} est le facteur de coïncidence des charges HT produisant des perturbations simultanément (la valeur F_{HV} dépendant des charges et des caractéristiques du système, les valeurs types se situent entre 0,4 et 1).

NOTES

1 La limite d'émission en distorsion harmonique totale peut être fixée à 1,3 fois la limite d'émission calculée pour le rang 5.

2 En raison des effets dus aux résonances, des tensions harmoniques plus élevées peuvent apparaître sur le réseau pour certaines fréquences, ailleurs qu'au point de raccordement. On peut tenir compte de ce phénomène en évaluant les coefficients d'influence K_{hi} , où i se réfère au point de raccordement et j à n'importe quel autre point du réseau. Si, pour un rang harmonique h donné, il existe des valeurs K_{hi-j} supérieures à 1, il faut utiliser la plus grande de ces valeurs pour remplacer L_{hHV} par L_{hHV} / K_{hi-j} dans l'équation (26).

3 Il peut arriver qu'à un rang d'harmonique h , le niveau préexistant (B_h) soit plus élevé que la part normale (la «part normale» étant proportionnelle à $[(S_t - S_i)/S_t]^{1/\alpha}$). Il convient d'en tenir compte pour éviter un dépassement du niveau de planification. Dans l'équation (26), L_{hHV} doit donc être remplacé par $(L_{hHV} \alpha \cdot B_h \alpha)^{1/\alpha}$.

4 Dans certains cas, les limites d'émission obtenues par l'équation (26) peuvent être faibles et non réalistes, rendant ainsi trop souvent nécessaire l'utilisation de la procédure de stade 3. Pour l'éviter, on tient compte des éléments suivants:

- si le niveau d'émissions admissible tombe au-dessous de 0,1 % à un certain rang harmonique, E_{Uhi} sera pris égal à 0,1 % (sauf s'il existe un risque d'interférence psophométrique ou si E_{Uhi} correspond à une fréquence de contrôle à distance pouvant justifier une restriction plus sévère);
- si le distributeur d'électricité sait qu'une partie de la charge raccordée au réseau ne produira jamais de perturbations, on peut soustraire de l'équation (24) ou (24') un terme correspondant à la puissance qui n'est pas potentiellement perturbatrice.

5 On peut préférer spécifier en courants harmoniques les limites d'une installation perturbatrice, même si le but est de limiter les tensions harmoniques sur le réseau. Il appartient au distributeur d'électricité de fournir les données concernant l'impédance du réseau en fonction de la fréquence pour permettre d'exprimer ces limites en termes de courants harmoniques:

$$E_{Ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_h} \quad (27)$$

où

E_{Ihi} est le niveau admissible d'émission de courant harmonique de rang h pour le consommateur i ;

Z_h est l'impédance du réseau fonction de la fréquence.

Toutefois, il ne faudrait pas tenir compte de valeurs d'impédance exceptionnellement faibles lors de la spécification des valeurs limites en courant. Les valeurs d'impédance les plus basses sont généralement liées à des résonances et les harmoniques de tension à ces fréquences particulières peuvent dépasser les niveaux de planification sur d'autres parties du réseau. Par conséquent, les valeurs d'impédance utilisées dans l'équation (27) devraient être plus élevées que le Z_{min} de l'équation (28) où le coefficient $k = 0,5$ à 1, et où Z_{surge} est l'impédance caractéristique d'une ligne de départ reliée au PCC et N le nombre total de ces lignes:

$$Z_{min} = k \frac{Z_{surge}}{N} \quad (28)$$

(valeur qu'il est possible d'utiliser en l'absence de données plus spécifiques).

S_i is

- the MVA rating of a HVDC station, or
- the Mvar rating of a SVC, or
- the MVA rating of a consumer, depending on his agreed power P_i and on his agreed power factor $\cos \varphi_i$ ($S_i = P_i / \cos \varphi_i$);

S_t is the corrected total available power of the network at the point of common coupling, see equation (24) or (24');

α is the summation law exponent (see table 5);

or with a more refined approach (similar to the introduction of equation (18') for MV):

$$E_{Uhi} = L_{hHV} \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_t} \frac{1}{F_{HV}}} \quad (26')$$

where

F_{HV} is the coincidence factor for HV loads distorting simultaneously (F_{HV} value depending on the loads and system characteristics, typical values are between 0,4 and 1).

NOTES

1 Emission limits for the total harmonic distortion may be set equal to about 1,3 times the emission limits calculated for the 5th harmonic.

2 Due to the effects of resonance phenomena at some frequencies, higher harmonic voltages may appear at points in the network remote from the connection point. These effects may be taken into account by assessing the influence coefficients K_{hi-j} , where i refers to the connection point and j to any other point of the network. If, for a given harmonic number h , there are some K_{hi-j} values greater than 1, then the greatest of them has to be used in order to replace L_{hHV} by L_{hHV} / K_{hi-j} in equation (26).

3 It may happen that at some harmonic frequency, the background harmonic voltage level (B_h) is higher than the normal share (the normal share being proportional to $[(S_t - S_i) / S_t]^{1/\alpha}$) and should be taken into account in order to avoid exceeding the planning level. In equation (26), L_{hHV} is then to be replaced by $(L_{hHV} \alpha - B_h \alpha)^{1/\alpha}$.

4 In some cases the emission limits given by equation (26) may be unrealistically low, thereby making the use of the stage 3 procedure too often necessary. In order to avoid that, the following should be considered:

- if the acceptable emission level becomes smaller than 0,1 % at some harmonic order, E_{Uhi} shall be set equal to 0,1 % (except if there is a risk of psophometric interference or if it corresponds to a remote control frequency for which a more severe restriction may be justified);
- if the utility knows that some part of the load connected to the network will never be distorting, a term corresponding to the non-distorting power may be subtracted from equation (24) or (24').

5 It may be preferred to specify harmonic current limits to the distorting installation, even if the aim is to limit the harmonic voltages in the network. It will be the responsibility of the utility to provide data concerning the frequency-dependent impedance of the network, in order to enable the expression of the above limits in terms of harmonic currents:

$$E_{ihi} = \frac{E_{Uhi}}{Z_h} \quad (27)$$

where

E_{ihi} is the acceptable current harmonic emission level of consumer i at harmonic order h ;

Z_h is the frequency-dependent impedance of the network.

However, exceptionally low impedance values should be disregarded when specifying current limit values. The lowest impedance values are usually related to resonances and the voltage harmonics with these particular frequencies may exceed the planning levels in other parts of the network. Therefore, the impedance values used in equation (27) should be higher than the Z_{min} of the equation (28), where coefficient $k = 0,5-1$, Z_{surge} is the characteristic impedance of a line and N is the total number of the lines connected to the PCC:

$$Z_{min} = k \frac{Z_{surge}}{N} \quad (28)$$

(possible value to be used in the absence of more specific data).

8.3 Stade 3: acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre exceptionnel et précaire

Il faut noter que de nombreux utilisateurs, qui n'emploient pas de charges déformantes d'importance notable, ne produisent pas d'harmoniques de façon significative. En outre, une partie de la puissance disponible du réseau peut ne pas être utilisée pendant une très longue période.

Par suite, l'application pure et simple des stades 1 et 2 peut conduire à des limitations inutiles des tensions harmoniques à des valeurs inférieures aux niveaux de planification, créant ainsi une marge.

Afin de préserver les principes généraux et de permettre une interprétation souple de ce rapport, le distributeur peut utiliser la marge disponible dans les cas appropriés. Toutefois, l'acceptation de limites d'émission supérieures à la normale ne peut être consentie aux utilisateurs que dans des circonstances exceptionnelles et sur une base précaire.

Le stade 3 est important pour différer des investissements qui ne seront peut-être jamais nécessaires. Cela signifie que l'on doit effectuer une étude soignée du raccordement en tenant compte de la déformation préexistante et de la contribution attendue de la part du matériel considéré, en se rappelant que des dispositions seront probablement nécessaires afin de laisser la possibilité d'une éventuelle extension de l'installation de filtrage.

9 Limites d'émission d'interharmoniques

Les tensions interharmoniques U_μ (où μ est un multiple non entier de la fréquence fondamentale) doivent être limitées comme suit:

- au-dessous de deux fois la fréquence fondamentale, il convient de limiter les interharmoniques à 0,2 % pour éviter des problèmes de papillotement (flicker) avec les lampes à filaments et fluorescentes (tubes minces) [3, 4];
- des récepteurs à réglage d'ondulation (télécommande centralisée de réseau) peuvent être perturbés en cas de dépassement de la tension minimale de fonctionnement (0,3 %) [5];
- sur la gamme de fréquence jusqu'à 2,5 kHz, il est souhaitable de ne pas dépasser 0,5 % afin d'éviter des difficultés avec les récepteurs de télévision, les machines tournantes à induction (bruit audible et vibrations) et les relais à minimum de fréquence [6];
- dans la gamme de fréquence de 2,5 à 5 kHz, il est souhaitable de ne pas dépasser 0,3 % afin d'éviter les bruits audibles sur les récepteurs de radio et autres équipements audio par exemple;
- en présence de charges non linéaires, un interharmonique à la fréquence f_μ s'accompagne de composantes sur bande latérale à des fréquences $[f_\mu \pm 2 \cdot n \cdot (\text{fréquence fondamentale})]$ étant égal à 1, 2, 3, ...; l'amplitude des composantes $f_\mu \pm 2 \cdot n \cdot (\text{fréquence fondamentale})$ peut être très proche de celle de l'interharmonique considéré [7]. La bande de fréquence du «flicker» devrait alors être étendue jusqu'à quatre fois la fréquence fondamentale. Les fréquences intéressantes qui concernent les dispositifs à réglage d'ondulation (télécommande centralisée de réseau) sont également celles dont la différence avec la fréquence porteuse est de deux fois la fréquence fondamentale.

Compte tenu de ces limites, le niveau de planification pour les interharmoniques est égal à 0,2 %.

On ne peut ajouter arithmétiquement les tensions interharmoniques que si fréquences et phases sont égales. Ceci n'est possible que de manière accidentelle pendant un court instant. C'est pourquoi, en pratique, on ne peut pas rencontrer de valeur supérieure à deux fois celle de la tension interharmonique la plus élevée.

Une tension interharmonique provenant d'un matériel unique inférieure à 0,1 % est considérée comme non perturbatrice.

Si des valeurs plus élevées sont autorisées, les fréquences interharmoniques ne peuvent pas dépasser les critères de «flicker» et ne peuvent pas coexister, dans les zones où on utilise des dispositifs à réglage d'ondulation (télécommande centralisée de réseau), avec les fréquences de ces dispositifs (et leurs bandes latérales écartées de deux fois la fréquence fondamentale). Dans certaines circonstances, il peut même se révéler nécessaire de tenir compte des fréquences des télécommandes centralisées utilisées par des distributeurs d'électricité voisins.

8.3 Stage 3: acceptance of higher emission levels on an exceptional and precarious basis

It should be noted that many consumers do not produce significant harmonics, because they do not have distorting loads of significant magnitude. Furthermore, some of the available supply capacity of the network may not be taken up for a very long time.

As a result, a pure application of stages 1 and 2 can lead to undue limitation of harmonic voltages to values which are below the planning levels, thereby creating a margin.

To preserve the general principles and allow flexible interpretation of this report, the utility may use the available margin when appropriate. However, acceptance of higher than normal emission limits may be given to consumers only in exceptional circumstances and on a precarious basis.

Stage 3 is important in order to postpone investments which will perhaps never become necessary. It means that a careful study of the connection should be carried out, taking account of the existing background distortion and of the expected contribution from the considered equipment, and bearing in mind that arrangements will probably be necessary in order to make an eventual future extension of the filter installation possible.

9 Emission limits for interharmonics

Interharmonic voltages U_μ (where μ is not an integer of the fundamental frequency) have to be restricted:

- below twice the fundamental frequency, interharmonics should be limited to 0,2 % to avoid flicker problems with incandescent and fluorescent (thin tubes) lamps [3, 4];
- ripple control receivers may be disturbed if the minimal functional voltage (0,3 %) is exceeded [5];
- in the frequency range up to 2,5 kHz, 0,5 % should not be exceeded to avoid problems, for example with television sets, induction rotating machines (audible noise and vibrations) and underfrequency relays [6];
- in the range from 2,5 kHz up to 5 kHz, 0,3 % should not be exceeded in order to avoid audible noise, for example in radio receivers and other audio equipment;
- in presence of non-linear loads, an interharmonic at frequency f_μ is accompanied by side-band components at frequencies $[f_\mu \pm 2 \cdot n \cdot (\text{fundamental frequency})]$, with $n = 1, 2, 3, \dots$; the magnitude of the $[f_\mu \pm 2 \cdot n \cdot (\text{fundamental frequency})]$ components may be quite near the magnitude of the considered interharmonic [7]. The frequency band for the flicker should then be extended up to four times the fundamental; the frequencies of interest for the ripple control concern are also the ones which differ by twice the fundamental from the ripple control frequency.

With respect to these limits, the planning level for interharmonics is equal to 0,2 %.

Interharmonic voltages can be added arithmetically only if frequencies and phases are equal. These conditions are met infrequently and for short periods of time. For that reason, in practice, not more than the double value of the highest interharmonic voltage can arise.

If the interharmonic voltage from a single equipment is below 0,1 %, no disturbance will be considered.

If higher values are permitted, the interharmonic frequencies may not exceed the flicker criteria, and may not exist in an area where ripple control frequencies (and their side-band frequencies with a distance of twice the fundamental) are used. Under certain circumstances, ripple control frequencies of adjacent utilities may have to be taken into account.

10 Limites d'émission relatives aux interférences téléphoniques

Le présent article traite des interférences téléphoniques dues aux harmoniques présents dans les réseaux de puissance.

La théorie prévoit que les interférences dépendent de trois facteurs:

- le niveau d'émission du système de puissance;
- la susceptibilité du système téléphonique;
- le couplage entre les deux systèmes.

On peut rencontrer une grande variété de situations du fait qu'il n'y a interférences que si ces trois facteurs sont simultanément présents. Dans la plupart des pays européens les interférences téléphoniques sont rares ou correspondent à des cas très spécifiques (par exemple avec les liaisons haute tension à courant continu). Quelques pays scandinaves peuvent faire exception, comme la Finlande où, par le passé, plusieurs cas d'interférences ont été relevés entre lignes haute tension et lignes téléphoniques aériennes à fil nu desservant des zones rurales. Cependant en Amérique du Nord, on a constaté de nombreux cas d'interférences dans les systèmes moyenne tension et pour des raisons différentes (par exemple: utilisation des mêmes pylônes en support des lignes téléphoniques et des lignes de puissance, lignes de distribution en moyenne tension avec neutre à mises à la terre multiples ou à retour par la terre). De telles conditions requièrent un examen spécifique. Les normes nord-américaines appropriées [8, 9] définissent les règles de l'art correspondantes qui permettent de rendre compatibles lignes de puissance et lignes téléphoniques.

Ce rapport ne donne ni niveaux de planification ni limites d'émission en raison de la trop grande spécificité des éventuelles interférences téléphoniques. En conséquence, il appartient au distributeur d'électricité de spécifier les limites chaque fois qu'un tel risque se présente.

10 Emission limits for telephone interference effects

This clause addresses telephone interference effects due to power system harmonics.

In theory, the interference effects depend on the following three factors:

- the influence of the power system;
- the susceptibility of the telephone system;
- the coupling between the two systems.

Since these three factors have to be present for interference problems to occur, a wide variety of situations may be encountered. For most European countries, telephone interference problems are unusual or case specific (such as HVDC), except maybe for some Scandinavian countries, such as Finland, where several interference problems have been experienced in the past between HV lines and open-wire telephone lines serving rural areas. In North America, however, many interference problems are experienced in MV systems for different reasons (for instance, both power and telephone systems may be in joint use on the same facilities, ground return or multi-grounded neutral may be used on MV distribution lines), and this calls for specific considerations. Recommended practice for the co-ordination of power and telephone lines is defined in relevant North American standards [8, 9].

No general planning levels or emission limits are stipulated in this report because possible telephone interference problems are too specific. It is therefore left to the utility to specify such limits for situations where telephone interference problems can occur.

Annexe A (informative)

Exemple d'approche avec la «caractéristique d'impédance la plus défavorable»

Au Royaume-Uni, sur la base de mesures relatives à divers sites, des caractéristiques «d'impédance la plus défavorable» ont été définies [10]. Si les calculs utilisant ces caractéristiques indiquent que la charge peut être connectée, la connexion peut-être assurée avec un risque minimal. En revanche, si le résultat des calculs est en dehors des limites, il est souhaitable d'utiliser une approche plus fine.

En basse tension, la caractéristique d'impédance la plus défavorable est déduite de l'impédance de court-circuit et varie proportionnellement au rang harmonique.

En 11 kV, dans le cas d'un poste urbain ne comprenant ni condensateur ni filtre, la caractéristique d'impédance la plus défavorable est donnée en figure A.1. Elle est déduite de l'impédance de court-circuit, part de la valeur à 50 Hz et croît proportionnellement jusqu'à deux fois la valeur fondamentale multipliée par le rang harmonique correspondant à 400 Hz. Au-delà de cette fréquence, elle croît proportionnellement au rang de l'harmonique et à la valeur de l'impédance fondamentale.

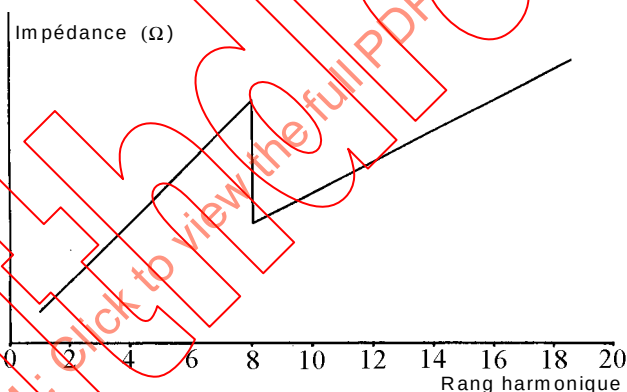


Figure A.1 – Caractéristique d'impédance la plus défavorable en 11 kV

Jusqu'à $h = 8$: $Z_h = 2 h X_1$

Au-delà de $h = 8$: $Z_h = h X_1$

En 33 kV, les caractéristiques «d'impédance la plus défavorable» sont affectées, jusqu'à 800 Hz, d'un coefficient multiplicateur de 1,25 par rapport à celles qui auraient été déduites de l'impédance de court-circuit. Des mesures spécifiques pourraient être nécessaires en fonction des circonstances pour l'examen des fréquences supérieures.

Aucune généralisation n'est possible en 66 kV et au-delà.

Annex A (informative)

Example of the "worst case impedance curve" approach

In the UK, based on several site measurements, "worst case impedance curves" have been defined [10]. If calculations using those empirical curves indicate that a load can be connected, this may be done with minimum risk. However, if these calculations give results outside the limits, a more refined approach should be used.

At low voltage, the worst case impedance curve is derived from the fault level and is taken as varying directly with the harmonic number in a straight line relationship.

At 11 kV, the worst case impedance curve is shown in figure A.1 for a typical urban substation without large capacitors or filters. It is derived from the fault level, and is taken as rising from its value at 50 Hz on a line directly related to twice the fundamental impedance by the harmonic number up to 400 Hz. Thereafter it drops to the line related to the fundamental impedance by the harmonic number.

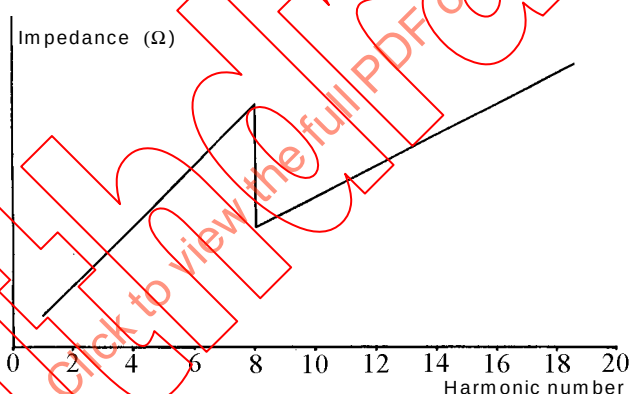


Figure A.1: 11 kV worst case impedance curve

Up to $h = 8$: $Z_h = 2 h X_1$

Above $h = 8$: $Z_h = h X_1$

At 33 kV, the worst case impedance values are taken as 1,25 times those that would be derived directly from the fault level up to 800 Hz. Specific measurements might be required according to circumstances when considering frequencies above that level.

At 66 kV and above, no generalization is possible.

Annexe B (informative)

Exemple de calcul manuel de l'impédance harmonique d'un réseau MT au PCC (tel que pratiqué en Allemagne)

NOTE – Dans plusieurs équations, «k» est le symbole pour «court-circuit», et «V» le symbole pour le point de couplage commun ou «PCC».

On expose ci-dessous deux possibilités de calcul à différentes fréquences ne faisant pas appel à d'intensives résolutions matricielles.

- A l'article B.3 on ajoute successivement les éléments du schéma sous forme d'impédance ou d'admittance selon la structure et il en résulte l'impédance Z_h pour chaque valeur de h . En principe, on applique cette méthode manuellement (aidé d'une calculatrice scientifique pour l'inversion d'impédance à admittance et vice-versa). Mais le nombre d'étapes successives est si important qu'il est recommandé d'utiliser un ordinateur, particulièrement quand le schéma équivalent du réseau est plus complexe.
- A l'article B.4 on met en oeuvre un circuit équivalent réduit déduit des caractéristiques du réseau. On détermine deux grandeurs auxiliaires fonctions de la fréquence. La grandeur D représente le facteur d'amortissement du circuit tandis que N indique l'écart de fréquence relatif à la première résonance parallèle. Une seule équation suffit pour calculer l'impédance Z_h à chaque fréquence, à partir de h , x_{kh} , D et N .

B.1 Puissance réactive d'origine capacitive

La puissance réactive d'origine capacitive (dont la connaissance est nécessaire à l'évaluation des résonances) est une combinaison de la puissance réactive de la ligne ΣQ_L et de la puissance réactive des condensateurs connectés directement (sans inductances en série) ΣQ_{Ca} .

$$Q_C = \Sigma Q_{Ca} + \Sigma Q_L \quad (\text{B.1})$$

**Tableau B.1 – Charge capacitive des câbles (Q'_{Cab})
et des lignes aériennes (Q'_{OL}), en kvar / km**

Section mm ²	120	150	185	240
Câbles				
5,8 / 10 kV isolement papier	14	16	16	20
isolement XLPE	10	11	12	12
11,6 / 20 kV isolement papier	50	50	55	70
isolement XLPE	30	30	35	40
Lignes aériennes				
10 kV	0,3			
20 kV	1,1			

La puissance réactive des lignes peut être évaluée à l'aide des valeurs standard du tableau B.1 et au moyen de la relation suivante:

$$\Sigma Q_L = \Sigma (Q'_{Cab} \cdot l) + \Sigma (Q'_{OL} \cdot l)$$

où

l est la longueur de câbles de la ligne aérienne.

L'estimation de la puissance réactive d'origine capacitive ΣQ_{Ca} est toujours difficile, car cette valeur est fonction des condensateurs répartis qui dépendent du nombre de machines synchrones, des dispositifs d'éclairage, etc.

Annex B (informative)

Example of the manual calculation of the harmonic impedance of a MV network at the PCC (as used in Germany)

NOTE – In several equations and figures, according to the German practice, "k" refers to "short circuit" and "V" to "Point of Common Coupling" or "PCC".

Two different possibilities for calculating the impedance for various frequencies without using extensive matrices are demonstrated in the following:

- In clause B.3, the elements of the model of the network are added successively, using impedances or admittances depending on the structure, so finally resulting in the impedance Z_h for each h . In principle this method may employ manual calculation (inversion of impedance to admittance and vice versa with a scientific pocket calculator). Since there are so many calculation steps, the use of a computer is recommended, especially when the equivalent model of the network is complex.
- In clause B.4, a reduced equivalent circuit is used and derived from the characteristic data of the network. Two auxiliary values depending on the frequency are determined. The criterion D represents the damping attributes of the network, whereas N applies to the degree of the deviation of the frequency to the first parallel resonance of the network. For all frequencies, the impedance Z_h can be calculated by only one equation from h , x_{kh} , D and N .

B.1 Capacitive reactive power

The capacitive reactive power (which is required for the assessment of resonances) is a combination of the reactive power of the line ΣQ_L and the reactive power of the unchoked capacitors ΣQ_{Ca} :

$$Q_c = \Sigma Q_{Ca} + \Sigma Q_L \quad (\text{B.1})$$

**Table B.1 – Capacitive reactive load of cables (Q'_{Cab})
and overhead lines (Q'_{OL}) in kvar/km**

Cross-section mm ²	120	150	185	240
Cables				
5,8 / 10 kV				
paper insulation	14	16	16	20
XLPE insulation	10	11	12	12
11,6 / 20 kV				
paper insulation	50	50	55	70
XLPE insulation	30	30	35	40
Overhead lines				
10 kV	0,3			
20 kV	1,1			

Using the standard values of table B.1, the capacitive reactive power of the lines can be evaluated by:

$$\Sigma Q_L = \Sigma (Q'_{Cab} \cdot l) + \Sigma (Q'_{OL} \cdot l)$$

where

l is the length of the cable or overhead line in km.

It is very difficult to estimate the capacitive reactive power ΣQ_{Ca} since it is a function of the distributed capacitors depending on the number of asynchronous machines, the amount of lighting, etc.

B.2 Charge du réseau P_N

La valeur des impédances au voisinage de la première résonance dépend de l'amortissement apporté par les éléments du réseau. Ces éléments résistifs peuvent provenir des charges aussi bien que de la partie résistive des impédances. Pour les moteurs, seule la partie résistive du schéma équivalent sous les conditions de démarrage intervient en terme d'amortissement. En première approximation, il convient de ne pas tenir compte de leur puissance active afin de ne pas surestimer l'amortissement du réseau.

Le calcul de l'amortissement introduit par la charge du réseau P_N doit tenir compte des écarts qu'elle peut subir. Un réseau peu chargé, à puissance active minimale P_{Nmin} , a pour conséquence une impédance élevée et un amortissement faible.

P_{Nmin} peut être estimée dans les réseaux publics aux environs des deux tiers de la charge spécifiée en période de faible charge (environ un tiers de la charge est représentée par des moteurs); on ne peut pas donner d'estimation générale relative aux réseaux industriels, pour lesquels l'amortissement dû à la charge peut être largement plus faible.

B.3 Exemple de calcul d'impédance d'un réseau, par addition successive de la valeur de chaque élément du schéma complet

Le schéma équivalent du réseau pris en exemple est illustré aux figures B.1 et B.2. Il convient de noter que le convertisseur (charge déformante) est raccordé au jeu de barres par un câble de grande longueur dont l'impédance ne peut pas être négligée.

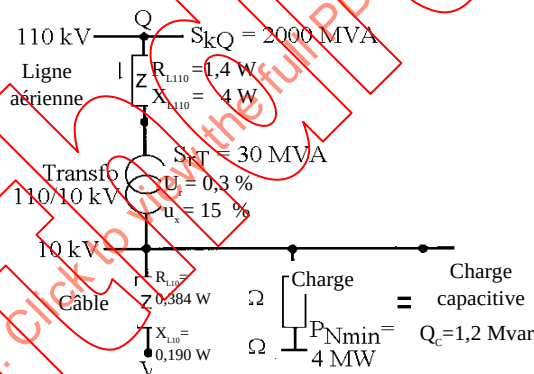


Figure B.1 – Modèle du réseau

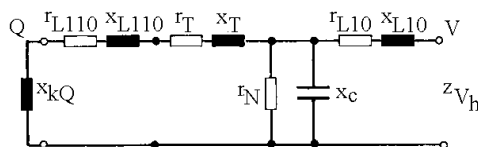


Figure B.2 – Schéma équivalent du réseau

L'impédance Z de chaque composant est comptée relativement au carré de la tension de son circuit d'appartenance U_N , afin d'éviter la conversion à chaque niveau de tension:

$$r = \frac{R}{U_N^2}; \quad x = \frac{X}{U_N^2}; \quad z = \frac{Z}{U_N^2} \quad (B.2)$$

Usuellement ces impédances s'expriment en % / MVA.

B.2 Load of the network P_N

The level of the impedances at frequencies near the first point of resonance depends on the attenuating influence of the elements of the network. These resistances may be loads or resistive parts of the impedances of the network. Concerning motors, only the resistive part of the impedance at inrush condition is effective. To ensure that results are on the safe side when assessing the attenuation of the network, the active power of the motors should be initially neglected.

The deviation of the load of the network P_N has to be considered when calculating the influence of attenuation of loads. Low attenuation and high impedance are the implication of minimal active power of the network P_{Nmin} .

In public distribution systems, P_{Nmin} can be estimated at about two thirds of the load which is given at times of low load (about one third is motor-operated); for industrial networks, no data can be estimated in general, for the attenuating part of the active power P_{Nmin} may be considerably lower.

B.3 Example of the calculation of the impedance of the network, by successive addition of the values of each element of the complete scheme

The circuit of a sample network is shown in figures B.1 and B.2. It should be noted that the converter is connected to the busbar of the MV network by means of a long cable, whose impedance should not be neglected.

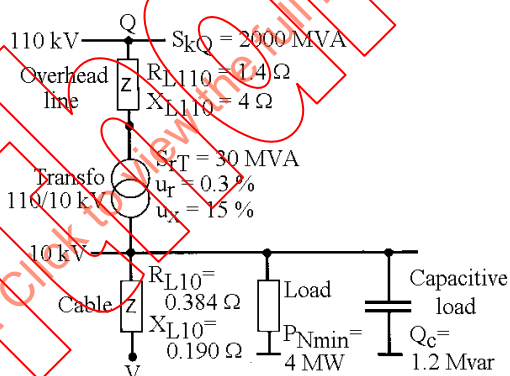


Figure B.1 – Model of the network

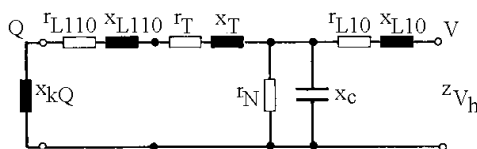


Figure B.2 – Equivalent circuit

To avoid the conversion of impedances to the various voltage levels, the impedance Z of all components of the network are related to the square of the respective nominal voltage U_N :

$$r = \frac{R}{U_N^2}; \quad x = \frac{X}{U_N^2}; \quad z = \frac{Z}{U_N^2} \quad (\text{B.2})$$

The unit of these impedances is usually % / MVA.

Les éléments du schéma équivalent se calculent comme suit:

$$\begin{aligned} h \cdot x_{kQ} &= h \cdot 0,05 \quad \% / \text{MVA} \\ r_{L110} &= 0,012 \quad \% / \text{MVA} \\ h \cdot x_{L110} &= h \cdot 0,033 \quad \% / \text{MVA} \\ r_T &= 0,01 \quad \% / \text{MVA} \\ h \cdot x_T &= h \cdot 0,5 \quad \% / \text{MVA} \\ r_N &= \frac{1}{P_N} = \frac{100 \%}{4 \text{ MW}} = 25 \% / \text{MVA} \\ \frac{x_c}{h} &= \frac{-1}{h \cdot Q_c} = \frac{-100 \%}{h \cdot 12 \text{ MVA}} = \frac{-1}{h} 83,3 \% / \text{MVA} \\ r_{L10} &= 0,384 \quad \% / \text{MVA} \\ h \cdot x_{L10} &= h \cdot 0,19 \quad \% / \text{MVA} \end{aligned}$$

Les impédances du schéma équivalent conduisent à l'impédance harmonique z_h pour chaque fréquence déterminante. Le tableau B.2 donne le détail de la méthode pour $h = 5$. La somme se déduit directement du schéma.

Tableau B.2 – Calcul des impédances du réseau z_h au PCC (V), pour $h = 5$

Eléments du schéma	Impédances %/MVA			Admittances MVA/ %	
	réel	imag.		réel	imag.
x_{kQ} r_{L110}, x_{L110} en série r_T, x_T en série	0,012 0,010	0,250 0,165 2,500			
Total $x_{kQ}, r_{L110},$ x_{L110}, r_T, x_T en série r_N x_c	0,022 25,0	2,915 -16,6	$\Rightarrow$ $\Rightarrow$ $\Rightarrow$	0,0026 0,04 -	-0,343 - 0,060
Total au jeu de bâtes r_{L10}, x_{L10} en série	0,52 0,38	3,45 0,95	$\Leftarrow$	0,0426	-0,283
Total au PCC V	0,90	4,40			
Module de z_{V5} au PCC V	4,5				

On peut répéter le procédé pour chaque fréquence déterminante, ainsi que le montre le tableau B.3.

Tableau B.3 – Résultats pour différents rangs harmoniques

h	5	7	11	13	17	19
z_{Vh} (% / MVA)	4,5	7,4	22,7	20,5	6,4	3,9

The existing elements of the equivalent circuit can be calculated as follows:

$$h \cdot x_{kQ} = h \cdot 0,05 \quad \%/MVA$$

$$r_{L110} = 0,012 \quad \%/MVA$$

$$h \cdot x_{L110} = h \cdot 0,033 \quad \%/MVA$$

$$r_T = 0,01 \quad \%/MVA$$

$$h \cdot x_T = h \cdot 0,5 \quad \%/MVA$$

$$r_N = \frac{1}{P_N} = \frac{100\%}{4\text{ MW}} = 25\% / MVA$$

$$\frac{x_c}{h} = \frac{-1}{h \cdot Q_c} = \frac{-100\%}{h \cdot 12\text{ MVA}} = \frac{-1}{h} 83,3\% / MVA$$

$$r_{L10} = 0,384 \quad \%/MVA$$

$$h \cdot x_{L10} = h \cdot 0,19 \quad \%/MVA$$

The impedances of the equivalent scheme result in the harmonic impedance z_h for each interesting frequency. A detailed demonstration is given in table B.2 for $h = 5$. The summation of the elements can be derived from the scheme.

Table B.2 – Calculation of the impedance of the network z_h at the PCC (V) for $h = 5$

Elements of the scheme	Impedances %/MVA			Admittances MVA/%	
	real	imag.		real	imag.
x_{kQ} r_{L110}, x_{L110} in series r_T, x_T in series	– 0,012 0,010	0,250 0,165 2,500			
Total $x_{kQ}, r_{L110},$ x_{L110}, r_T, x_T in series r_N x_c	0,022 25,0 –	2,915 – –16,6	$\Rightarrow$ $\Rightarrow$ $\Rightarrow$	0,0026 0,04 –	–0,343 – 0,060
Total at the busbar r_{L10}, x_{L10} in series	0,52 0,38	3,45 0,95	$\Leftarrow$	0,0426	–0,283
Total at the point of common coupling V	0,90	4,40			
Absolute value z_{V5} at the point of common coupling V	4,5				

Similarly, the impedance z_h of every harmonic of interest can be calculated as shown in table B.3.

Table B.3 – Results at different harmonic orders

h	5	7	11	13	17	19
$z_{Vh}(\% / MVA)$	4,5	7,4	22,7	20,5	6,4	3,9

B.4 Calcul de l'impédance du circuit à partir du schéma équivalent réduit

Dans de nombreux cas, l'utilisation du schéma équivalent réduit suffit pour déduire l'impédance du réseau. Cette méthode est tout à fait appropriée si l'équipement générateur d'harmoniques et les circuits capacitifs effectivement actifs sont directement raccordés au point de couplage commun ou dans son voisinage immédiat. La décomposition ci-dessous permet d'évaluer les impédances relatives du circuit de la figure B.4:

$$z_{Vh} = \frac{h \cdot x_{kv}}{\sqrt{D^2 + N^2}} \quad (B.3)$$

Les grandeurs auxiliaires D et N prennent en compte les impédances à 50 Hz, r_{kv} et x_{kv} aussi bien que la puissance réactive d'origine capacitive Q_c et que la puissance active P_N du réseau (voir articles B.1 et B.2).

Pour chaque rang harmonique, la grandeur auxiliaire N est calculée à partir de la puissance réactive capacitive du réseau et de la part inductive de son impédance:

$$N = 1 - h^2 \cdot x_{kv} \cdot Q_c \quad (B.4)$$

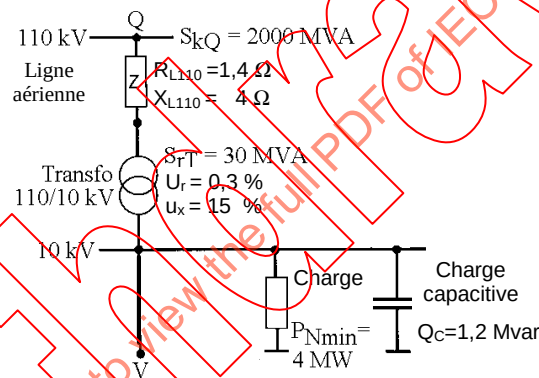


Figure B.3 – Schéma du réseau

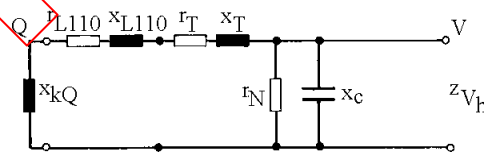


Figure B.4 – Schéma du circuit équivalent au réseau

La grandeur auxiliaire D représente l'amortissement dû aux résistances, et est évaluée en prenant en compte la puissance active du réseau et la part résistive de l'impédance de court-circuit:

$$D = h \cdot x_{kv} \cdot P_N + \frac{r_{kv}}{h \cdot x_{kv}} \quad (B.5)$$

B.4 Calculation of the impedance of the network with the reduced equivalent circuit

In many cases it is sufficient to derive the impedance of the network using a reduced equivalent circuit representation. This is admissible if the harmonic generating equipment and the effective capacitance are connected directly to, or nearby the point of common coupling. For the circuit in figure B.4, the related impedances of the harmonics may be evaluated by:

$$z_{Vh} = \frac{h \cdot x_{kV}}{\sqrt{D^2 + N^2}} \quad (\text{B.3})$$

The auxiliary values of D and N include the 50 Hz impedances r_{kV} and x_{kV} as well as the capacitive reactive power Q_c of the network and the active power P_N (see clauses B.1 and B.2).

The auxiliary value N is calculated by taking into account the capacitive reactive power of the network and the inductive part of the impedance of the network for every harmonic:

$$N = 1 - h^2 \cdot x_{kV} \cdot Q_c \quad (\text{B.4})$$

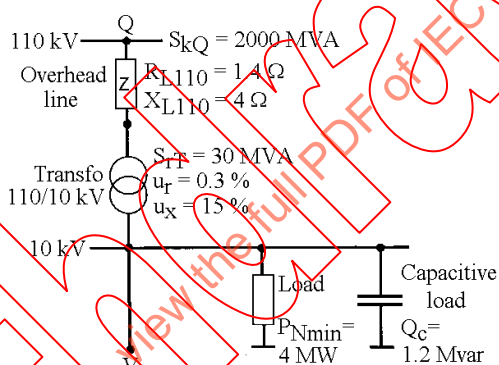


Figure B.3 – Model of the network

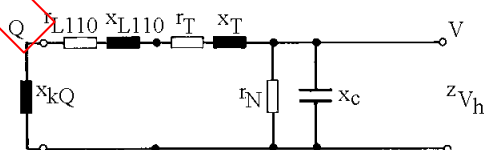


Figure B.4 – Equivalent circuit

The auxiliary value D represents the attenuating influence of the resistances and is assessed by considering the active power of the network and the resistive component of the short circuit impedance:

$$D = h \cdot x_{kV} \cdot P_N + \frac{r_{kV}}{h \cdot x_{kV}} \quad (\text{B.5})$$

On peut alors calculer la valeur de l'impédance dont le résultat dépend de la part amortissante due à la charge P_N ; la représentation de ce résultat est située à l'intérieur de la surface hachurée de la figure B.5.

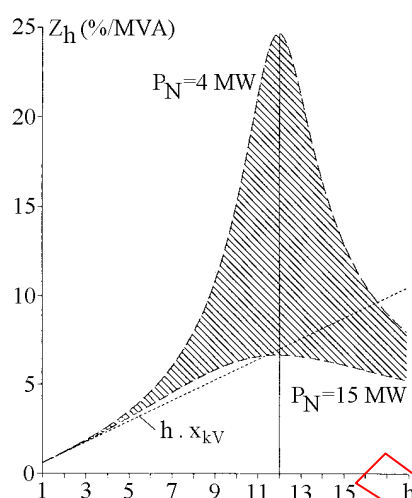


Figure B.5 – Impédances relatives pour les fréquences ≥ 50 Hz

Impédance réseau (voir figure B.3) $r_{kv} = 0,02 \text{ \% / MVA}$ – $x_{kv} = 0,58 \text{ \% / MVA}$

Puissance réactive capacitive: $Q_c = 1,2 \text{ Mvar}$

L'impédance est maximale au voisinage de la première résonance parallèle du réseau:

$$h_{res} = \frac{1}{\sqrt{Q_c \cdot x_{kv}}} \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} \quad (B.6)$$

Se reportant à l'équation (B.4) la valeur auxiliaire N peut être calculée:

$$N = 1 - (h/h_{res})^2 \quad (B.7)$$

L'amortissement moyen de nombreux réseaux publics peut être approché par:

$$D \approx h_{res} \cdot 0,04 \quad (B.8)$$

L'utilisation du schéma réduit, et l'application de ces deux dernières relations à l'équation (B.3) permettent d'estimer l'impédance harmonique dans le domaine $1 \leq h \leq (1,5 \cdot h_{res})$.

En raison de la possibilité d'apparition d'une deuxième résonance, la relation (B.3) ne donne pas de résultat correct aux fréquences supérieures à $(1,5 \cdot h_{res})$.

Dans de nombreux réseaux publics basse tension, et pour le domaine $1 \leq h \leq 20$ l'impédance au point de couplage commun V répond à:

$$Z_{vh} = h \cdot x_{kv} \quad (B.9)$$

La présence probable de résonances secondaires au-delà du rang 20 interdit l'usage de la relation (B.3) dans ce domaine où elle fournirait un résultat incorrect.

La valeur de l'impédance résultant de l'équation (B.9) est portée sous la forme d'une droite dans la figure B.5.

In accordance with the attenuating parts of the load P_N an impedance value will be calculated which will be within the hatched area of figure B.5.

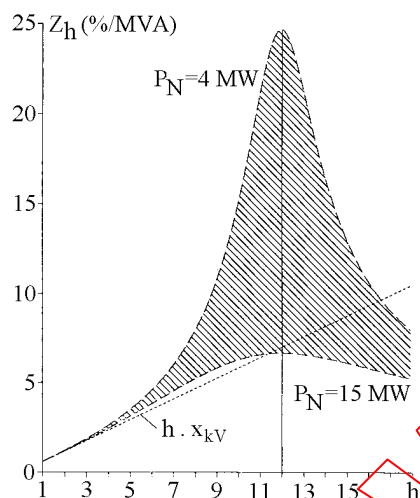


Figure B.5 – Relative impedances for frequencies ≥ 50 Hz

Network impedance (see figure B.3): $r_{kV} = 0,02 \text{ \% / MVA}$; $x_{kV} = 0,58 \text{ \% / MVA}$

Capacitive reactive power: $Q_c = 1,2 \text{ Mvar}$

The maximum impedance occurs near the first parallel resonance of the network by:

$$h_{res} = \frac{1}{\sqrt{Q_c \cdot x_{kV}}} \approx \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} \quad (\text{B.6})$$

Referring to equation (B.4), the auxiliary value N can be assessed by:

$$N = 1 - (h/h_{res})^2 \quad (\text{B.7})$$

For many public MV networks the average attenuation can be estimated to be:

$$D \approx h_{res} \cdot 0,04 \quad (\text{B.8})$$

The reduced scheme of figure B.4 can be used and the impedances of the harmonics can be estimated within the range $1 \leq h \leq (1,5 \cdot h_{res})$ applying to equation (B.3).

At frequencies higher than $(1,5 \cdot h_{res})$ the calculation using equation (B.3) will not be exact, for in this range secondary resonances may occur.

In many public LV networks in the range of $1 \leq h \leq 20$ the related impedance at the point of common coupling V is:

$$z_{Vh} = h \cdot x_{kV} \quad (\text{B.9})$$

At ordinal numbers which are higher than $h = 20$ the calculation using equation (B.3) will not be exact, for in this range secondary resonances may occur.

In figure B.5 the calculated value of the impedance using equation (B.9) is recorded as a straight line.

Annexe C (informative)

Exemple de règle particulière pour l'application des limites du stade 1 dans les réseaux moyenne tension

L'approche suivante a été adoptée au Royaume-Uni (Engineering Recommendation G5/3).

**Tableau C.1 – Taille maximale d'un convertisseur ou d'un gradateur individuel
pouvant être raccordé sur un réseau 6,6 kV ou 11 kV au Royaume-Uni,
sous la procédure du stade 1**
(Engineering Recommendation G5/3)

Convertisseur triphasé			Gradateurs alternatifs triphasés	
3-p kVA	6-p kVA	12-p kVA	6 thyristors kVA	3 thyristors / 3 diodes kVA
85	130	250 *	150	100
* Cette limite s'applique aux convertisseurs d'indice de pulsation 12, ou combinaisons d'équipements d'indice de pulsation 6, qui sont toujours utilisés en fonctionnement à indice 12.				

Les émissions harmoniques venant de convertisseurs non commandés ou de convertisseurs commandés présentent un spectre régulier, et on a calculé la charge harmonique totale qui correspond aux tensions limites au point de couplage commun.

Une enquête relative au nombre moyen de convertisseurs commandés et non commandés raccordés en général sur un réseau, et une étude de la sommation des harmoniques à phase aléatoire, ont montré que les limites applicables à un équipement individuel représentent un sixième de la charge totale admissible appropriée au réseau 6,6 kV ou 11 kV (voir tableau C.1).

Annex C (informative)

Example of particular rules for stage 1 limits in MV networks

In the UK, (Engineering Recommendation G5/3), the following approach has been adopted:

Table C.1 – Maximum size of individual converter and a.c. regulator equipment under Stage 1 limits in 6,6 kV and 11 kV power systems in the UK

(Engineering Recommendation G5/3)

3-phase converters			3-phase a.c. regulators	
3-p kVA	6-p kVA	12-p kVA	6 thyristors kVA	3 thyristors / 3 diodes kVA
85	130	250 *	150	100
* This limit applies to 12 pulse devices, and to combinations of 6-pulse devices always operated as 12-pulse devices.				

The harmonic emissions from converters and regulators form regular patterns, and the total harmonic load corresponding to voltage limits at the point of common coupling have been calculated.

From a survey of the average number of converters and regulators normally found connected to a system, and consideration of the summation of harmonics having random phase angles, limits for individual equipment have been deduced by dividing the total acceptable load appropriate to 6,6 kV and 11 kV by six, see table C.1.

Annexe D (informative)

Cas général des charges MT réparties le long d'une ligne d'alimentation: partage de l'émission

D.1 Généralités

On peut souligner que la méthode de partage exposée en 7.2 du présent rapport ne tire pas tout le profit possible de la capacité d'absorption harmonique du système, et c'est particulièrement le cas des réseaux de distribution moyenne tension avec des câbles longs (≥ 10 km) et/ou des lignes aériennes (5 km et plus) comme on les rencontre fréquemment; il peut en résulter une limitation trop stricte de l'émission en courant harmonique des installations des consommateurs raccordées le long de la ligne. Généralement, ce type de partage conduit à des limites d'émission trop strictes pour la plupart des rangs harmoniques (pas pour tous). Par exemple, on trouve des limites inférieures ou égales de 50 % à 70 % de ce qui pourrait être admis sur un réseau de distribution comportant des sections en câbles et d'autres en lignes aériennes.

La méthode suivante propose un partage de la contribution totale acceptable entre les utilisateurs, avec la possibilité d'une meilleure prise en compte des capacités d'absorption harmonique du réseau, afin de ne pas pénaliser les consommateurs situés en bout de ligne.

Cette méthode convient non seulement pour traiter les cas spécifiques (étude au cas par cas), mais aussi pour coordonner l'émission harmonique au moment du projet de réseau de distribution, et pour promouvoir des règles d'émission d'usage général ou des règles spécifiques adaptées à un réseau de distribution particulier. Une modélisation détaillée du réseau et un calcul sur ordinateur sont bien sûr nécessaires à la mise en oeuvre de la méthode.

NOTE – Cette méthode s'applique à tout réseau (avec lignes aériennes, câbles, condensateurs en dérivation, charges, etc.) comportant des résonances harmoniques sur le niveau de tension analysé. La réponse harmonique du système prend en compte toutes les résonances harmoniques, parallèle ou série. De toute évidence il est indispensable de conduire des simulations numériques ainsi que souligné ci-dessus.

La méthode repose principalement sur les trois étapes suivantes:

- en premier lieu, pour un réseau de configuration donnée, il s'agit d'évaluer la répartition de l'injection de courant harmonique venant des charges moyenne tension le long de la ligne; pour la suite, on prend en hypothèse une répartition de charge commune (équi-répartie), et on propose un critère ayant pour objet de ne pas trop pénaliser (du point de vue de l'émission harmonique) les consommateurs placés en bout de ligne;
- en deuxième lieu, il s'agit d'évaluer la réponse harmonique en tension du réseau à l'injection d'un ensemble de courants harmoniques de référence tout au long de la ligne; de cette évaluation on retient la plus forte des tensions harmoniques apparaissant en un point quelconque du réseau pour établir les limites d'émission;
- en troisième lieu, il s'agit d'évaluer les limites de courant émis en chaque point de connexion des charges considérées; ces limites doivent prendre en compte la réponse harmonique en tension du système effectif de façon à respecter la contribution totale des charges moyenne tension.

D.2 Définition de la répartition de l'injection harmonique le long de la ligne

Le choix du type de répartition de l'injection harmonique le long de la ligne a des conséquences tant sur l'exploitation des capacités d'absorption du réseau que sur la pénalisation des consommateurs situés loin du transformateur d'alimentation. Ces conséquences sont particulièrement sensibles pour les lignes de longueur supérieure à 10 km. Le choix restant au distributeur d'électricité, on rappelle trois principaux types de règles de répartition:

- a) injection de courant harmonique constante;
- b) injection de puissance harmonique constante;
- c) injection de courant harmonique inversement proportionnelle à l'impédance vue du PCC (ou tension harmonique constante).

Annex D

(informative)

General case of MV loads spread along the feeders: sharing of emission

D.1 General

It may be outlined that particularly for MV distribution systems with long cables (≥ 10 km) and/or overhead lines (≥ 5 km), as often occurs, the simple sharing methods as given in 7.2 of this report do not take full advantage of the actual system capacity to absorb harmonics and it may result in assigning too strict harmonic current emission limits to consumers connected along the feeders. In general that type of sharing gives too strict emission limits for the majority of harmonic orders (not for all). For example, in distribution systems with long cables and sections of overhead lines, emission limits equal to or lower than 50 % to 70 % of the admissible ones can be obtained.

In the following, a method is proposed for sharing the acceptable global contribution among consumers, taking into account a better exploitation of the actual system capacity to absorb harmonics and, if desired, to avoid too high a penalty for the consumers at the far end of the feeders.

This method is suitable not only for assessing specific cases (case by case studies), but also for harmonic emission co-ordination at the planning stage of the distribution system, and it is useful for developing emission rules of general purpose or rules tailored to peculiarities of the distribution system being considered. Of course, detailed modelling of the network and computer calculations are required to apply the method.

NOTE – This method is valid for any network configuration (with overhead lines, cables, shunt capacitors, loads, etc.) producing harmonic resonance at the voltage level to be analyzed. The harmonic system response takes into account any harmonic resonance, parallel or series. Digital simulations are required as outlined above.

The method is mainly based on the following three steps:

- First, for a given system configuration, to assess a distribution of harmonic current injection for MV loads along the feeders. In the following, a common type of load distribution is assumed (the regular one) and a criterion aimed at avoiding excessive penalization (from the point of view of harmonic emission) of the consumers at the far end of the feeders is proposed.
- Second, to evaluate the harmonic voltage response of the system to the injection of a set of reference harmonic currents along the feeders. From this, the highest harmonic voltage that takes place anywhere on the considered system will be retained for establishing emission limits.
- Third, to evaluate harmonic current emission limits for all nodes where the considered loads are supplied. These limits will take into account the actual system harmonic voltage response and will comply with the global admissible contribution of MV loads.

D.2 Definition of the harmonic injection distribution along the feeders: the reference injection set

Particularly for MV networks with feeder length ≥ 10 km, the choice of the type of the harmonic injection distribution along the feeders has an impact on both the exploitation of the disturbance absorption capacity of the network and the penalization of consumers far from the supplying transformer. Leaving this choice to the connection rules of the utilities, three main types of harmonic injection distribution along the feeders are recalled:

- a) constant harmonic current injection;
- b) constant harmonic power injection;
- c) harmonic current injection inversely proportional to the PCC impedance (or constant harmonic voltage).

En posant:

$$K_{Zi} = \frac{Z_{1PCCi}}{Z_{1BB}} = \frac{I_{scBB}}{I_{scPCCi}} \quad (D.1)$$

où

Z_{1BB} est l'impédance vue du jeu de barres à la fréquence fondamentale en ohms;

Z_{1PCCi} est l'impédance à la fréquence fondamentale, vue du PCC où est raccordé le consommateur (i) le long de la ligne en ohms;

I_{scBB} est le courant de court-circuit triphasé symétrique au jeu de barres;

I_{scPCCi} est le courant de court-circuit triphasé symétrique au PCC du consommateur (i) le long de la ligne.

Les relations qui régissent l'injection de courant harmonique le long de la ligne s'écrivent:

- a) injection de courant harmonique constante $I_h = K$ (constant);
- b) injection de puissance harmonique constante $I_h = 1/\sqrt{K_{Zi}}$;
- c) injection de courant harmonique inversement proportionnelle à l'impédance vue du PC $I_h = 1/K_{Zi}$ ou $U_h = K$.

Dans le cas des réseaux de distribution avec des lignes de longueur supérieure à 10 km, on accroît la capacité du réseau à absorber les perturbations en progressant du critère a) au b) puis au c), en revanche cette progression fait décroître les possibilités d'émission des installations situées en extrémité de ligne.

La loi de référence d'injection harmonique, sur la base des relations ci-dessus, peut s'exprimer comme suit. Il est recommandé d'appliquer dans l'ordre le critère b) puis le critère a) en fonction des particularités du réseau et des stratégies en usage chez le distributeur d'énergie électrique. En appliquant le critère b) on doit examiner que:

- on obtient un compromis entre la meilleure exploitation des possibilités d'absorption des perturbations, et l'imposition de limites strictes aux usagers alimentés loin du poste source (en comparaison de celles imposées à ceux qui sont proches);
- on atténue les effets des différences dues à l'impédance du réseau; par exemple pour des usagers ayant la même puissance souscrite l'émission de tension harmonique décroît alors que l'impédance du système décroît également mais que le nombre d'usagers soumis aux perturbations augmente.

D.3 Evaluation de la réponse harmonique en tension du réseau à l'injection de courants harmoniques selon la répartition de référence le long de la ligne

Afin de déterminer l'effet de l'injection de courant harmonique sur le système étudié, il faut évaluer la tension harmonique le long de la ligne. On peut y parvenir au moyen d'une injection simultanée de courants harmoniques, selon la loi de répartition le long de la ligne pour chaque rang harmonique d'intérêt (la loi de répartition concerne chaque point de connexion des charges du réseau).

NOTE – L'évaluation pour chaque rang harmonique de l'effet de chaque source sur le système, et la sommation de tous les effets individuels au moyen de la loi de sommation prise en hypothèse, est une technique possible.

Pour un réseau donné, il convient de retenir la plus grande tension harmonique de chaque rang h susceptible d'apparaître en un point quelconque. Ces valeurs sont nommées D_{Uh} et exprimées en %.

Avec le critère b) (injection de puissance harmonique constante) par exemple, on injecte une unité de courant harmonique (1 A en valeur efficace par exemple) pour chaque charge connectée au jeu de barres, et un courant de $1/\sqrt{K_{Zi}}$ (A en valeur efficace) pour chaque charge connectée au PCC_i le long de la ligne.

On peut noter que ces sources de courants représentent l'injection nette de la charge i en son PCC. Pour que l'évaluation de la réponse harmonique du système soit correcte, il ne faut donc pas tenir compte des impédances parallèles intérieures à l'installation d'un utilisateur donné (charges ou filtres) si et seulement si on considère l'injection globale de l'installation de cet utilisateur en tant qu'injection nette.

Designating:

$$K_{Zi} = \frac{Z_{1PCCi}}{Z_{1BB}} = \frac{I_{scBB}}{I_{scPCCi}} \quad (D.1)$$

where

- Z_{1BB} is the impedance at fundamental frequency at the busbar, in ohms;
- Z_{1PCCi} is the impedance at fundamental frequency at the PCC of consumer (i) along the feeder, in ohms;
- I_{scBB} is the three-phase short-circuit current at the busbar;
- I_{scPCCi} is the three-phase short-circuit current at the PCC of consumer (i) along the feeder.

The relationships governing the harmonic current injection along the feeder are:

- a) constant harmonic current injection: $I_h = K$ (constant)
- b) constant harmonic power injection: $I_h = 1/\sqrt{K_{Zi}}$;
- c) harmonic current injection inversely proportional to the PCC impedance: $I_h = 1/K_{Zi}$ or $U_h = K$

For MV distribution networks with feeders of length ≥ 10 km, changing the assessment method from a) to b) to c) progressively increases the capacity of the system to absorb disturbances but decreases the permitted emission at the far end of the feeder.

On the basis of the above mentioned relationships, a reference injection set of harmonic currents is defined. Criteria b) and a) are recommended in that order, depending on the supply system peculiarities and utilities policies. As far as criterion b) is concerned, it shall be considered that:

- it represents a compromise between the best exploitation of the system, from the point of view of disturbance absorption, and the assignment of not too strict limits to the consumers supplied far from the feeder substation;
- by its use it evens out the differences in network impedance; for example, for consumers with the same agreed power the allowed harmonic voltage emission decreases as the system impedance decreases, because the number of users affected by the disturbance increases.

D.3 Evaluation of the harmonic voltage response of the system to the reference injection set of harmonic currents along the feeders

To determine the effect of harmonic current injections on the system under consideration, it is necessary to evaluate the harmonic voltage profile along the feeders. This can be obtained by injecting simultaneously a reference set of harmonic currents (at all points where loads directly supplied at the considered system voltage are present), for all the harmonic orders of interest.

NOTE – A possible technique consists in evaluating for each harmonic order of each source the effect on the system and summing up all the evaluated single effects according to the assumed summation law.

The highest harmonic voltage values for each harmonic order h , that occur anywhere on the considered system stage, should be retained. These values are designated by D_{Uh} and expressed in percent.

Adopting, for example, the b) criterion of constant harmonic power, a unit harmonic current (for example $1 A_{r.m.s.}$) will be injected for each load connected at the busbar and a current $1/\sqrt{K_{Zi}}$ ($A_{r.m.s.}$) for each load connected at point PCC_i along feeders.

It is worth noting that these harmonic current sources represent the net injection of the load i at its PCC. Therefore, in order to achieve good results in the evaluation of the harmonic system response due to a consumer injection, the impedances to ground (for example impedances of parallel shunt loads or filters) of the considered consumer should be disregarded, but only when considering injection from that consumer.

D.4 Evaluation des limites d'émission de courant harmonique

La dernière étape de la méthode consiste à évaluer les injections maximales admissibles (limites) de courants harmoniques en chaque point où les charges examinées doivent être raccordées. Pour ce faire, on prend en compte la réponse harmonique antérieure du système et la loi antérieure de répartition de l'injection harmonique le long de la ligne.

La relation suivante permet d'évaluer la limite d'émission en courant harmonique pour chaque rang, applicable à un réseau donné dans le cas du critère d'injection à puissance harmonique constante (critère b):

$$E_{IhiMV} = \left(\frac{1 A_{r.m.s.}}{\sqrt{K_{Zi}}} \right) \cdot \left(\frac{G_{hMV}}{D_{Uh}} \right) \cdot \left(\frac{1}{\alpha F_{MV}} \right) \quad (D.2)$$

en ampères (valeur efficace).

NOTE – Dans le cas du critère à injection de courant constant, critère a): $K_{Zi} = 1$;
– dans le cas du critère à injection de courant inversement proportionnelle à l'impédance au PCC concerné, critère c): $\sqrt{K_{Zi}}$ doit être remplacé par K_{Zi} .

Les limites d'émission en courant correspondantes, du courant fondamental relatif à la puissance souscrite, deviennent:

$$E_{IhiMV} \% = 100 \cdot \frac{E_{IhiMV}}{S_i \cdot (\sqrt{3} \cdot U_N)} \quad (D.3)$$

où

E_{IhiMV} est la limite d'émission permise en courant harmonique de rang h, pour la charge i alimentée directement en moyenne tension (valeur efficace en A);

$E_{IhiMV} \%$ est la limite d'émission permise en courant harmonique de rang h, pour la charge i alimentée directement en moyenne tension (valeur relative en % du courant correspondant à la puissance souscrite),

G_{hMV} est l'émission harmonique totale de rang h en tension, correspondant à l'ensemble des charges alimentées directement en moyenne tension (exprimée en %);

D_{Uh} est la tension harmonique la plus élevée de rang h apparaissant en un point quelconque du réseau étudié, due à l'injection de courants harmoniques de rang h selon la loi de répartition le long de la ligne qui a été retenue (exprimée en %) (voir évaluation à l'article D.3),

$K_{Zi} = Z_{1PCCi} / Z_{1BB}$ ou I_{scBB} / I_{scPCCi} ainsi que défini en D.2;

F_{MV} est le facteur de foisonnement des charges moyenne tension susceptibles de perturber le système simultanément (la valeur est fonction de la nature des charges et des caractéristiques du réseau, valeur moyenne = 0,4);

$S_i = P_i / \cos \phi$, est la puissance souscrite par l'utilisateur i (kVA);

$P_i = S_{MV} \cdot \cos \phi / N$ est la puissance active souscrite par l'utilisateur i (kW);

S_{MV} est la puissance totale des charges raccordées directement en moyenne tension (en saturation de la capacité d'alimentation du réseau) au moyen du transformateur HT/MT qui alimente la ligne;

N est le nombre de charges MT supposées sur le réseau de distribution moyenne tension (nombre de charges alimentées à partir du même jeu de barres);

U_N est la tension nominale du réseau de distribution (kV).

Les limites ci-dessus, évaluées pour une configuration de référence du réseau à un niveau donné, peuvent servir de base pour établir des limites appropriées à diverses configurations qui n'impliquent pas de grandes variations de l'impédance harmonique, de la charge totale et de la répartition des charges entre moyenne et basse tension. (Les variations de quelques paramètres tels que F_{MV} , F_{MI} , le nombre d'utilisateurs de puissance souscrite (S_i) n'ont pas pour conséquence de grandes variations de l'impédance harmonique dans la nouvelle configuration du réseau, si la charge totale du réseau au niveau considéré reste à peu près constante.)

D.4 Evaluation of the harmonic current emission limits

The last step of the method is to evaluate the admissible harmonic current injections (limits) for all nodes where the considered loads are to be supplied, taking into account the previous system harmonic response and the previous assumed harmonic injection distribution along the feeders.

In case of constant harmonic power (criterion b), for each harmonic order the value of the allowed emission current limits for the system under study can be evaluated as follows:

$$E_{IhiMV} = \left(\frac{1A_{r.m.s.}}{\sqrt{K_{Zi}}} \right) \cdot \left(\frac{G_{hMV}}{D_{Uh}} \right) \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{F_{MV}}} \right) \quad (D.2)$$

in amps (r.m.s.).

NOTE – In case of constant harmonic current injection, criterion a): $K_{Zi} = 1$:

– in case of harmonic current injection inversely proportional to the PCC impedance, criterion c): $\sqrt{K_{Zi}}$ is to be replaced by K_{Zi} .

The corresponding allowed emission current limits expressed in percent of the fundamental current corresponding to the agreed power become:

$$E_{IhiMV} \% = 100 \cdot \frac{E_{IhiMV}}{S_i / (\sqrt{3} \cdot U_N)} \quad (D.3)$$

where

E_{IhiMV} is the allowed harmonic current emission limit of order h for the load (i) directly supplied at MV (A_{r.m.s.});

$E_{IhiMV}\%$ is the allowed harmonic current emission limit of order h for the load (i) directly supplied at MV (percent of agreed current);

G_{hMV} is the total harmonic voltage emission of order h for all the loads directly supplied at MV (%);

D_{Uh} is the highest harmonic voltage of order h that takes place anywhere in the considered system, due to the set of reference current injections, evaluated as per clause D.3 (%);

K_{Zi} is the Z_{1PCCi} / Z_{1BB} or I_{scBB} / I_{scPCCi} as defined in clause D.2;

F_{MV} is the coincidence factor for MV loads distorting simultaneously (value depending on loads and system characteristics, mean value = 0,4);

S_i = $P_i / \cos \phi$: agreed power of the individual consumer (i) (kVA);

P_i = $S_{MV} \cdot \cos \phi / N$: active agreed power of the individual consumer (i) (kW);

S_{MV} is the total power of the loads directly supplied at MV (at saturation of the supply system capacity), through the HV/MV feeder transformer;

N is the assumed number of MV loads of the considered MV distribution system (number of loads supplied from the same busbar);

U_N is the nominal voltage of the distribution system (kV).

The above limits, evaluated for a reference system configuration, can be used as a basis for the evaluation of limits relevant to different system configurations, which do not imply strong variations of the harmonic impedance, the total load and the load share between MV and LV, at the considered stage of the system. (The variations of some parameters such as F_{MV} , F_{ML} , number of individual consumers with agreed power (S_i), do not imply large variations of the harmonic impedance of the new system configuration, if the total load at the considered system remains approximately the same.)

Lorsque ces conditions sont remplies, on peut fixer des limites d'émission paramétriques, en notant les paramètres et limites du cas de référence à l'aide de l'indice «_{ref}». Par exemple, le niveau MT peut être traité comme suit:

- cas où pratiquement S_i est seule à changer:

$$E_{hiMV\%} = \left(\frac{S_i}{S_{iref}} \right)^{1/\alpha} \cdot E_{hiMVref\%} \cdot \left(\frac{S_{iref}}{S_i} \right) (\%) \quad (D.4)$$

- cas où pratiquement S_i et F_{MV} sont seuls à changer:

$$E_{hiMV\%} = \left(\frac{S_i}{S_{iref}} \cdot \frac{F_{MVref}}{F_{MV}} \right)^{1/\alpha} \cdot E_{hiMVref\%} \cdot \left(\frac{S_{iref}}{S_i} \right) \% \quad (D.5)$$

D.5 Systèmes à haute tension

L'application de la méthode présentée en annexe E à un réseau haute tension maillé, ou à un réseau très haute tension, constitue une approche alternative à celle donnée en 7.2. On doit alors suivre les étapes ci-dessous.

- Evaluation d'un objectif d'émission totale en HT.

Sur la base d'une hypothèse raisonnable, confirmée par l'expérience sur un réseau national européen, selon laquelle aux heures de pointe sur le réseau HT les niveaux de compatibilité ou les niveaux de planification de la HT sont répartis à raison de 80 % venant des charges perturbatrices en HT et de 20 % venant des charges MT et BT, on peut évaluer l'objectif d'émission totale sur le réseau HT par:

$$G_{hHV} = 0,8 \cdot L_{hHV} \% \quad (D.6)$$

où

G_{hHV} est l'émission harmonique totale de rang h due aux charges alimentées directement en HT (%);

L_{hHV} est le niveau de planification harmonique de rang h pour le réseau HT (%).

(En cas de doute, on peut évaluer l'effet des charges déformantes de la MT et de la BT sur le réseau HT au moyen d'une simulation classique sans se préoccuper de l'injection due aux charges raccordées en HT ou en THT).

- Définition de la répartition des charges alimentées directement en haute tension, en condition de pleine utilisation du réseau. Ceci implique, pour un réseau HT maillé, l'analyse de certaines conditions de charge.
- Déclaration de l'hypothèse de répartition de l'injection des courants harmoniques. Le critère de courant harmonique maximal injecté constant est recommandé sur les réseaux HT maillés. (Manifestement, pour évaluer la réponse du système, il ne faut prévoir les injections qu'aux points où des charges sont alimentées directement en HT, et prendre la valeur de chaque élément de l'injection de référence proportionnelle à la taille de la charge prévue.)

En cas de doute dû à la grande puissance de la charge perturbatrice et/ou aux caractéristiques du réseau, on suggère une étude spécifique détaillée et classique qui simule aussi les injections équivalentes dues aux charges MT et BT.

Dans tous les cas, les limites d'émission exprimées en tension harmonique ($E_{Uhi} = E_{Ihi} \cdot Z_h$) doivent rester dans la gamme:

- valeur minimale de $E_{UhiHV} = 0,1 \%$ (niveaux d'émission de base);
- valeur maximale de $E_{UhiHV} = G_{hHV}$.

Where these conditions are fulfilled, denoting with the suffix _{ref} the system parameters and the emission limits of the reference case, parametric emission limits can be given, for example for the MV, by the following expressions:

- in cases where practically only S_i changes:

$$E_{\text{hiMV}\%} = \left(\frac{S_i}{S_{\text{iref}}} \right)^{1/\alpha} \cdot E_{\text{hiMVref}\%} \cdot \left(\frac{S_{\text{iref}}}{S_i} \right) (\%) \quad (\text{D.4})$$

- in cases where practically only S_i and F_{MV} change:

$$E_{\text{hiMV}\%} = \left(\frac{S_i}{S_{\text{iref}}} \cdot \frac{F_{\text{MVref}}}{F_{\text{MV}}} \right)^{1/\alpha} \cdot E_{\text{hiMVref}\%} \cdot \left(\frac{S_{\text{iref}}}{S_i} \right) (\%) \quad (\text{D.5})$$

D.5 HV systems

An alternative approach to that given in 7.2, consists in applying the method presented in annex E to a meshed HV or EHV system following the steps listed below:

- To evaluate the HV target global emission:

The HV target global emission can be evaluated as given below, on the basis of the reasonable hypothesis, supported by experience in a national European power system, that in the HV peak hours the HV compatibility level or HV planning level is determined for 80 % by HV distorting loads and for 20 % by MV/LV loads (if doubts arise, the effect on HV/EHV systems of MV/LV distorting loads could be evaluated through classical simulation disregarding the injections of HV/EHV distorting loads).

$$G_{\text{hHV}} = 0,8 \cdot L_{\text{hHV}} (\%), \quad (\text{D.6})$$

where

G_{hHV} is the total harmonic voltage emission of order h for all the loads directly supplied at HV (%),

L_{hHV} is the harmonic voltage planning level of order h for HV (%).

- To define the load distribution, at saturated system, of the loads directly supplied at HV; for a HV meshed system generally this implies analyzing some load conditions.
- To assume the type of distribution of the harmonic current injection. For HV meshed systems the constant harmonic current injection criterion is recommended (obviously, in the evaluation of the system response the injections have to be foreseen only where loads are directly supplied at HV, and each element of the reference injection set has to be linearly proportional to the size of the foreseen load).

When doubts arise due to the high rating of the distorting load and/or the network characteristics, a specific classical detailed study is suggested, simulating also the equivalent injections of MV and LV loads.

In any case, the emission limits, expressed in harmonic voltage ($E_{\text{Uhi}} = E_{\text{Ihi}} \cdot Z_h$) shall be in the range:

- minimum value: $E_{\text{UhiHV}} = 0,1 \%$ (basic emission level);
- maximum value: $E_{\text{UhiHV}} = G_{\text{hHV}}$.

Annexe E (informative)

Exemple d'application des approches proposées pour évaluer les limites d'émission

Pour plus de détails sur cet exemple, on peut consulter l'annexe H de la référence bibliographique [11].

E.1 Réseau de référence et hypothèses

Afin de faciliter l'application des diverses approches qui sont proposées dans le présent rapport, pour évaluer les limites d'émission harmonique à utiliser au stade 2, la présente annexe donne un exemple relatif à l'évaluation de l'émission harmonique de charges MT.

Pour que l'application des méthodes proposées soit possible au moyen de calculs manuels, on n'examine qu'un réseau de référence simple et on pose des hypothèses simplificatrices.

On analyse un réseau de distribution 20 kV illustré en figure E.1. Le système se compose de six lignes aériennes 20 kV d'une longueur de 25 km alimentées par un transformateur HT/MT de 40 MVA. Au niveau de saturation du système, et en prenant en compte la capacité de surcharge ainsi que le facteur d'utilisation du transformateur HT/MT, la puissance totale fournie est de 44 MVA ($S_t = 40 \times 1,3 \times 0,85 = 44$).

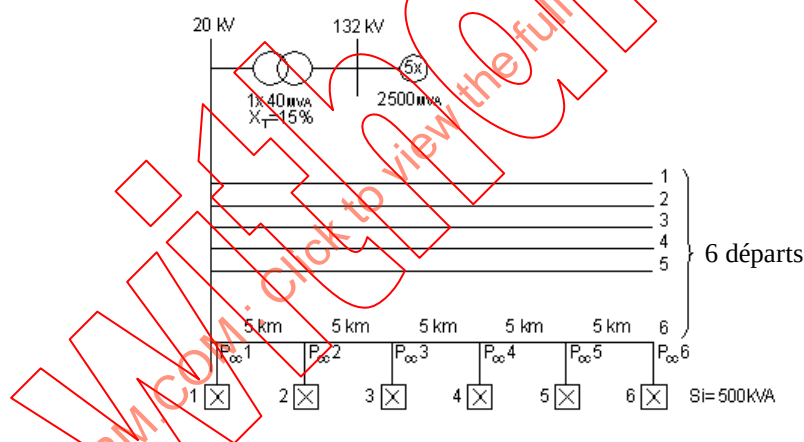


Figure E.1 – Réseau de distribution de six lignes – six charges par ligne

$S_i = 40 \times 1,3 \times 0,9 \times 0,4 / (6 \cdot 6) = 500 \text{ kVA}$ – Ligne principale: longueur 25 km
(0,35 Ω / km à la fréquence fondamentale)

La répartition des charges, 40 % en MT et 60 % en BT, correspond à une moyenne. La puissance fournie en MT est de 18 MVA ($S_{MV} = 44 \times 0,4 = 18$) et la puissance fournie en BT est de 26 MVA ($S_{BT} = 44 \times 0,6 = 26$).

Afin d'obtenir des résultats de portée suffisamment générale, on suppose une égale répartition le long de chaque ligne de six charges MT égales, représentées en figure E.1. La puissance S_{MV} est donc partagée entre 36 charges égales S_i de 500 kVA.

Les autres paramètres sont supposés de valeurs types relatives à un réseau de distribution (Italie); les définitions en sont données en 7.2:

$$F_{ML} = 0,5; F_{MV} = 0,4 \text{ et } T_{hHM} = 1$$

Annex E (informative)

Example of application of the approaches proposed for assessing emission limits

For more details concerning this example refer to appendix H [11].

E.1 Reference network and assumptions

In order to facilitate the application of the various approaches proposed in this report for assessing harmonic emission limits at stage 2, an example related to the evaluation of the harmonic emission for MV loads is given in this annex.

In order to make it possible to verify the application of the proposed methods through manual calculations, a simple reference network is considered and assumptions are made to simplify calculations.

A 20 kV distribution network as shown in figure E.1 is analyzed. The system consists of six 20 kV overhead feeders of 25 km length fed by one HV/MV 40 MVA transformer. At saturation of the system, taking into account the overload capacity and the maximum utilization factor of the HV/MV transformer, the total load power supplied is 44 MVA ($S_t = 40 \times 1,3 \times 0,85 = 44$).

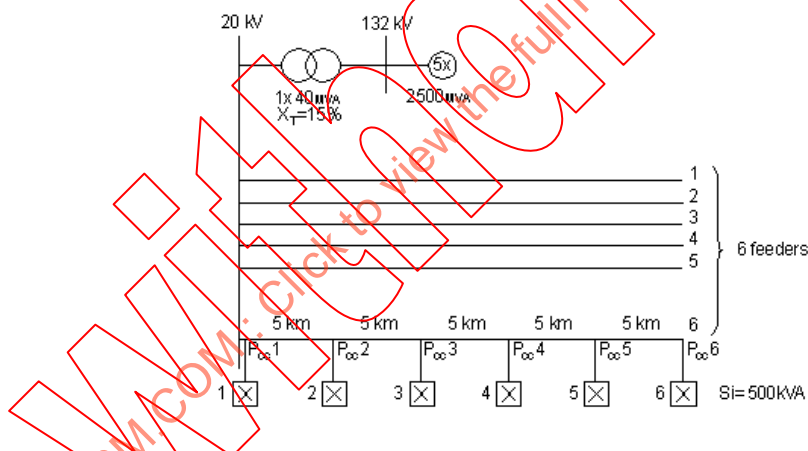


Figure E.1 – Reference MV distribution network six feeders, six loads / feeder

$S_i = 40 \times 1,3 \times 0,9 \times 0,4 / (6 \cdot 6) = 500 \text{ kVA}$ – Main feeder: 25 km length
(0,35 Ω /km at fundamental frequency)

The sharing between the MV and LV loads is arbitrary and is assumed to be 40 % in MV, and 60 % in LV. The power supplied at MV is 18 MVA ($S_{MV} = 44 \cdot 0,4 = 18$) and the power supplied at LV is 26 MVA ($S_{LV} = 44 \cdot 0,6 = 26$).

In order to obtain representative results, a distribution of six equal MV loads along each feeder as shown in figure E.1 is assumed. Therefore, the power S_{MV} is shared between 36 loads of equal size, that is $S_i = 500 \text{ kVA}$.

Other network parameters are assumed based on the typical values for a distribution system (Italy); the definition of these parameters is given in 7.2:

$$F_{ML} = 0,5, F_{MV} = 0,4 \text{ and } T_{hHM} = 1.$$

Afin de réduire les calculs manuels à leur minimum, on admet les hypothèses suivantes:

- on limite le calcul du rang harmonique 5;
- on considère qu'il n'y a pas d'impédance parallèle le long des lignes;
- la prise en compte des impédances harmoniques est limitée aux seules parties réactives; l'impédance harmonique, déduite de l'impédance de court-circuit, est supposée proportionnelle à la fréquence (pas de résonance); les valeurs au rang 5, calculées à partir des paramètres de la figure E.1 sont données dans le tableau ci-dessous.

Tableau E.1 – Impédance harmonique au rang 5 aux PCC

Noeud PCC n°	Distance du jeu de barres km	Impédance harmonique au rang 5 Ohms
1	0	8,55
2	5	17,3
3	10	26,0
4	15	34,8
5	20	43,5
6	25	52,3

Par la suite, on calcule les limites d'émission au moyen des trois approches différentes présentées dans ce rapport:

- première approche selon 7.2.2.1 et 7.2.2.2;
- deuxième approche selon 7.2.2.1 et 7.2.2.2;
- troisième approche selon 7.2.2.2 et annexe D.

E.2 Première approche

Les limites d'émission en tension doivent être calculées à partir des équations (13) et (18) puis converties en limites d'émission en courant à l'aide de l'équation (21).

La contribution totale acceptable G_{hMV+LV} à l'harmonique 5 peut se lire directement sur le tableau 8:

$$G_{hMV+LV} = 4 \%$$

Les limites individuelles d'émission harmonique pour les charges raccordées en MT ($S_i = 500$ kVA) sont calculées par l'équation (18), avec $\alpha = 1,4$ pour $h = 5$ (selon le tableau 5):

$$E_{Uhi} = 4 \% \cdot 1,4 \sqrt{\frac{500}{44\ 000}} = 0,163 \% \quad (E.1)$$

La limite acceptable d'émission harmonique en tension peut être convertie en limite d'émission harmonique en courant par division de la tension par l'impédance harmonique au PCC de chaque usager (équation (21)). Dans l'équation donnée ci-dessous, les limites d'émission en courant sont exprimées en % du courant de charge qui correspond à S_i , la puissance souscrite par l'usager, dont l'installation est raccordée à un PCC d'où l'impédance harmonique est Z_h , et pour un réseau MT de tension nominale U_N il vient:

$$E_{Ihi} \% = \left(\frac{E_{Uhi} \% \cdot 1\ 000 \cdot U_N^2}{Z_h \cdot S_i} \right) \quad (E.2)$$

With the purpose of reducing manual calculations to a minimum, the following assumptions are also adopted:

- only the emission limits related to the fifth harmonic are computed;
- no shunt impedances (phase to ground) are considered along the feeders;
- only the reactive part of the harmonic impedance is represented. Its value is derived from the short-circuit impedance and assumed to increase linearly with the frequency (no resonances). Values for the fifth harmonic impedance computed from the parameters shown in figure E.1 are given in table E.1.

Table E.1 – Fifth harmonic impedance at PCC nodes C

PCC node No.	Distance from P.S. km	Fifth harmonic impedance $Z_h = 5$ Ohms
1	0	8,55
2	5	17,3
3	10	26,0
4	15	34,8
5	20	43,5
6	25	52,3

In the following, emission limits will be calculated for the three different approaches presented in this report:

- first approximation of 7.2.2.1 and 7.2.2.2;
- second approximation of 7.2.2.1 and 7.2.2.2;
- third approximation of 7.2.2.2 and annex D.

E.2 First approximation

Voltage emission limits will be calculated according to equations (13) and (18) and then converted to current emission limits applying equation (21).

The acceptable global contribution G_{hMV+LV} at fifth harmonic is obtained directly from table 8:

$$G_{hMV+LV} = 4 \%$$

The evaluation of the individual harmonic emission limits for the loads connected at MV ($S_i = 500$ kVA) is carried out applying equation (18), with $\alpha = 1,4$ for $h = 5$ (from table 5):

$$E_{Uhi} = 4 \% \cdot 1,4 \sqrt{\frac{500}{44\,000}} = 0,163 \% \quad (E.1)$$

The allowed harmonic voltage emission limit can be converted to a harmonic current emission limit by dividing the voltage by the harmonic impedance at the PCC nodes of the consumers, that is equation (21). In the equation given below, the harmonic current emission limit is expressed in percent of the load current for a consumer of agreed power S_i connected at a PCC where the harmonic impedance is Z_h and for a MV system of nominal voltage U_N :

$$E_{Ihi} \% = \left(\frac{E_{Uhi} \% \cdot 1\,000 \cdot U_N^2}{Z_h \cdot S_i} \right) \quad (E.2)$$

Pour les charges raccordées au noeud 1, $Z_h = 8,55 \, \Omega$, ainsi:

$$E_{hi} \% = \left(\frac{0,163 \% \cdot 1\,000 \cdot 20^2}{8,55 \cdot 500} \right) = 15,2 \% \quad (\text{E.3})$$

De même, pour les charges raccordées au noeud 6, $Z_h = 52,3 \, \Omega$:

$$E_{hi} \% = \left(\frac{0,163 \% \cdot 1\,000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} \right) = 2,5 \% \quad (\text{E.4})$$

Le tableau E.2 donne les résultats calculés pour les autres charges raccordées aux autres noeuds le long de la ligne.

Tableau E.2 – Limites d'émission de courant harmonique de rang 5 calculées conformément à la première approche (en supposant implicitement $F_{MT} = 1$)

Noeud PCC n°	Distance de la source km	E_{hi} (%) ¹⁾
1	0	15,2
2	5	7,55
3	10	5,0
4	15	3,75
5	20	3,0
6	25	2,5

¹⁾ % du courant de charge de l'installation de chaque utilisateur ont la puissance souscrite est $S_i = 500 \, \text{kVA}$.

E.3 Deuxième approche

Dans le cadre de la deuxième méthode, la contribution globale des charges MT directement alimentées en MT s'obtient à partir de l'équation (14):

$$G_{hMV} = \sqrt{\frac{S_{MV}}{S_{MV} + S_{LV} \cdot F_{ML}}} \cdot \left[L_{hMV}^\alpha - (T_{hHM} \cdot L_{hHV})^\alpha \right] \quad (\text{E.5})$$

A partir des valeurs données en E.1 et avec $L_{hHT} = 2 \, \%$ et $L_{hMT} = 5 \, \%$ (issus du tableau 2), on obtient:

$$G_{hMV} = \sqrt[14]{\frac{18}{18 + 26 \cdot 0,5}} \cdot \left[5^{14} - (1 \cdot 2)^{14} \right] = 2,7 \% \quad (\text{E.6})$$

For loads connected at node 1, $Z_h = 8,55 \, \Omega$, thus:

$$E_{Ihi} \% = \left(\frac{0,163 \% \cdot 1000 \cdot 20^2}{8,55 \cdot 500} \right) = 15,2 \% \quad (E.3)$$

Similarly, for loads connected at node 6, $Z_h = 52,3 \, \Omega$:

$$E_{Ihi} \% = \left(\frac{0,163 \% \cdot 1000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} \right) = 2,5 \% \quad (E.4)$$

Table E.2 gives results computed for loads connected to other nodes along the feeder.

Table E.2 – Fifth harmonic current emission limits computed according to the first approximation (implicitly assuming that $F_{MV} = 1$)

PCC node No.	Distance from P.S. km	$E_{Ihi} (\%)^{1)}$
1	0	15,2
2	5	7,55
3	10	5,0
4	15	3,75
5	20	3,0
6	25	2,5

¹⁾ % of the load current of each single consumer of agreed power $S_i \geq 500 \text{ kVA}$.

E.3 Second approximation

For the second approximation, the acceptable global contribution of the MV loads directly supplied at MV is obtained from equation (14):

$$G_{hMV} = \sqrt[14]{\frac{S_{MV}}{S_{MV} + S_{LV} \cdot F_{ML}}} \cdot \left[L_{hMV}^\alpha - (T_{hHM} \cdot L_{hHV})^\alpha \right] \quad (E.5)$$

Substituting for the values given in E.1, with $L_{hHV} = 2 \%$ and $L_{hMV} = 5 \%$ (from table 2), we have:

$$G_{hMV} = \sqrt[14]{\frac{18}{18 + 26 \cdot 0,5}} \cdot \left[5^{14} - (1 \cdot 2)^{14} \right] = 2,7 \% \quad (E.6)$$

L'évaluation des limites d'émission individuelles des charges MT se pratique par l'application de l'équation (18):

$$E_{UhiMV} = G_{hMV} \sqrt{\frac{S_i}{S_{MV} \cdot F_{MV}}} \quad (E.7)$$

$$E_{UhiMV} = 2,7 \% \sqrt[1,4]{\frac{500}{18\,000 \cdot F_{MV}}} \quad (E.8)$$

ce qui, pour des valeurs de $F_{MT} = 1,0$ et $0,4$, conduit respectivement à:

- pour $F_{MV} = 1,0$: $\Rightarrow E_{UhiMV} = 0,2 \%$
- et pour $F_{MV} = 0,4$: $\Rightarrow E_{UhiMV} = 0,4 \%$

On peut convertir les limites d'émission en tension ci-dessus en limites d'émission en courant, exprimées en % du courant souscrit par l'utilisateur i au moyen de la même équation que celle utilisée en E.2, c'est à dire l'équation (21). Par exemple, pour les charges raccordées au noeud 6, $Z_h = 52,3 \, \Omega$, et ainsi:

pour $F_{MV} = 1,0$:

$$E_{Ihi} \% = \frac{0,2 \% \cdot 1\,000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} = 3,0 \% \quad (E.9)$$

pour $F_{MV} = 0,4$

$$E_{Ihi} \% = \frac{0,4 \% \cdot 1\,000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} = 6,1 \% \quad (E.10)$$

Le tableau E.3 donne les résultats aux autres noeuds le long de la ligne.

Tableau E.3 – Limites d'émission de courant harmonique de rang 5 calculées conformément à la deuxième approche

Noeud PCC n°	Distance du jeu de barres km	E_{IhiMV} for $F_{MV} = 1$ ‰ ¹⁾	E_{IhiMV} for $F_{MV} = 0,4$ ‰ ¹⁾
1	0	18,7	37,4
2	5	9,25	17,5
3	10	6,15	12,3
4	15	4,6	9,2
5	20	3,7	7,35
6	25	3,0	6,1

¹⁾ % du courant de charge de l'installation de chaque utilisateur dont la puissance souscrite est $S_i = 500 \text{ kVA}$.

E.4 Troisième approche

Il s'agit de l'approche présentée en 7.2.2.2 et décrite à l'annexe D. Elle a pour objet de tenir compte du fait que l'application des règles ci-dessus, à des charges réparties tout au long d'une ligne, peut conduire à spécifier des limites d'émission trop strictes aux usagers dont les installations sont raccordées en bout de ligne, là où la puissance de court-circuit est sensiblement plus faible qu'à proximité du jeu de barres.

The evaluation of the individual emission limits for the MV loads is made by application of equation (18):

$$E_{UhiMV} = G_{hMV} \sqrt{\frac{S_i}{S_{MV} \cdot F_{MV}}} \quad (E.7)$$

$$E_{UhiMV} = 2,7 \% \sqrt[14]{\frac{500}{18\,000 \cdot F_{MV}}} \quad (E.8)$$

For values of F_{MV} equal to 1,0 and 0,4 respectively, we obtain:

- for $F_{MV} = 1,0: \Rightarrow E_{UhiMV} = 0,2 \%$
- and for $F_{MV} = 0,4: \Rightarrow E_{UhiMV} = 0,4 \%$

Converting the above voltage emission limits in current emission limits expressed in percent of the agreed current of the consumer i can be done using the same equation as in clause E.2, that is equation (21). For instance, for loads connected at node 6, $Z_1 = 52,3 \, \Omega$, thus:

for $F_{MV} = 1,0$:

$$E_{Ihi} \% = \frac{0,2 \% \cdot 1000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} = 3,0 \% \quad (E.9)$$

for $F_{MV} = 0,4$:

$$E_{Ihi} \% = \frac{0,4 \% \cdot 1000 \cdot 20^2}{52,3 \cdot 500} = 6,1 \% \quad (E.10)$$

Table E.3 gives results computed for loads connected to other nodes along the feeder.

Table E.3 – Fifth harmonic current emission limits computed according to the second approximation

PC node No.	Distance from P.S. km	E_{IhiMV} for $F_{MV} = 1$ % ¹⁾	E_{IhiMV} for $F_{MV} = 0,4$ % ¹⁾
1	0	18,7	37,4
2	5	9,25	17,5
3	10	6,15	12,3
4	15	4,6	9,2
5	20	3,7	7,35
6	25	3,0	6,1

¹⁾ percent of the load current of each single consumer of agreed power $S_i = 500$ kVA.

E.4 Third approximation

This is the approach introduced in 7.2.2.2. and described in annex D in order to take into account that when the loads are spread along the feeders, application of the above approaches may result in specifying too strict harmonic current limits for consumers connected far away on the line where the short-circuit level is significantly lower than at the station busbar.

Le calcul de la contribution totale acceptable des charges MT directement raccordées en MT est conduit de la même façon qu'en deuxième approche, ainsi qu'elle est détaillée à l'article E.3.

On évalue les limites d'émission en suivant les étapes décrites en annexe D.

E.4.1 Définition de la répartition des injections harmoniques le long de la ligne

Dans cet exemple, on considère trois types de répartition tels que ceux définis à l'article D.2:

a) injection de courant harmonique constante: $I_h = 1$ A en valeur efficace (constant pour tous les PCC le long de la ligne);

b) injection de puissance harmonique constante: $I_h = 1/\sqrt{K_{zi}}$; par exemple au PCC du noeud 6 on obtient:

$I_h = 1/\sqrt{6,12} = 0,404$ A en valeur efficace; toutes les valeurs de référence d'injection sont données au tableau E.4, colonne 4;

c) injection harmonique inversement proportionnelle à l'impédance vue du PCC: $I_h = 1/K_{zi}$; par exemple au PCC correspondant au noeud 6, cela donne: $I_h = 1/6,12 = 0,163$ A en valeur efficace; toutes les valeurs calculées des courants injectés I_{hi} sont données au tableau E.4, colonne 5.

Tableau E.4 – Ensemble des injections de référence de rang 5

Noeud PCC n°	$K_{zi}^{1)}$	Injection de courant harmonique de référence- I_{5i} A, valeur efficace		
		Répartition a	Répartition b	Répartition c
1	1	1	1	1
2	2,02	1	0,703	0,494
3	3,05	1	0,575	0,328
4	4,07	1	0,496	0,246
5	5,09	1	0,443	0,196
6	6,12	1	0,404	0,163

¹⁾ $K_{zi} = Z_{1PCCi} / Z_{1BB}$
Pour le réseau examiné dans cet exemple, $Z_{1BB} = Z_1$ au PCC noeud 1.

E.4.2 Evaluation de la réponse harmonique en tension du système

Les trois étapes suivantes montrent une méthode possible d'évaluation de la réponse harmonique en tension du système:

- évaluer à chaque PCC la tension harmonique résultant de chaque source individuelle définie selon la répartition de référence;
- sommer en chaque noeud les effets individuels de toutes les sources par application de l'article 6.2 de ce rapport;
- retenir la plus forte tension harmonique qui apparaît au PCC le plus critique et la nommer D_{UH} ; c'est cette valeur qui sera prise en compte pour définir les limites d'émission.