

Chapitre 5

Notions sur les réseaux de transport et de distribution

LES RESEAUX DE TRANSPORT D'INTERCONNEXION ET DE DISTRIBUTION

Organisation des réseaux

Ils permettent de connecter les centres de production aux consommateurs, d'assurer une redondance dans l'alimentation en cas d'incident et ils assurent les échanges d'énergie avec nos voisins. La figure 1 schématise l'organisation du réseau, hiérarchisé en :

-**un réseau de transport à haute tension (400kV)** pour limiter les pertes joule ; les puissances transportées s'échelonnent entre 100 et 1000MW, ce réseau s'étend sur environ 21000 km. Pour des distances de transport supérieures à 500km, la tension peut s'accroître jusqu'à 750kV et il peut alors économiquement rentable d'effectuer le transport en courant continu à haute tension (HVDC), de façon à limiter la consommation d'énergie réactive de la ligne.

-**un réseau d'interconnexion haute tension (400kV, 225kV)**, qui assure la maillage entre les points de production et les points de consommation, ainsi que les échanges avec l'étranger ; on notera qu'à l'inverse des réseaux de transport et de distribution, les flux de puissance peuvent être bidirectionnels sur ce réseau. Ces lignes acheminent de 10 à 100MW, elles contribuent à une optimiser économiquement la disponibilité de l'électricité : le coût en investissement pour 1MW produit est égal au coût pour le transport sur 10000 km de ce même MW ; il est donc plus intéressant économiquement de minimiser le nombre de sites de production si on peut facilement les interconnecter aux consommateurs.

Les grandeurs électriques sont équilibrées sur le réseau de transport, par contre la tension peut subir des fluctuations significatives aux différents points de connexion. Les lignes sont majoritairement aériennes pour des raisons de moindre coût d'isolement.

-**un réseau d'interconnexion et de distribution moyenne tension (63-90kV)** pour les gros consommateur les centres régionaux de consommation, les flux d'énergie sont bidirectionnels de l'ordre de 10 à 100MW, ce réseau s'étend sur environ 57000 km.

-et enfin un **réseau étoilé de distribution pour les gros consommateurs industriels (20kV) et les particuliers (400V)**. Sur ce réseaux, les flux d'énergie sont unidirectionnels vers le consommateur. Toutefois, depuis quelques années des unités de cogénération et des éoliennes ont été connectées au réseau de distribution (production de quelques MW au maximum). Des conditions de raccordement et des protections spécifiques ont été mises en place pour adapter

ces moyens de production au système de protection existant. Le réseau de distribution est organisé en réseaux moyenne tension et basse tension dont les caractéristiques sont données au tableau I. Dédié aux consommateurs, sa tension y est plus stable (230V \pm 10% norme européenne en 2003), les courants peuvent être déséquilibrés. Les consommateurs de plusieurs centaines de kW sont connectés au réseau MT.

Tension	Distance installée
MT 20 kV	590 000 km
BT 380/220 V	630 000 km

En France, 658 000 transformateurs relient les réseaux MT et BT.

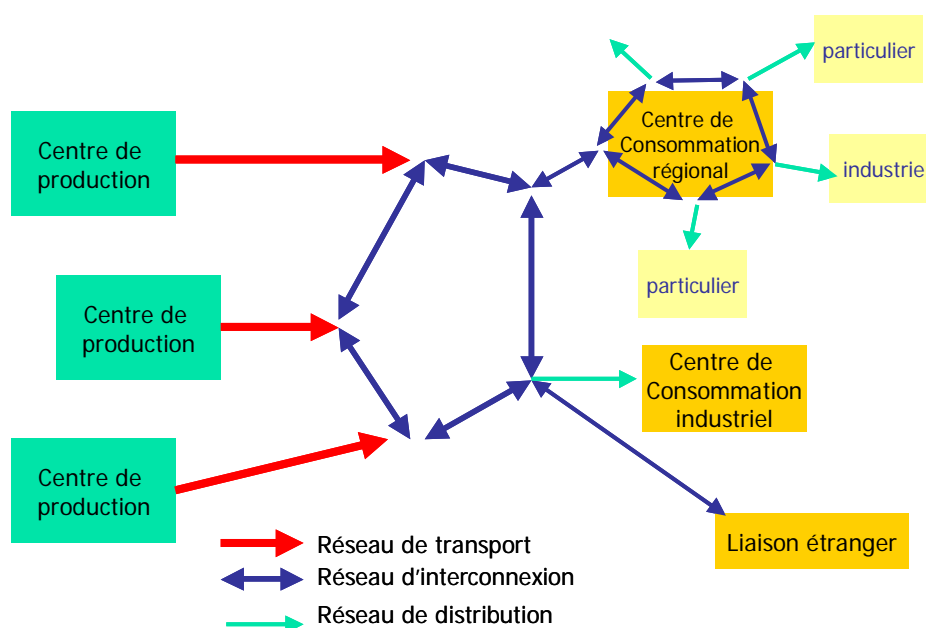


Figure 1 : organisation schématique du réseau d'énergie

Les contraintes de gestion des deux types de réseaux (réseau de transport/interconnexion et réseau de distribution) étant différentes, ceux-ci sont découplés au niveau des postes de transformation. La stabilisation de la tension sur le réseau de transport et d'interconnexion est assurée par le réglage de l'énergie réactive. Ceci n'étant pas possible pour le réseau de distribution (hormis pour les gros consommateurs reliés au réseau de distribution MT qui sont incités à contrôler l'énergie réactive par la tarification), on utilise des transformateurs à rapport variable en charge pour contrôler localement la tension. En France, ces transformateurs à réglage en charge se situent dans les postes sources reliant la haute tension (63kV ou 90kV) à la moyenne tension (20kV). Les transformateurs MT/BT disposent aussi d'une possibilité de réglage, mais manuelle et hors charge.

L'objectif principal du réglage en charge au niveau du poste source est de maintenir le réseau moyenne tension dans la plage de tension contractuelle (tension nominale \pm 5%) pour l'ensemble des charges.

L'ensemble du réseau français est piloté par un dispatching national et sept dispatching régionaux. Les protections disposées sur ce réseau sont adaptées à la structure maillée (protections de distance sur les lignes et protections différentielles dans les postes). Les

dispatching départementaux gèrent les réseaux MT. Leur rôle est d'assurer l'équilibrage entre consommation et production selon un plan préétabli.

Interconnexion avec les réseaux étranger

L'interconnexion avec les réseaux étranger permet d'accroître la stabilité du réseau, une meilleure gestion des énergies primaires et d'accroître la disponibilité de l'électricité. En effet, au niveau européen, selon les périodes de l'année, il est préférable d'utiliser les centrales nucléaires françaises que les centrales à charbon ou gaz allemandes. Ceci se traduit donc par des flux importants transfrontaliers. L'exemple de la figure 2 montre les flux européens dans le cas de transfert de 100MW entre l'Allemagne (-100MW) et le Portugal (+100MW). On constate donc que tous les réseaux interconnectés participent à cet échange de façon plus ou moins importante en rapport à leur situation géographique dans l'échange. En l'occurrence la France voit passer la totalité de cette puissance. Ceci n'est donc pas sans conséquences sur le dimensionnement et la stabilité du réseau dans les pays « carrefour », dont le nôtre.

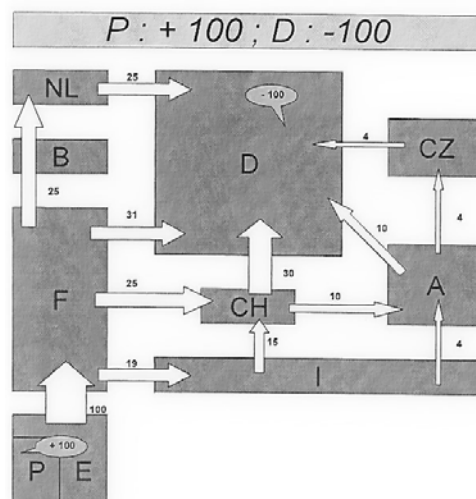


Figure 2 : flux d'énergie dans un échange entre l'Allemagne et le Portugal

Le problème de la stabilité du réseau européen est illustré à la figure 3, il représente une situation donnée d'échange, suivie par la perte brutale de production de 1GW en Belgique [AMP 00]. On constate une réaction de tous les réseaux riverains pour compenser cette perte de production. On remarquera que les réseaux non immédiatement riverains sont aussi sollicités. Il faut évidemment que ces réseaux ne soient pas eux-mêmes en situation critique, faute de quoi le délestage de la liaison s'opère et le réseau déjà affaibli voit sa capacité « d'emprunt » disparaître, d'où un risque fort de blackout, ce phénomène a par exemple eu lieu en Italie durant l'été 2004, la Suisse n'ayant pu faire face à un appel subit de consommation en provenance d'Italie.

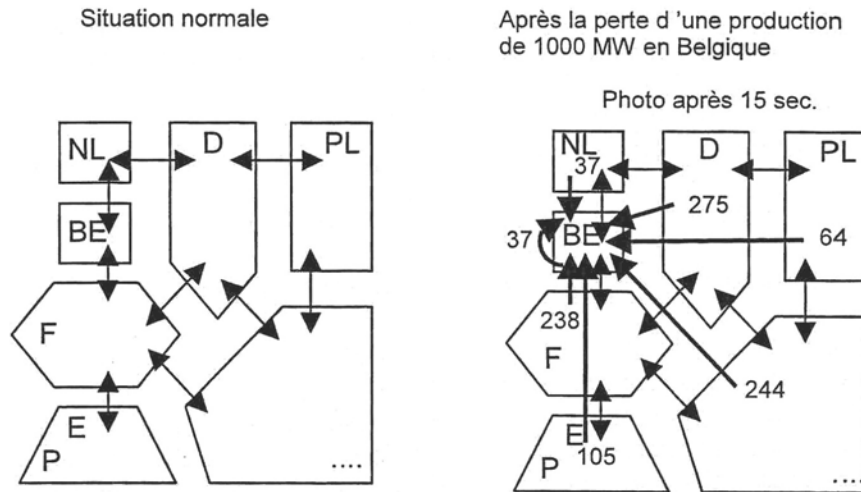


Figure 3 : compensation à l'échelon européen de 1GW de perte de production en Belgique

De l'interconnexion résulte le fait que les flux d'énergie active, même si leur transit est planifié, suivent les chemins de moindre impédance [BAS 96-2], ce qui a pour conséquence de faire apparaître des flux non désirés (et donc non programmés) dans les réseaux interconnectés. Ces deux aspects cumulés (flux indésirés et pertes locale de production) peuvent engendrer des situations de mise en danger des réseaux concernés avec un risque d'effondrement partiel du réseau européen.

La figure 4 illustre les échanges d'énergie (GWh) ayant eu lieu en Europe durant l'année 1999. On remarquera que la France est un exportateur net alors que d'autres pays (Angleterre, Italie, Pays-Bas) sont consommateurs nets.

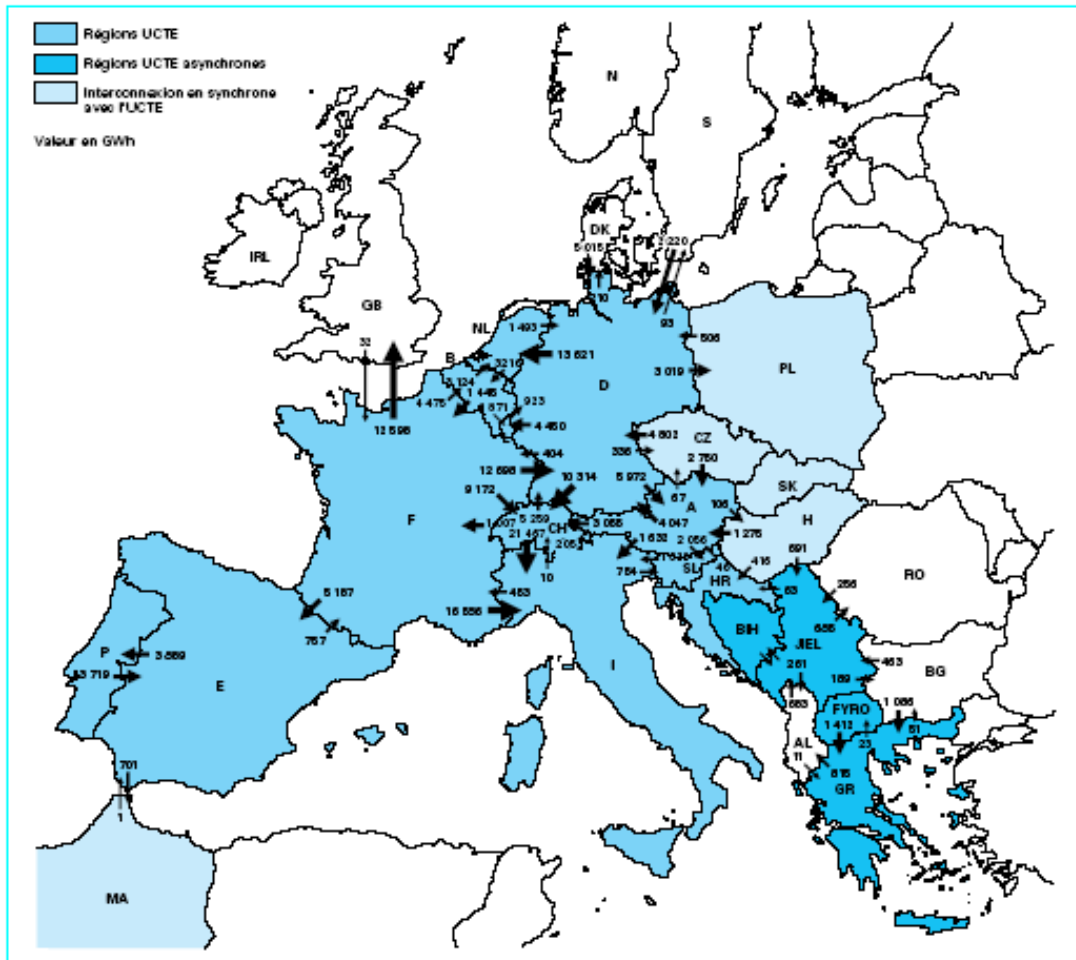


Figure 4 : échanges énergétiques en Europe (1999)

Principe de gestion de la production

L'électricité n'étant pas stockable à bas coût, la production doit donc s'adapter en permanence à la consommation au meilleur coût économique. On met donc en fonctionnement différents types de centrales de production selon le graphique de la figure 5 : le socle de consommation est assuré par le nucléaire, les cycles sont assurés par les autres moyens de production selon leur moindre coût d'exploitation (charbon, fuel, gaz, selon les cours mondiaux, la disponibilité et les saisons) les pointes de consommation sont assurées par les dispositifs les plus rapides à mettre en fonctionnement (hydraulique, importation)

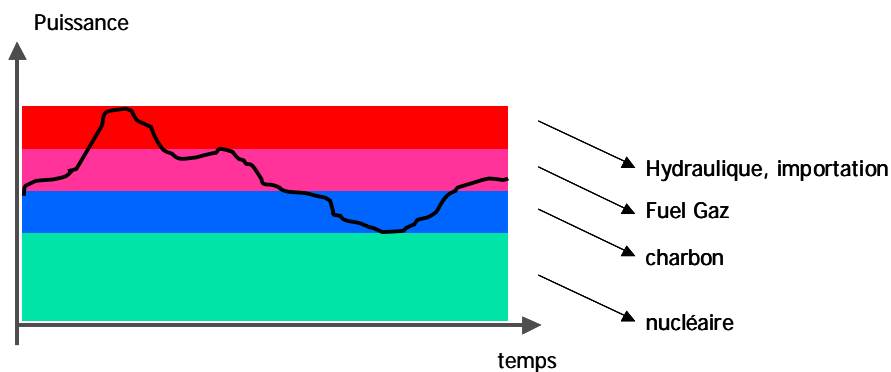


Figure 5 : stratégie de gestion des moyens de production de l'électricité

ELEMENTS DE CONDUITE D'UN RESEAU

Principe de réglage de puissance et de fréquence dans un réseau

Un certain nombre de contraintes de servitudes sont assignées aux centres de production pour assurer la stabilité d'un réseau de transport et au premier lieu **assurer l'équilibrage entre puissance demandée et puissance fournie, dans une plage de fréquence donnée** (la fréquence ne doit pas fluctuer de plus de 1,6% pour une variation de production de 3GW, elle doit être contenue dans une plage de tolérance de 180mHz en régime stationnaire).

On peut expliquer simplement ce point par ce qui suit et plus en détail dans [BAS 96]. Rappelons que les régulateurs des machines (thermiques ou hydrauliques) qui entraînent les alternateurs de production sont réglés de telle sorte que :

$$(1) \quad F_0 + \frac{P_0}{W_p} = \text{Cte}$$

F_0 et P_0 sont les consignes souhaitées de fréquence et de puissance électrique produite par l'alternateur. Le terme W_p est appelé énergie primaire de réglage. Pour un alternateur donné de puissance nominale P_{nominale} , on définit le rapport β par :

$$(2) \quad \beta = \frac{P_{\text{nominale}}}{W_p \cdot F_0}$$

β est appelé statisme du régulateur, il est de l'ordre de quelques % , d'où :

$$(3) \quad F_0 + \frac{P_0}{W_p} = \text{Cte} = F_0 \cdot (1 + \beta)$$

Pour une machine qui délivre une puissance $P_{\text{réel}}$ différente de la puissance P_0 , il en résulte donc un écart entre la fréquence réelle et la fréquence de consigne F_0 .

$$(4) \quad F_0 + \frac{P_0}{W_p} = \text{Cte} = F_{\text{réel}} + \frac{P_{\text{réel}}}{W_p}$$

Le résultat est généralisable à N machines connectées sur un réseau. On peut montrer que l'écart ΔP entre puissance consommée et puissance produite détermine l'écart de fréquence ΔF :

$$(5) \quad \Delta P = -\Delta F \cdot \sum_i^N W_{p_i}$$

En conséquence, si un accroissement de puissance est demandé au réseau, il en résulte une variation ΔF de fréquence commune à toutes les unités de production. Pour chaque unité, on a donc :

$$(6) \quad \Delta P_i = -\Delta F \cdot W_{p_i} = -\Delta F \cdot (P_{\text{nominale}}/\beta F_0) \quad \text{et} \quad \Delta P = \Delta P_1 + \dots + \Delta P_n$$

On remarque donc que la variation de puissance globale est répartie automatiquement sur toutes les unités de production, au prorata des énergies primaires. Ce mode de réglage permet d'assurer la stabilité des unités de production.

L'erreur de fréquence est d'autant plus faible que l'écart entre puissance produite et consommée est faible, ce qui nécessite une très bonne connaissance des fluctuations journalières et horaires de la consommation, et que la somme des énergies primaires de

réglage est grande. On constate ici l'intérêt d'un organisme centralisateur qui gère la production électrique. Des méthodes statistiques et prévisionnelles tenant compte de facteurs météorologiques et économiques sont utilisées pour la prévision de la production [BORN]. Remarquons que la fréquence dépend de l'ensemble des dispositifs de production et qu'elle leur est commune. Inversement, la tension peut fluctuer aux différents points du réseaux, c'est une grandeur locale.

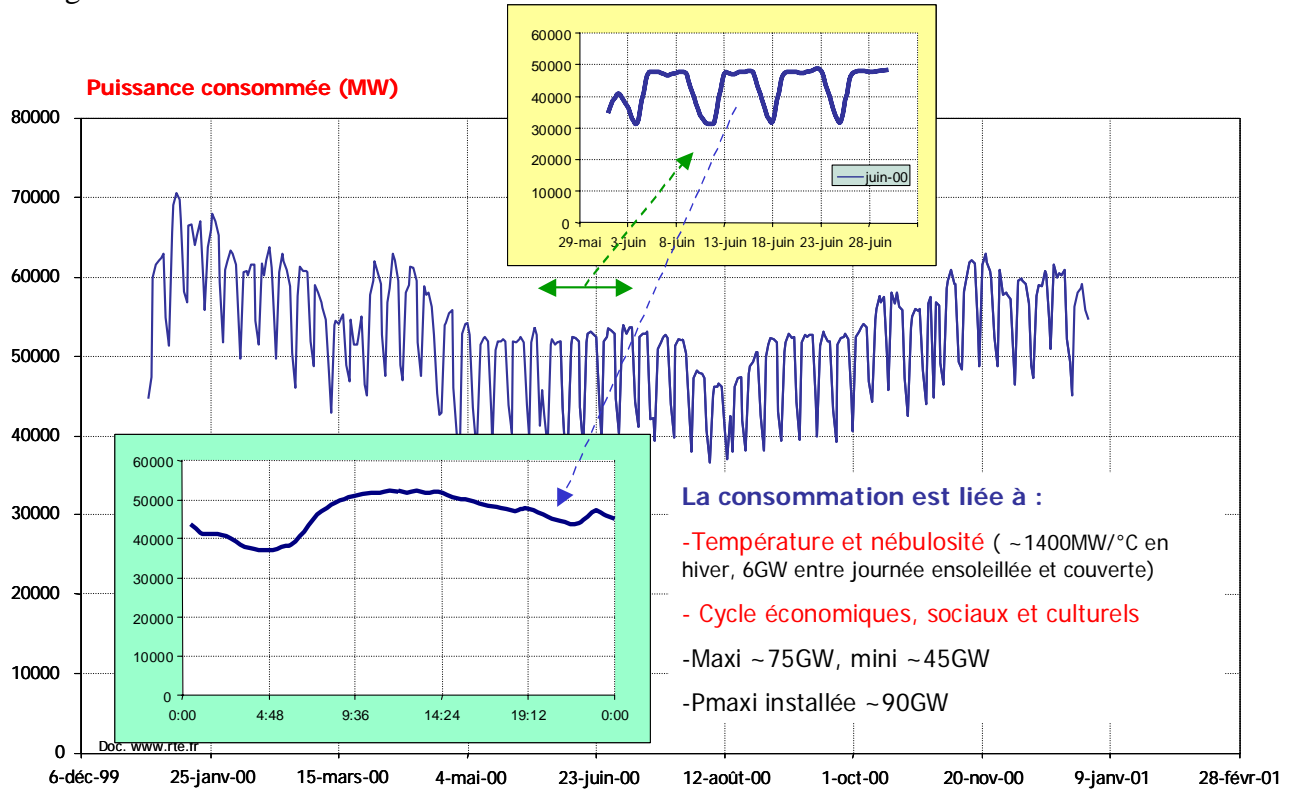


Figure 6 : consommation annuelle en France, mise en évidence des cycles mensuels, hebdomadaires et journaliers.

La figure 6 présente sur une année (2000) la puissance consommée, on observera les cycles hebdomadaires, journaliers et saisonniers, le graphique fournit quelques données statistiques sur les paramètres d'évolution de la consommation, nébulosité et température. Ainsi la prévision météorologique est elle fondamentale pour une bonne planification de la consommation. La figure 7 montre l'évolution de la production d'énergie électrique sur 20 ans selon le type d'énergie primaire, ainsi que la consommation française.

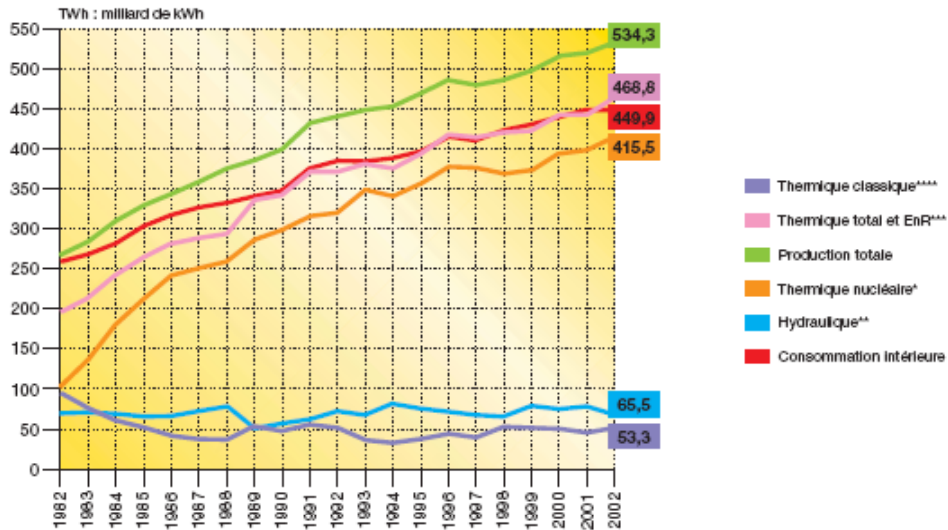


Figure 7 : production d'énergie électrique sur 20 ans par type de technologie

Echange d'énergie dans un réseau

On peut illustrer les principes de transport de la puissance et de l'énergie réactive dans une ligne grâce au cas simple représenté à la figure 8. On considère une ligne reliant deux points 1 et 2. La tension en 1 et 2 sont respectivement définies par :

$$(6) \quad \underline{V}_1 = V_1 \exp(j\theta_1), \quad (7) \quad \underline{V}_2 = V_2 \exp(j\theta_2)$$

La ligne entre 1 et 2 peut être modélisée par une impédance R, X dans le cas de lignes courtes ($< 100\text{km}$), toutefois, pour des lignes longues, il est nécessaire de tenir compte des effets de propagation.

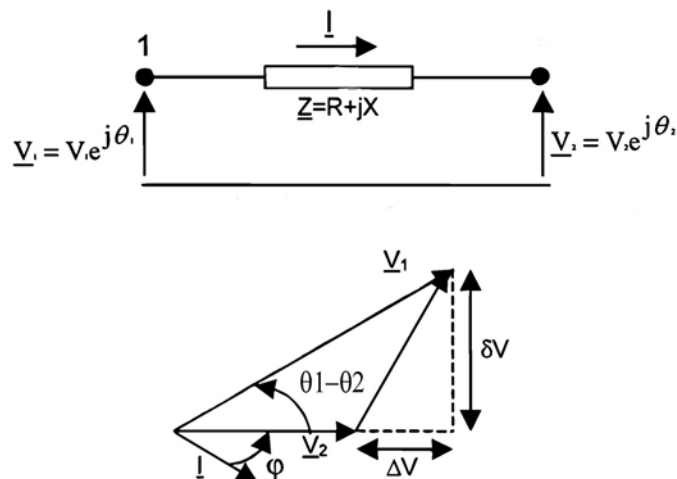


Figure 8 : représentation simplifiée d'une ligne

La modélisation utilise alors la théorie des lignes. Dans le cas général, l'expression de la puissance et de l'énergie réactive transmises en 2 est donnée par :

$$(8) \quad P_2 = V_1 V_2 \cdot \frac{\sin(\theta_1 - \theta_2)}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)} \quad (9) \quad Q_2 = V_2 \cdot \frac{(V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2 \cos(\beta L))}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)}$$

Z_0 est l'impédance caractéristique de la ligne, $Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}}$, l et c sont les constantes linéiques

L est sa longueur et β sa constante de phase définie par :

$$\beta = \omega \cdot \sqrt{lc}$$

Avec cette formalisation, on peut représenter la tension V_2 en fonction de la puissance (normalisée par la grandeur $P_0 = \frac{V^2}{Z_0}$) à V_1 constant et pour différents facteurs de puissance, comme représenté sur la figure 9.

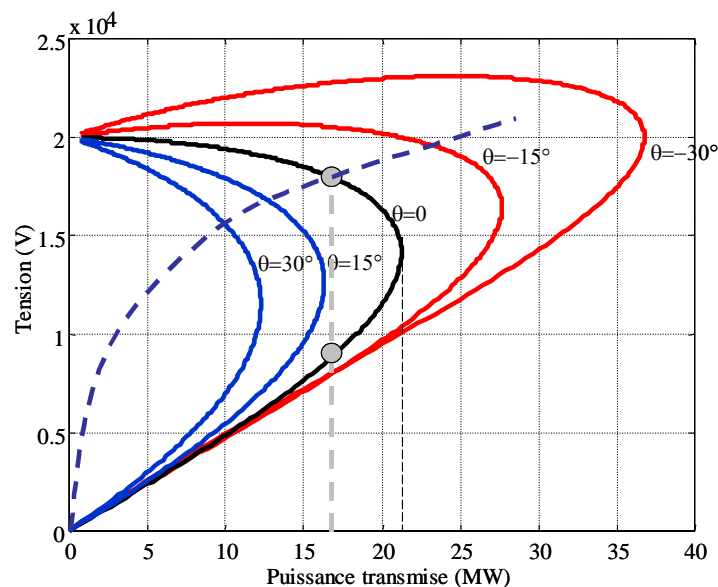


Figure 9 : évolution de la tension de ligne en fonction de la puissance (cas d'une ligne 20kV de 30km, $l/m=1\mu H$, modèle simplifié $X=L\omega$),
pointillé bleu : charge résistive $V = \sqrt{RP}$

On remarque donc une limite de puissance transmissible et deux valeurs possibles de tension à puissance donnée dont seule la valeur la plus élevée correspond à un fonctionnement stable. Cette caractéristique permet d'expliquer l'effondrement de la tension lors d'un accroissement intempestif de charge (transit de puissance imprévu, perte de production locale, défaut ...).

Ce phénomène d'effondrement peut se comprendre à plusieurs égards :

1/ présence de charges actives qui sont régulées en puissance, donc qui compensent une baisse de tension par une augmentation du courant appelé, donc qui amplifient de façon divergente une baisse de tension (vu du réseau de transport, les postes sources agissent dans ce sens lorsqu'ils cherchent à maintenir le niveau de tension nominal sur le réseau de distribution).

2/ présence de protections qui déclenchent lorsque la tension diminue trop, ce qui introduit des variations de charges de fortes amplitudes (séparations de zones par exemple), et rend le système instable.

La notion de charge active est importante : une charge passive non dotée de protection à minimum de tension peut avoir un point de fonctionnement « stable » dans la branche du dessous de la figure 9. Celle-ci montre aussi un problème introduit par les FACTS pour augmenter les capacités de transit de puissance par une ligne : au point de connexion de l'injecteur de puissance réactive (milieu de ligne en général), la tension correspondant à la limite de puissance transmise est rehaussée et peut avoir une valeur compatible avec la tension normale de fonctionnement. Il peut donc devenir difficile de détecter une situation de transit critique.

Dans le cas de lignes courtes le terme $Z_0 \sin(\beta L)$ peut se développer au premier ordre et on retrouve l'expression d'une impédance $R+jX$.

Les expressions de P_2 et Q_2 deviennent :

$$(10) \quad P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) \quad (11) \quad Q_2 = \frac{V_2}{X} \cdot (V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2)$$

Le diagramme vectoriel de la figure 8 permet de monter que la chute de tension ΔV s'exprime par :

$$(12) \quad \Delta V \approx \frac{X \cdot Q_2}{V_2} \quad \text{si } (R \ll X)$$

et par :

$$(13) \quad \Delta V \approx \frac{X \cdot P_2}{V_2} \quad \text{si } (X \ll R, \text{ cas de faible puissance de court-circuit}).$$

En général on a $R \ll X$, et on constate donc que **la variation de tension dépend des variations de l'énergie réactive** et de la réactance de la ligne. D'où l'importance de contrôler cette grandeur.

Autres limitations pour le transit d'une ligne

-L'effet capacitif de la ligne dérive du courant entre phases ou à la terre, cette limitation s'exprime par l'existence d'une longueur critique l_{crit} :

$$l_{crit} = I_n / V_n \cdot c \cdot \omega = S_n / 3c\omega V_n$$

avec : c : capacité linéique : $c = 8\text{pF/m}$ en aérien et 80pF/m enterré (225kV)

-lorsque la longueur de la ligne augmente, sa capacité également. A vide, la tension d'extrémité s'élève et risque de mettre en danger les équipements qui y sont connectés, d'où également l'existence d'une longueur critique en tension déterminée par la tension maximale admissible V_{max} :

$$l_{crit} = \frac{\text{artg}\left(\sqrt{\left(\frac{V_{max}}{V_n}\right)^2 - 1}\right)}{\omega\sqrt{lc}}$$

En résumé, il est donc nécessaire de contrôler les variations de l'énergie réactive, de diminuer celle ci et de pouvoir contrôler les échanges de puissance aux extrémités de la ligne. La puissance en extrémité 2 peut donc être contrôlée par les tensions V_1 et V_2 , la réactance de la ligne ou l'angle $\theta_1 - \theta_2$. Le transfert s'effectue du point où la phase est en avance par rapport à l'autre ; ces différentes possibilités sont résumées à la figure 10 qui synthétise les différents procédés utilisant des convertisseurs statiques et qui permettent d'assurer ces fonctions.

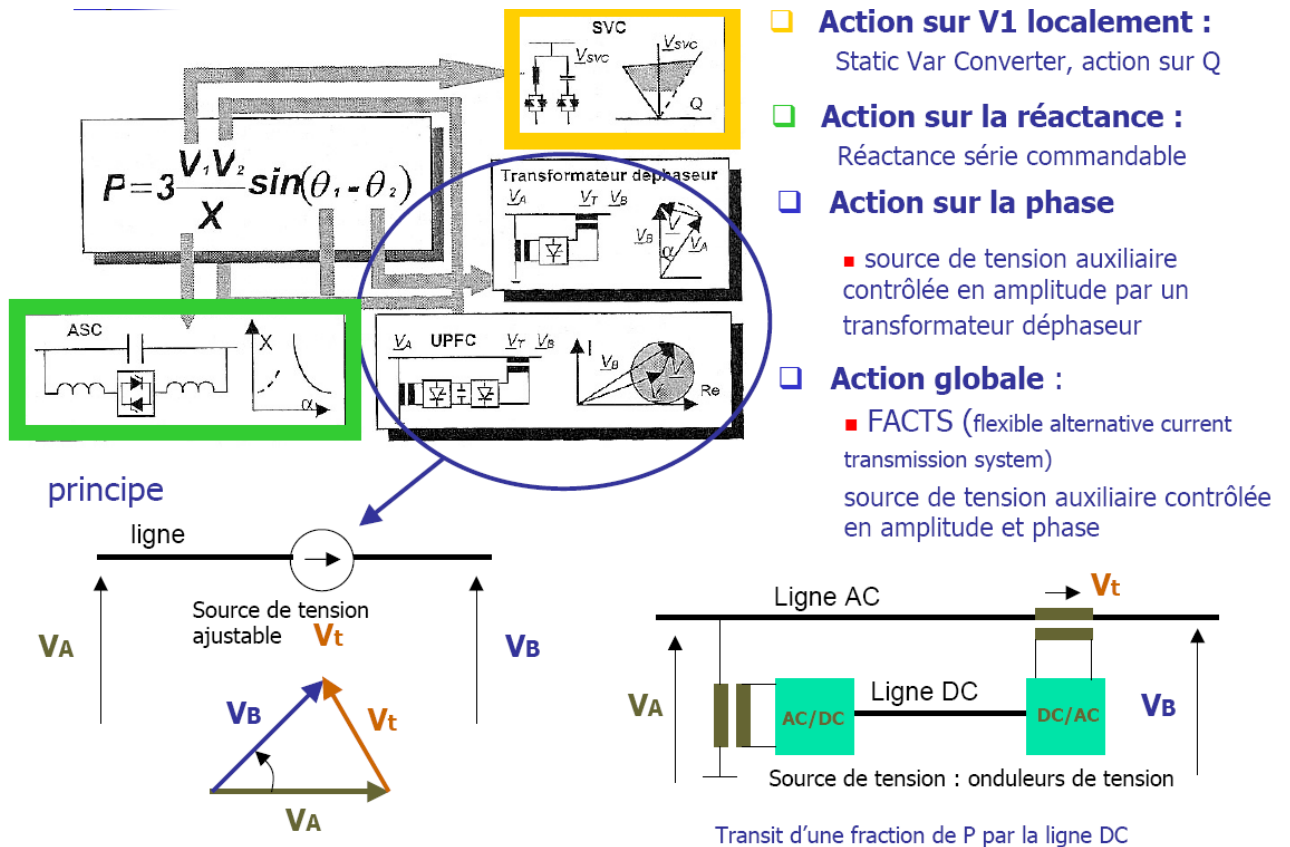


Figure 10 : principes de contrôle d'énergie pour le pilotage d'une ligne

Les principales techniques sont les suivantes :

- compensation locale d'énergie réactive (gradins de condensateurs + gradateur sur charge inductive, filtre actif, redresseur MLI, absorbeur sinusoïdal),
- insertion de réactance en série ou parallèle dans la ligne,
- insertion de sources contrôlées permettant le contrôle de phase,
- FACTS (flexible alternative current transmission system)

Seul le premier alinéa de ces différentes techniques fera l'objet des paragraphes suivants.

REFERENCES

[AMP 00] Commission Ampère, annexe H du rapport principal, ministère de l'énergie Belge.

[ARAB 01] M. Arab, « rapport de DEA », rapport de stage de DEA, juin 2001, université Paris XI.

[BAS 96] P. Bastard, M. Meunier, « Le réglage fréquence-puissance dans un réseau d'énergie », Revue 3EI N°6, juin 1996, pp.5-9.

[BAS 96-2] P. Bastard, M. Meunier, « Le transit des puissances dans un réseau de transport d'énergie », Revue 3EI N°6, juin 1996, pp.11-18.

[BORN] P. Bornard, "Conduite d'un système de production-transport", Techniques de l'Ingénieur D 4080.

Gestion des échanges d'énergie
sur les réseaux

par des dispositifs de conversion statique



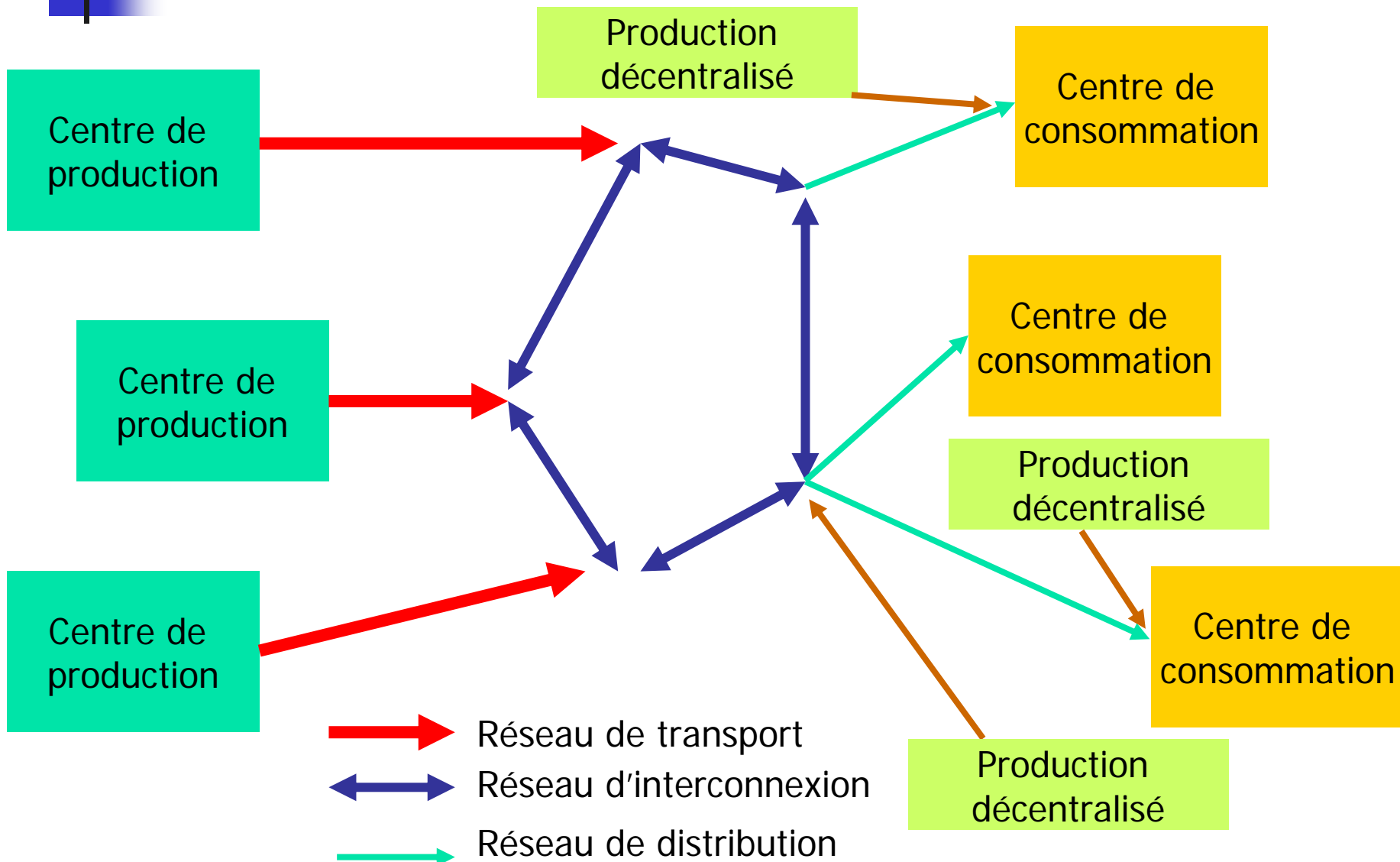


Objectifs

- Rappels de la structure et des principes de fonctionnement du réseau
- Rappels des mécanismes d'échanges d'énergie dans un réseau en grandeurs sinusoïdales
- Énergie réactive et harmoniques
- Dispositifs de contrôle de l'énergie réactive
- Contrôle des harmoniques
- Interfaçage des sources d'énergie renouvelables

Organisation du réseau français

Voir : <http://www.rte-france.com/>





Réseau de transport et d'interconnexion

Réseau de transport : 400kV (~21000km)

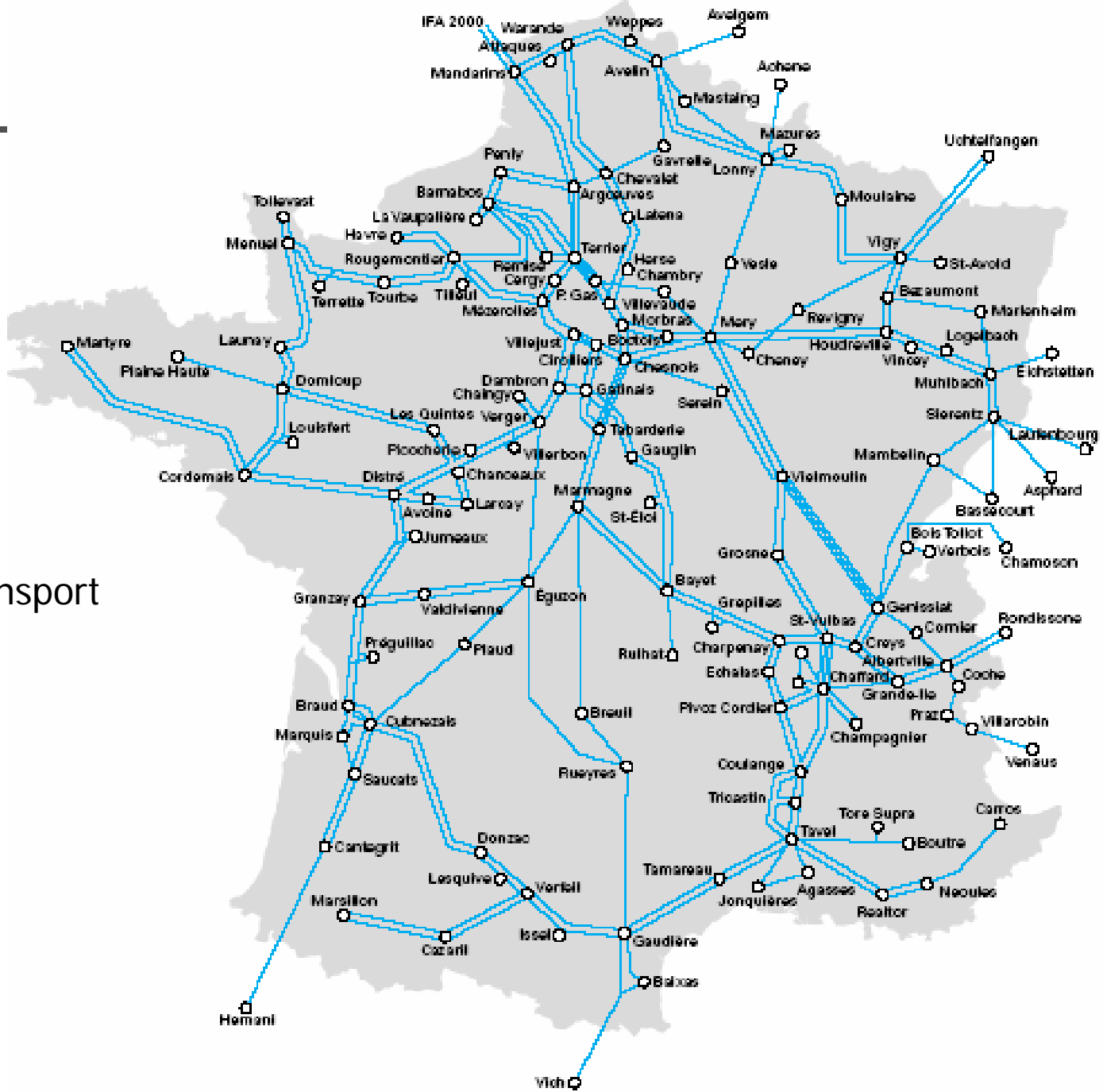
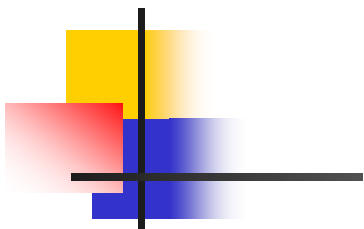
Acheminer l'énergie produite depuis les centres de production

la puissance va des centres de production vers les centres de consommation

→ Unidirectionnel

→ P transportée de 100 à 1000MW

Les très grandes distances >500km nécessitent d'accroître la tension : 750kV et parfois d'utiliser des liaisons HVDC (high voltage DC)



Réseau de transport
À 400kV



Réseau de transport et d'interconnexion

Réseau d'interconnexion : 225kV (~26000km)

Interconnecter les centres de production et les réseaux étrangers

la puissance va des centres de production vers les centres de consommation

→ Bidirectionnel

→ Puissance transportée de 10 à 100MW

Le réseau d'interconnexion permet d'améliorer la disponibilité de l'énergie au meilleur coût :

Coût de 1MW produit = coût de transport de 1MW sur 10000 km !



Réseau de répartition et de distribution

Réseau de répartition : 63-90kV (~57000km)

Interconnexion régionale des centres de consommation régionaux

→ Bidirectionnel

→ Puissance transportée de 10 à 100MW

Réseau de distribution : 20kV (~624000km) 400V (680000 km)

Distribution moyenne tension HTA : 20kV pour les gros consommateurs (industries, etc..)

Distribution BT : 400V pour les particuliers et petits consommateurs

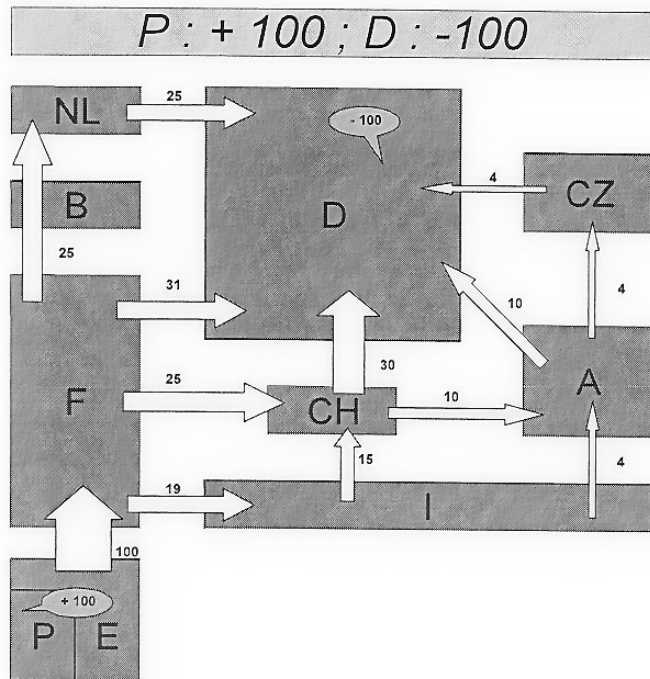
Le flux de puissance est dirigé vers le consommateur mais cette tendance évolue avec l'apparition des sources distribuées d'énergies renouvelables

Interconnexions

Liaison AC :

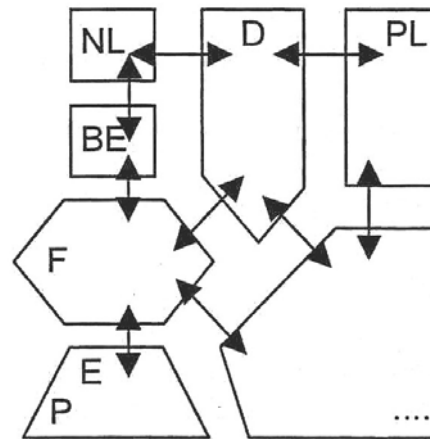
Accroissement de la puissance du réseau interconnecté : disponibilité
 Meilleure gestion économique des énergies primaires
 Meilleure stabilité

→ Grande complexité des échanges



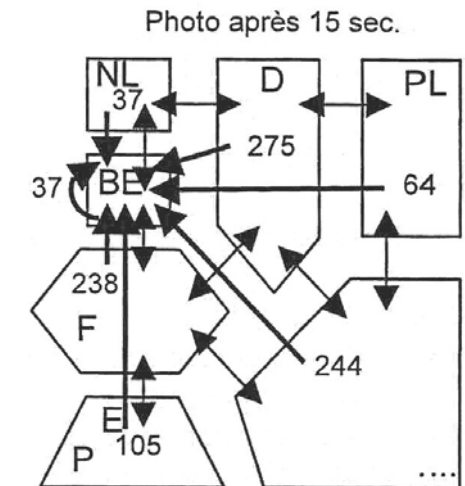
Échanges dans le cas d'un échange de 100MW entre le Portugal et l'Allemagne

Situation normale



Évolution des échanges après perte de production de 1GW en Belgique

Après la perte d'une production de 1000 MW en Belgique





Liaison à courant continu

Liaison DC : échange de puissance

Réseaux non synchrones : 50/60Hz, îles

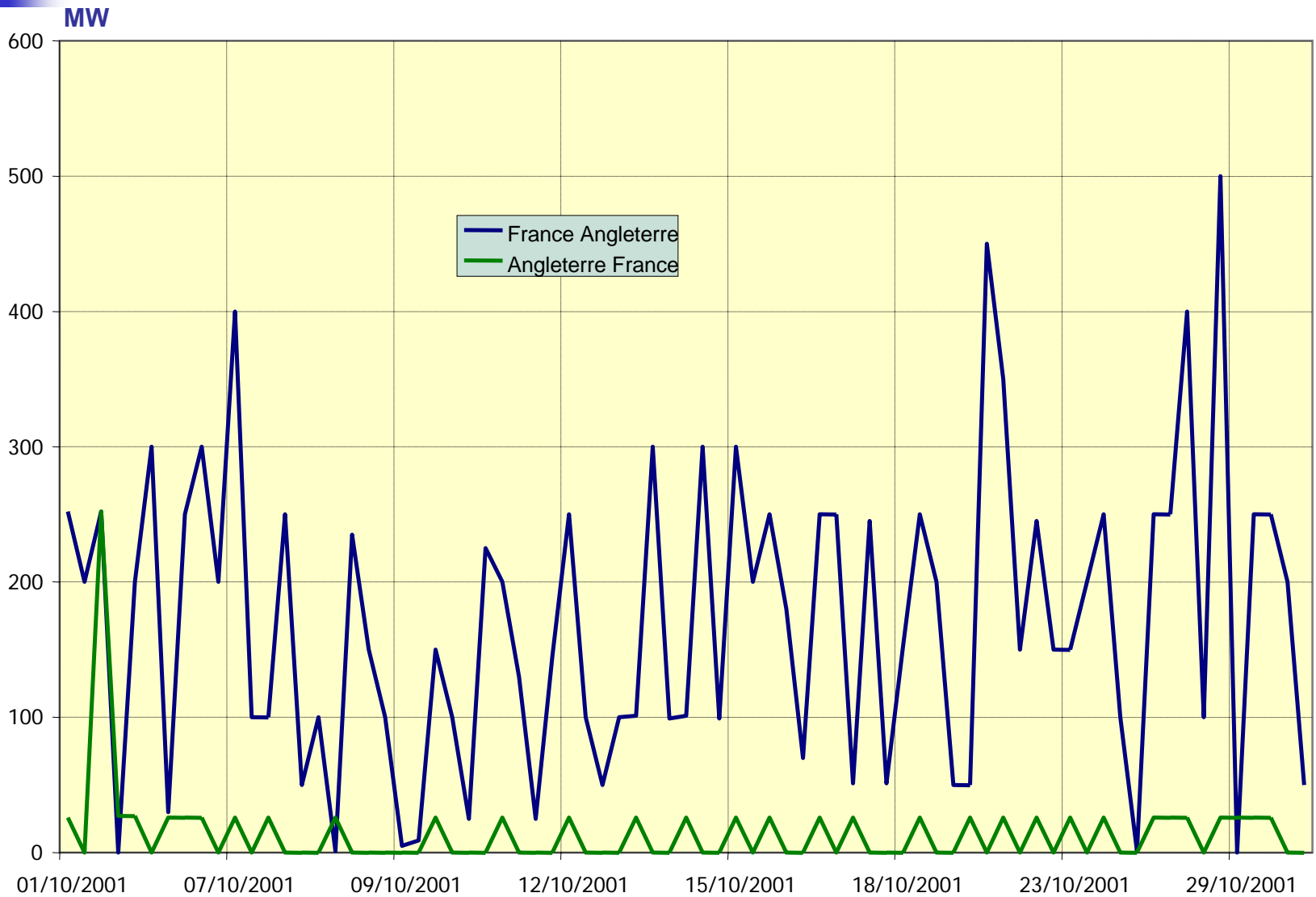
Réseaux enterrés sur de longues distances : contraintes environnementales

Transport sur de très longues distances : limitation de la puissance par les lignes AC dû aux effets capacitifs

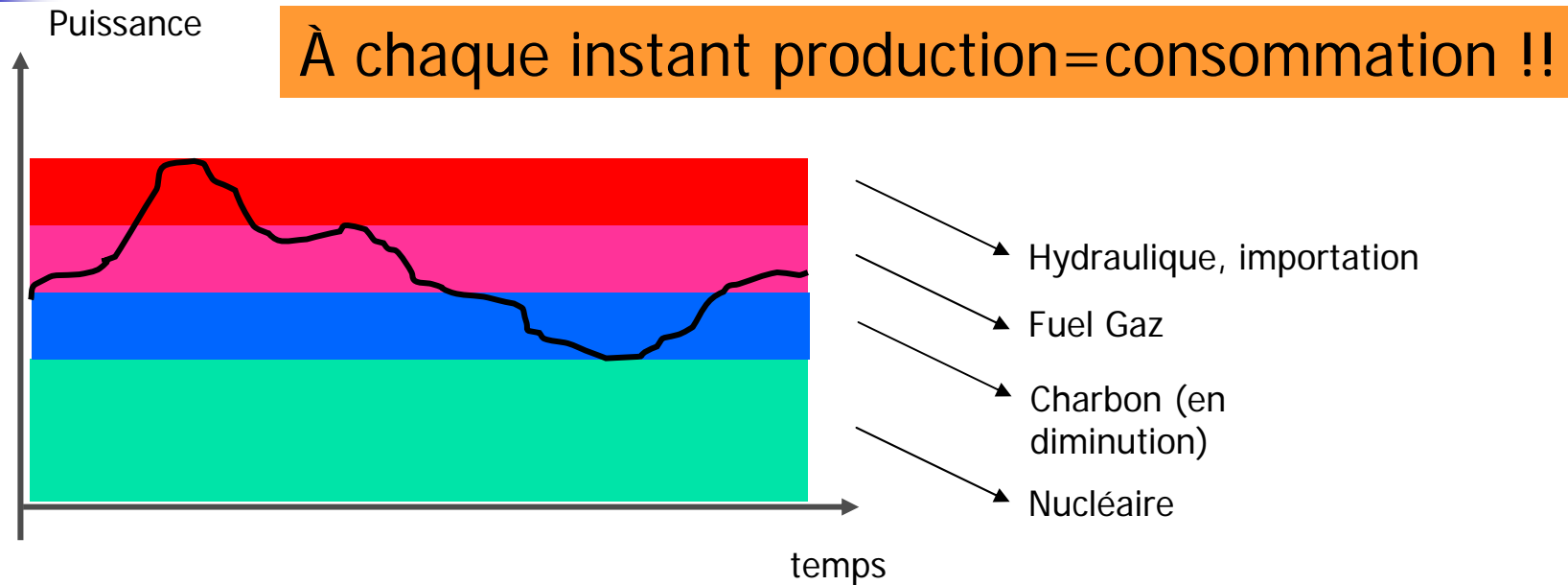
→ Bidirectionnel

→ Puissance transportée de l'ordre de 1000MW

Liaison à courant continu



Principes de gestion de la production



Mise en œuvre des moyens de production

Liée à la dynamique de fluctuation de la consommation et de mise en œuvre des moyens de production

Recherche de la production au meilleur coût

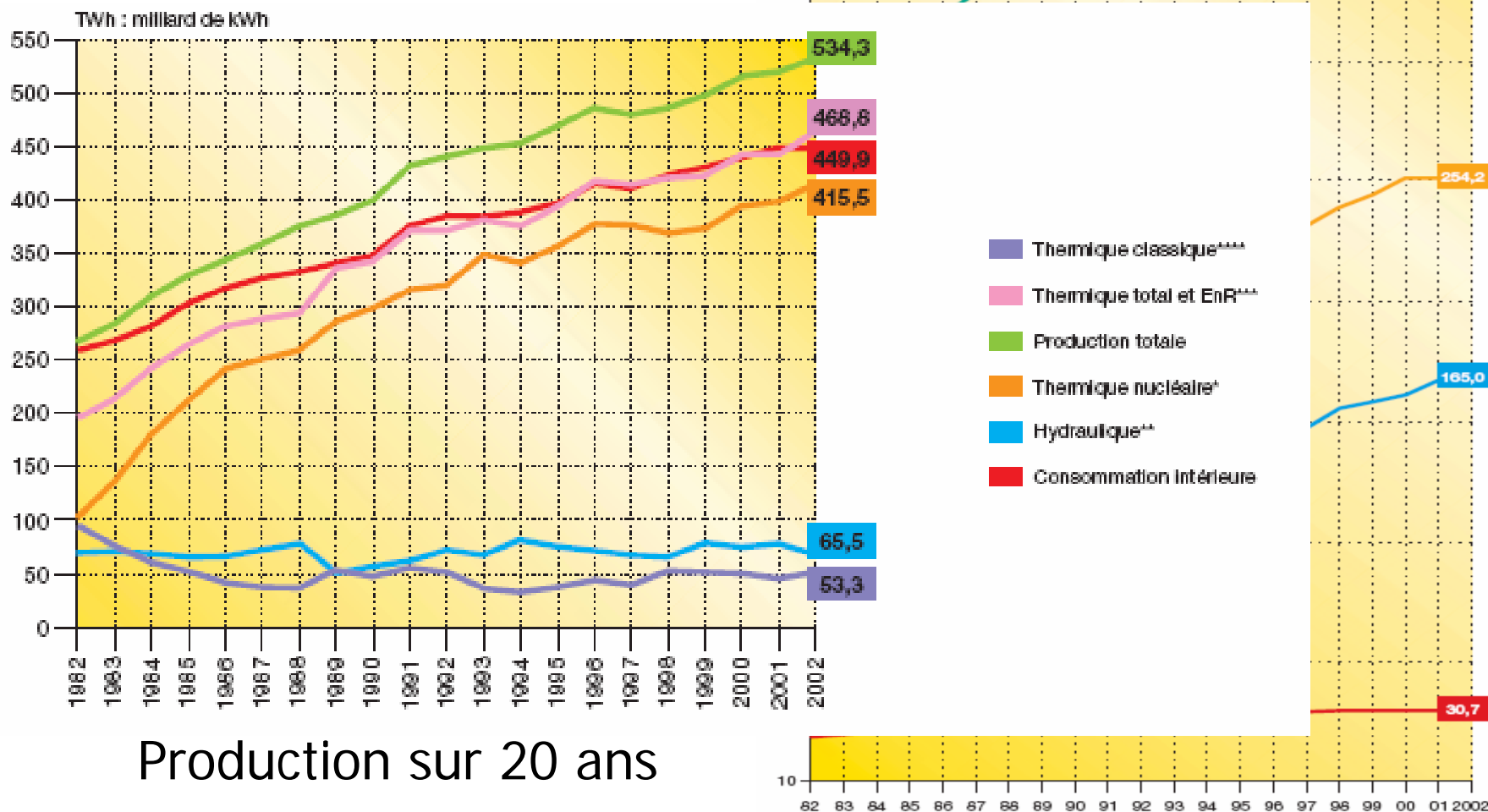
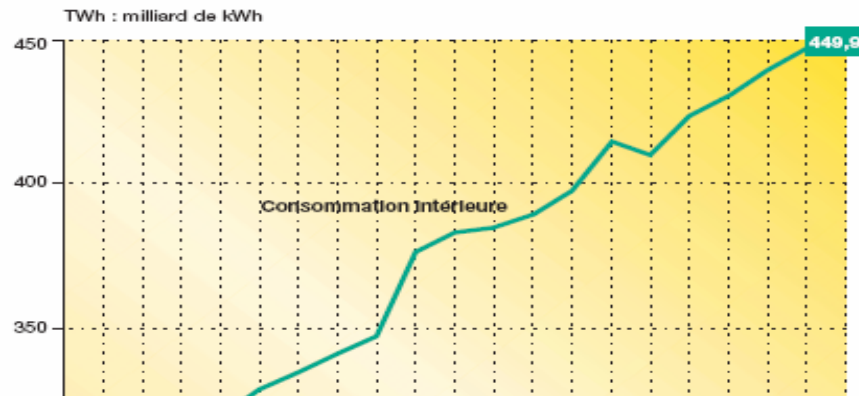
→ planification et modèles prévisionnels indispensables

Répartition de la production en 2002

	2001	2002
	GWh	GWh
Production injectée sur le réseau RTE	499 438	509 523
<i>nucléaire*</i>	399 585	415 515
<i>classique</i>	26 985	33 014
<i>hydraulique**</i>	71 565	59 762
<i>autres énergies renouvelables</i>	587	629
<i>injections distributeurs</i>	716	603
Importations physiques sur les lignes *** (1)	3 629	2 803
Injections totales	503 067	512 326
Soutirages des consommateurs industriels	92 722	93 155
Soutirages des distributeurs	320 303	318 865
Exportations physiques sur les lignes *** (1)	71 864	79 773
Energie absorbée pour le pompage	5 694	7 333
Energie soutirée	490 583	499 126
Pertes sur réseau RTE	12 484	13 200

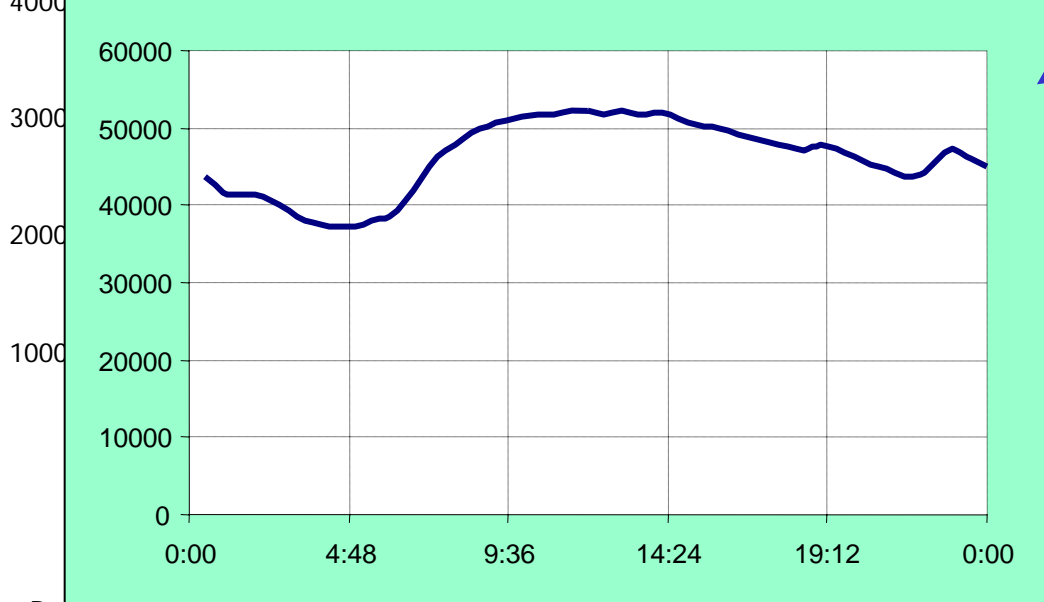
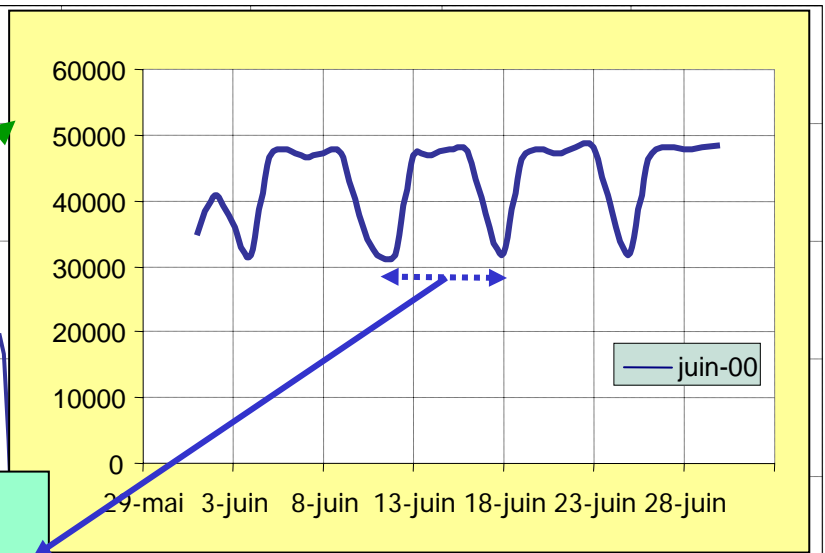
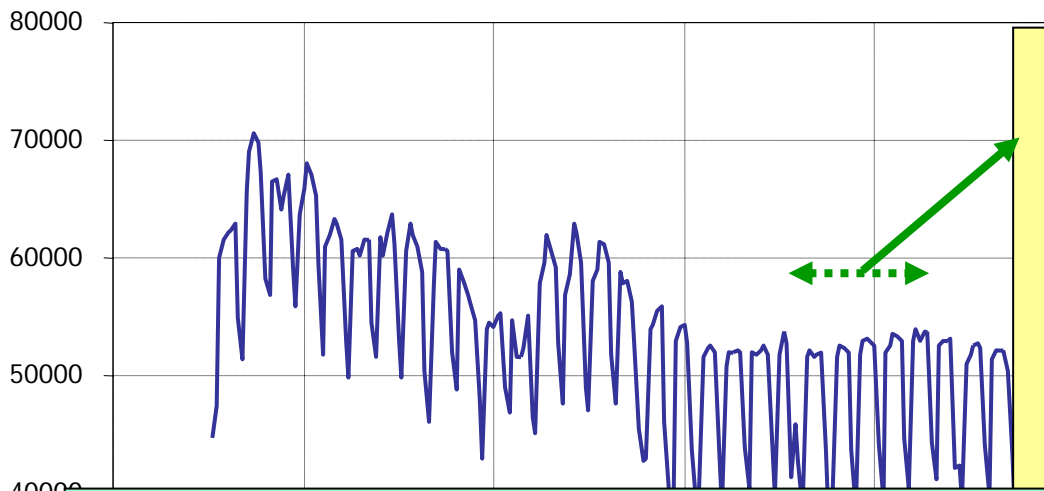
Consommation

Évolution de la consommation sur 20 ans



Cycles de consommation

Puissance consommée (MW)



La consommation est liée à :

- Température et nébulosité (~1400MW/°C en hiver, 6GW entre journée ensoleillée et couverte)
- Cycle économiques, sociaux et culturels
- Maxi ~75GW, mini ~45GW
- Pmaxi installée ~90GW

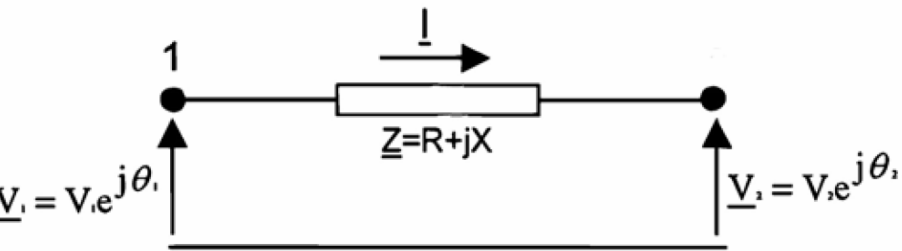
08-oût-00 1-oct-00 20-nov-00 9-janv-01 28-févr-01



Échanges d'énergie électrique dans un réseau

Mécanismes d'échange d'énergie dans un réseau

Cas d'une ligne de transport



Puissance échangée

$$P_2 = V_1 V_2 \cdot \frac{\sin(\theta_1 - \theta_2)}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}}$$
$$\beta = \omega \cdot \sqrt{lc}$$

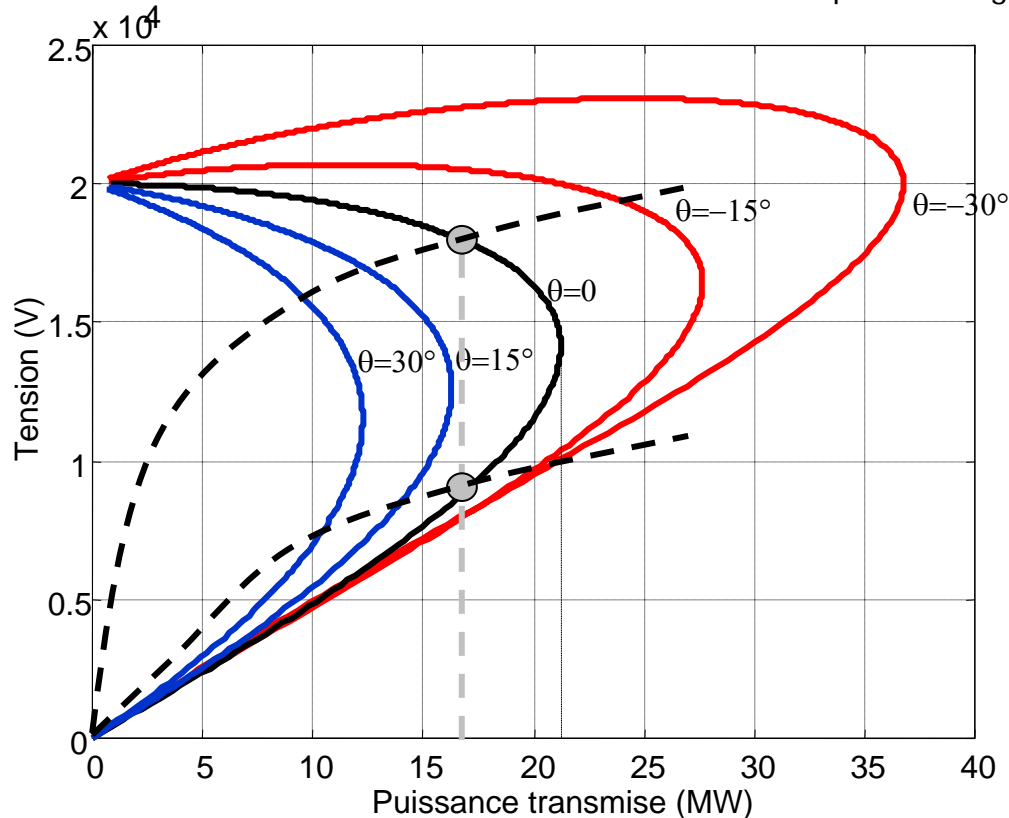
L : longueur

Puissance réactive

$$Q_2 = V_2 \cdot \frac{(V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2 \cos(\beta L))}{Z_0 \cdot \sin(\beta L)}$$

Capacité de transit d'une ligne

Caractéristique de charge (résistive) : $V = \sqrt{R \cdot P}$



$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)$$

- La puissance transmissible est limitée
- Elle dépend du facteur de puissance

À P donnée : deux points de fonctionnement possibles dont **un point instable** (inférieur)
→ facteur d'instabilité d'un réseau

Tension V_2 en fonction de la puissance pour une ligne 20kV de 30km
($l = 1 \mu\text{H/m}$, modèle simplifié $X = L\omega$)

Cas des lignes courtes

Approximation : $Z_0 \cdot \sin(\beta L) = R + jX$

puissance

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)$$

Énergie réactive

$$Q_2 = \frac{V_2}{X} \cdot (V_1 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2)$$

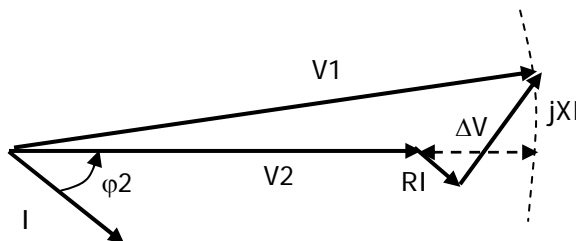
Chute de tension

$$\Delta V = \frac{R \cdot P_2}{V_2} + \frac{X \cdot Q_2}{V_2}$$

$$\Delta V \approx \frac{X \cdot Q_2}{V_2}$$

$$\Delta V \approx \frac{X \cdot P_2}{V_2}$$

- Les chutes de tension dépendent des variations de l'énergie réactive pour les lignes inductives (cas courant)
- Les chutes de tension dépendent des variations de puissance pour les lignes résistives (faible puissance de CC)



Nécessité de contrôler les variations de Q

Réduire Q

Nécessité de mieux contrôler les échanges de puissance sur les lignes



Capacité de transit d'une ligne

Longueur critique en courant :

L'effet capacitif dérive du courant à la terre ou entre phases :

$$I_{crit} = I_n / V_n \cdot c \cdot \omega = S_n / 3c\omega V_n \quad c : \text{capacité linéique : } c = 8\text{pF/m en aérien} \\ \text{et } 80\text{pF/m enterré (225kV)}$$

Longueur critique en tension :

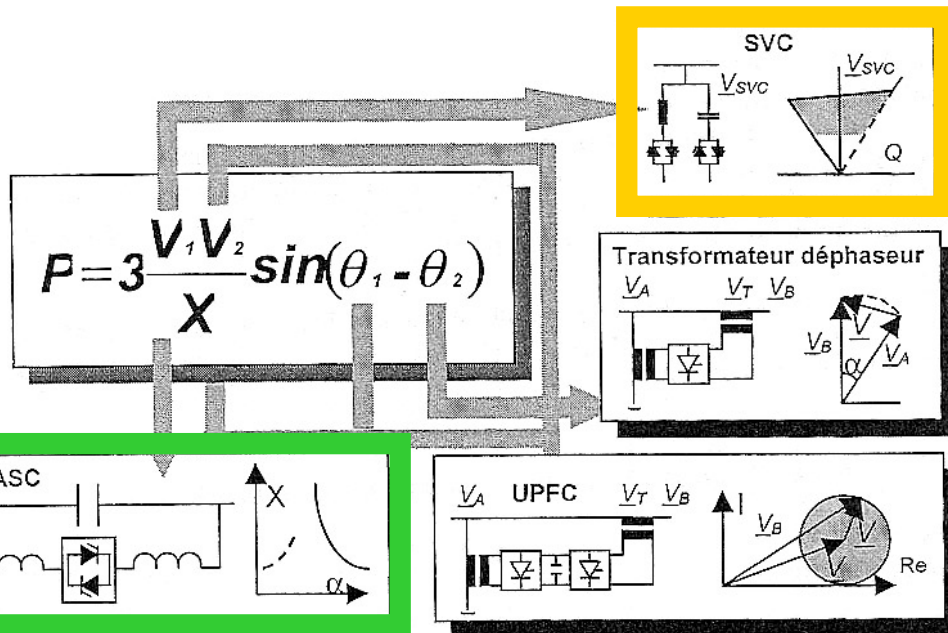
Lorsque la ligne est à vide (capacitive), la tension s'accroît avec la distance \rightarrow l'extrémité doit rester inférieure à une valeur de sécurité

$$l_{crit} = \frac{\text{artg}\left(\sqrt{\left(\frac{V_{max}}{V_n}\right)^2 - 1}\right)}{\omega\sqrt{lc}}$$



Systemes de contrôle des échanges d'énergie

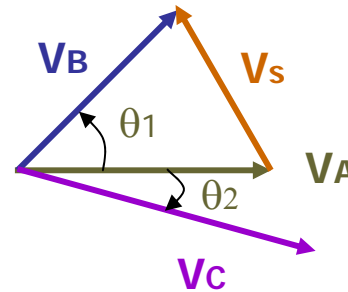
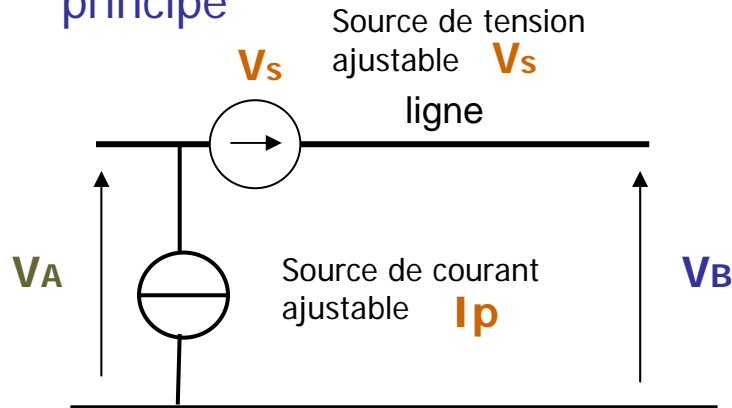
Possibilités de contrôle des échanges



- **Action sur V1 localement :**
 Static Var Converter, action sur Q
- **Action sur la réactance :**
 Réactance série commandable
- **Action sur la phase**
 - source de tension auxiliaire contrôlée en amplitude par un transformateur déphaseur
- **Action globale :**
 - FACTS (flexible alternative current transmission system)
 source de tension auxiliaire contrôlée en amplitude et phase

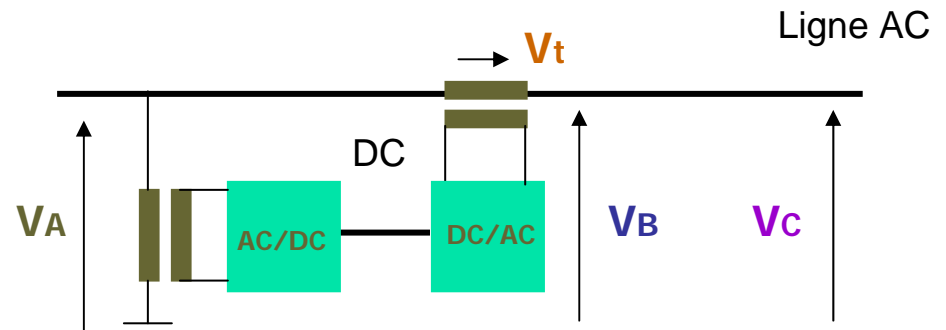
Action globale : l'UPFC (unified power flow controller)

principe



On cherche à :

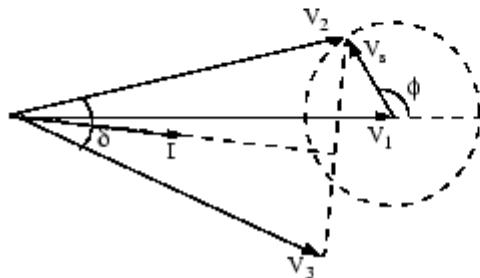
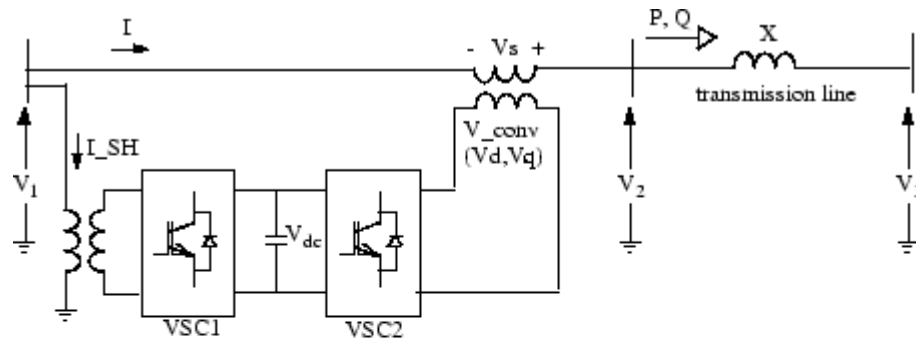
- l'injection d'énergie réactive dans la ligne
- l'amplitude et la phase des tensions de ligne V_B et V_C



Source de tension : onduleurs de tension

Transit d'une fraction de P par la ligne DC

UPFC (suite)



$$P = \frac{V_2 \times V_3 \times \sin \delta}{X}$$

$$Q = \frac{V_2(V_2 - V_3 \cos \delta)}{X}$$

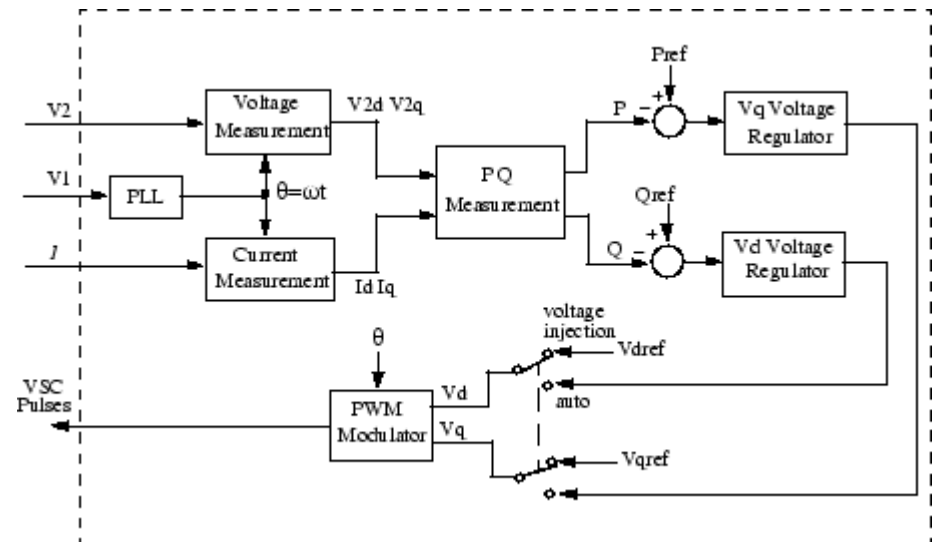
principe

L'extrémité du vecteur V_2 décrit un cercle lorsque V_s tourne de 0 à 360°:

→ Contrôle de l'angle entre V_2 et V_3 ,

→ Contrôle des échanges d'énergie réactives dans la ligne

→ La source parallèle permet le contrôle de l'énergie réactive de la ligne



Contrôle local de l'énergie réactive

Différentes solutions classiques

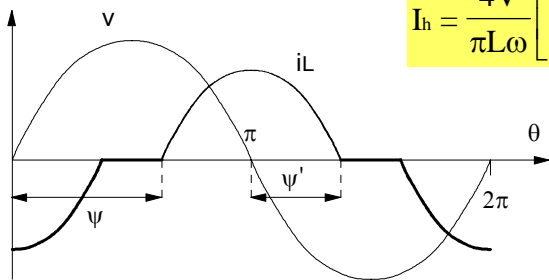
✓ commutation de bancs de capacités

→ peu rapide ni précis

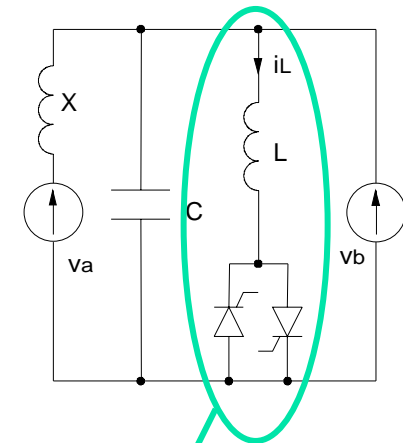
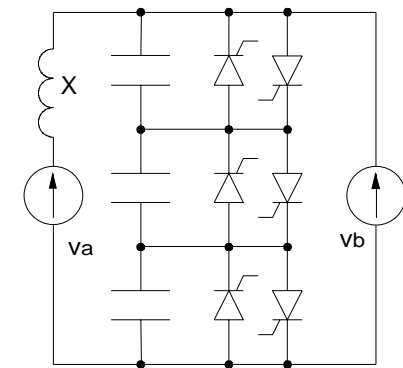
✓ Compensateur statique

→ dynamique liée à la période réseau

→ sources d'harmoniques d'où filtrage lourd et coûteux



$$I_h = \frac{4V}{\pi L \omega} \left[\frac{\cos \psi' \sin h\psi' - h \cos h\psi' \sin \psi'}{h(h^2 - 1)} \right]$$

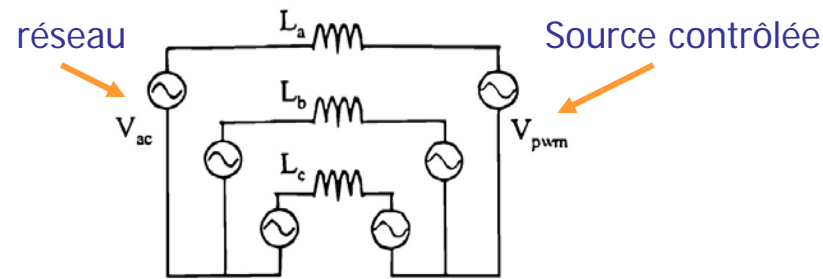


$$Q_i = VI_1 = \frac{4V^2}{\pi L \omega} \left[\frac{\sin 2\psi'}{4} + \frac{\psi'}{2} - \cos \psi' \sin \psi' \right]$$

$$I_1 = \frac{4V}{\pi L \omega} \left[\frac{\sin 2\psi'}{4} + \frac{\psi'}{2} - \cos \psi' \sin \psi' \right]$$

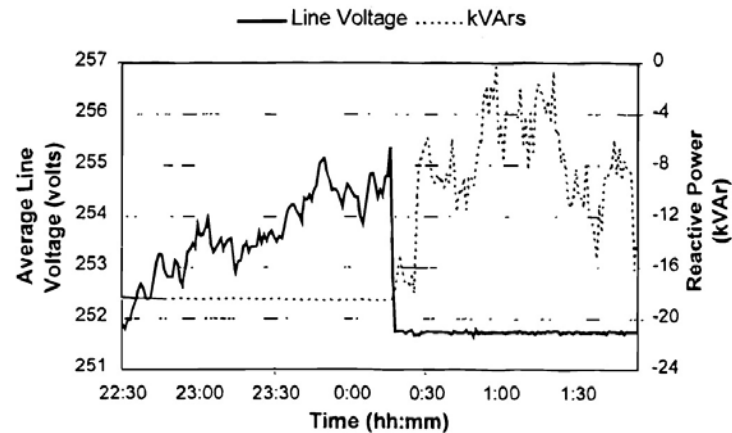
Contrôle de l'énergie réactive : solutions avancées

Principe : disposer d'une source contrôlable, association avec EnR

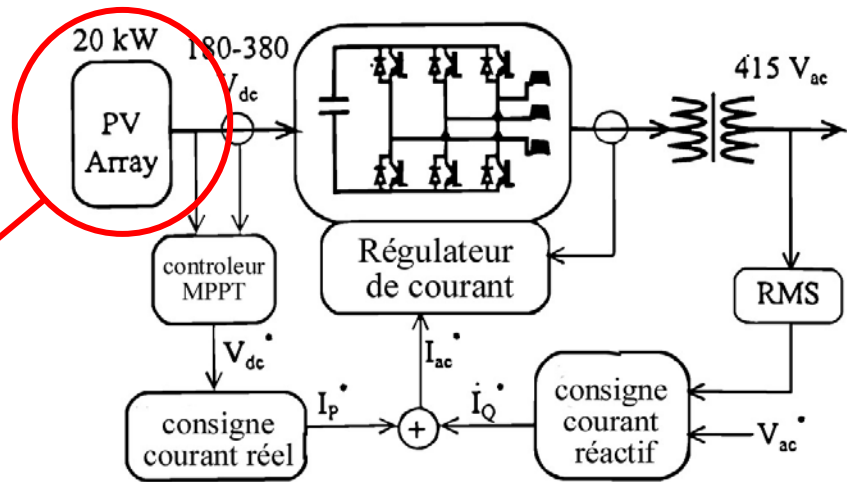
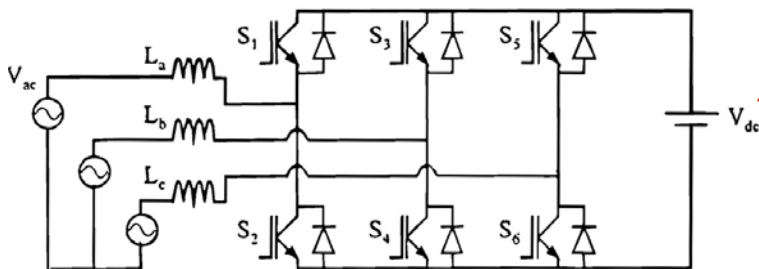


$$P = \left(\frac{V_{ac}}{X}\right) \cdot V_{pwm} \cdot \sin(\varphi)$$

$$Q = \frac{V_{ac}}{X} \cdot (V_{pwm} \cdot \cos(\varphi) - V_{ac})$$



Mise en œuvre : onduleur de tension



Exemple de système de transfert d'énergie photovoltaïque avec contrôle de Q en bout de ligne longue



Suppléaire de puissance
stabilisation de la tension

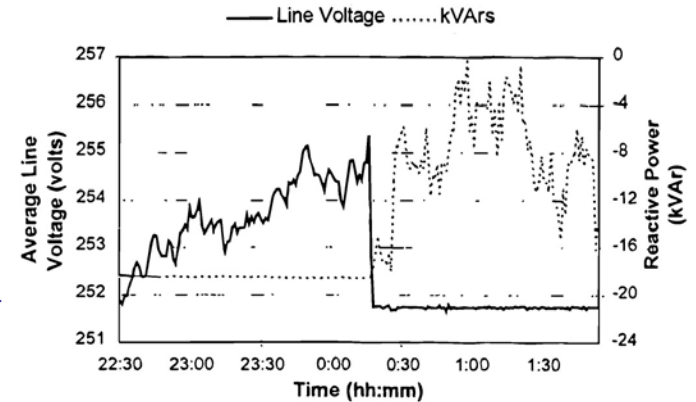
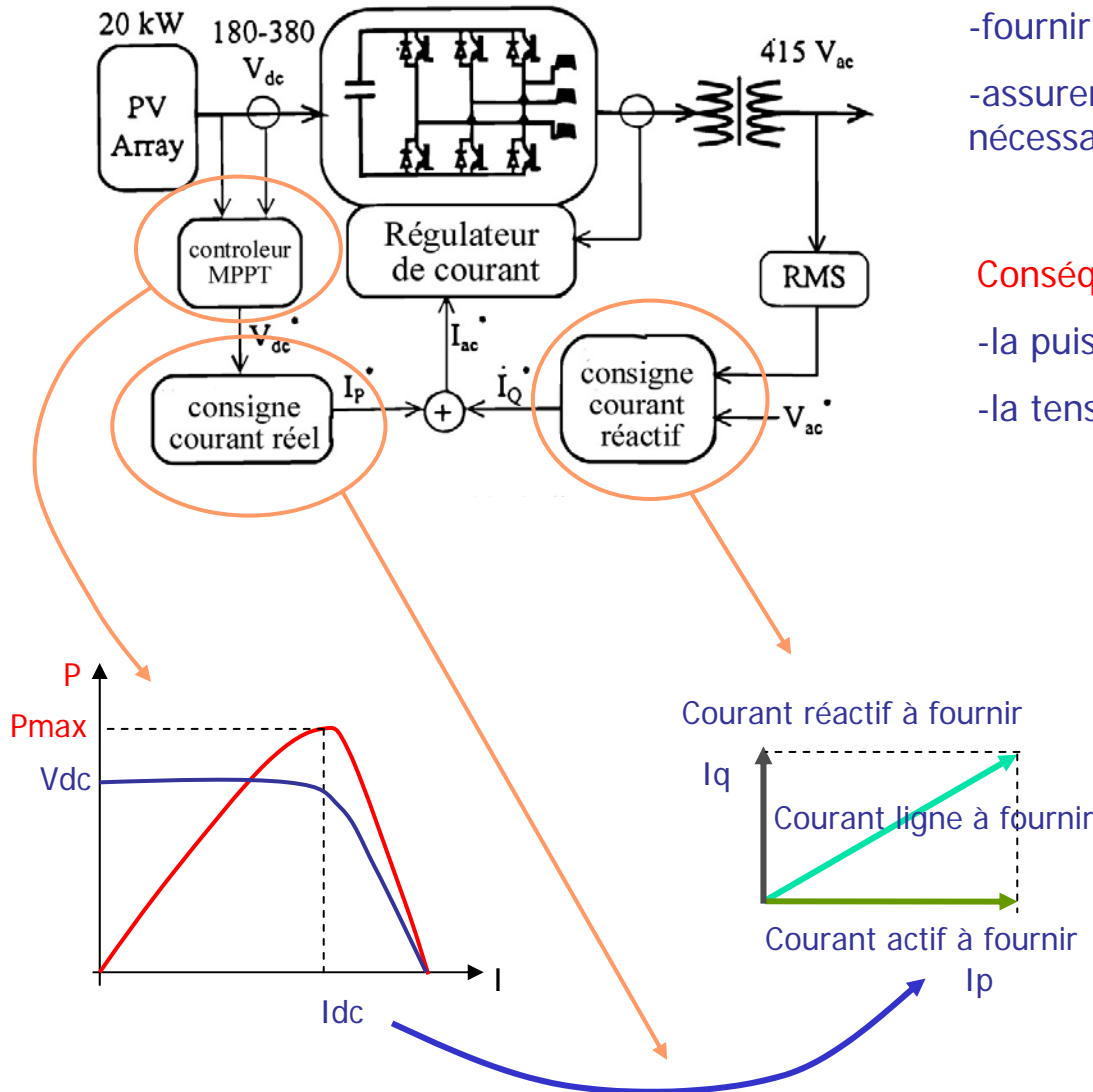
Contrôle de l'énergie réactive : solutions avancées

La consigne de courant est constituée pour :

- fournir la puissance optimale du PV,
- assurer la valeur de l'énergie réactive nécessaire

Conséquences :

- la puissance apparente de l'onduleur fluctue,
- la tension de ligne est stabilisée

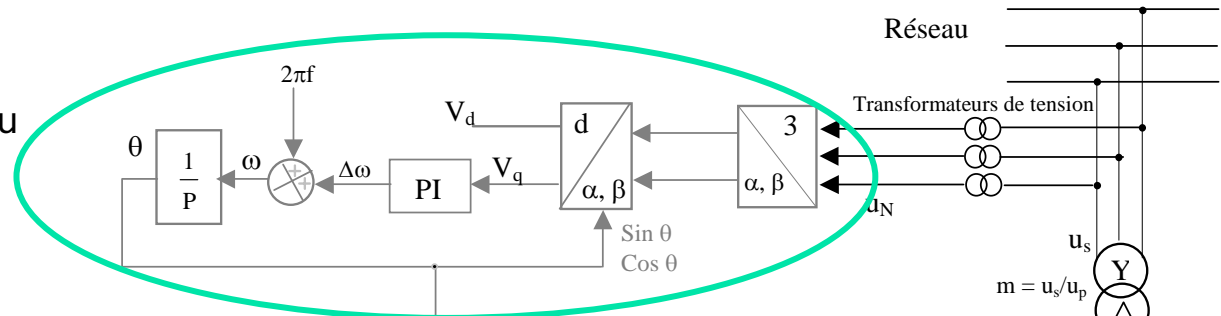


Principe de contrôle d'échange de puissance et d'énergie réactive

Cas d'une turbine à vitesse variable connectée au réseau

Boucle à verrouillage de phase :

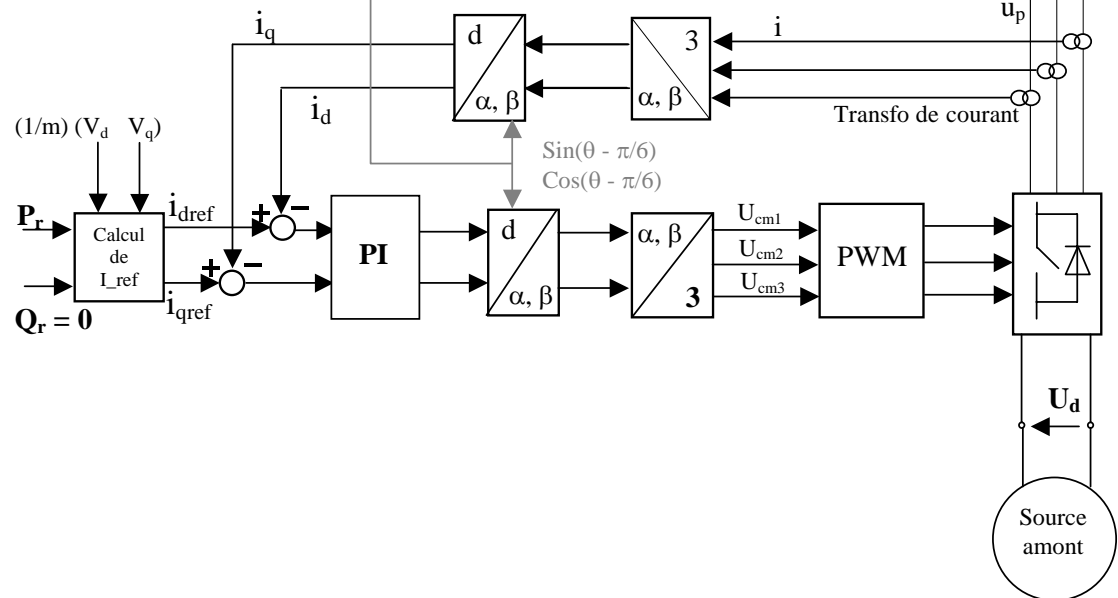
Nécessaire pour la synchronisation au réseau

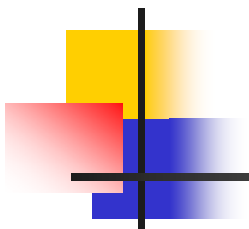


Contrôle en d-q de l'onduleur

La régulation contrôle l'injection de puissance

On impose $Q=0$, il serait aussi possible de piloter Q de façon à contrôler la stabilité de la tension au point de connexion au réseau.



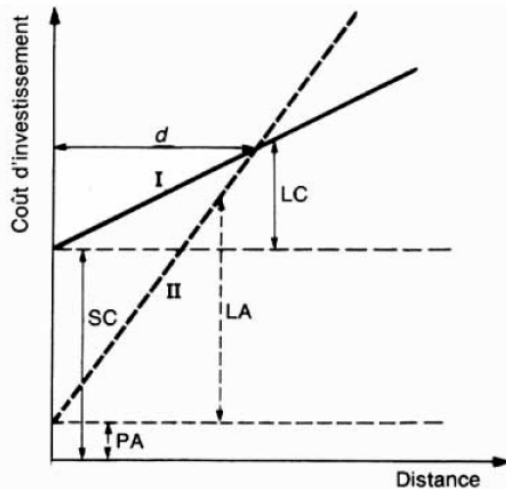


Echange d'énergie électrique en courant continu

Échange de puissance entre réseaux en continu

Intérêt de la liaison DC-DC

- Réseaux asynchrones
- Coût économique

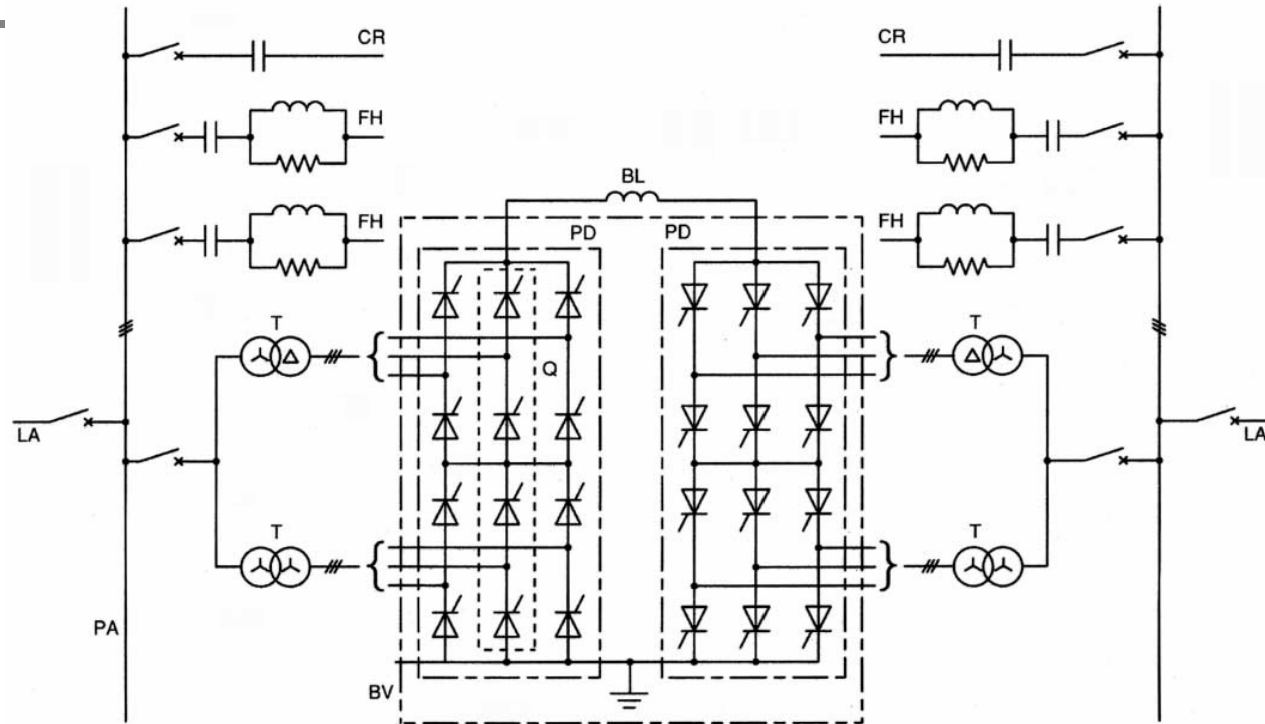


d distance d'une liaison pour laquelle le choix entre le courant continu et le courant alternatif est indifférent
 LA coût de la ligne en alternatif
 LC coût de la ligne en continu
 PA coût du poste en alternatif
 SC coût de la station de conversion

I coût total en continu
 II coût total en alternatif

En aérien : l'emploi de deux conducteurs en courant continu au lieu de trois en courant alternatif apporte une **réduction de l'ordre de 35 % de la masse des pylônes et de 30 % du coût total** de la ligne

L'économie réalisée sur le **coût de la ligne de transport**, aérienne ou souterraine, moins élevé en continu qu'en alternatif, ne compense l'accroissement du coût des extrémités qu'au-delà d'une distance d , qui se situe, en 1990, aux **alentours de 600 km pour un transport par ligne aérienne et de 40 km pour un transport par canalisation souterraine**



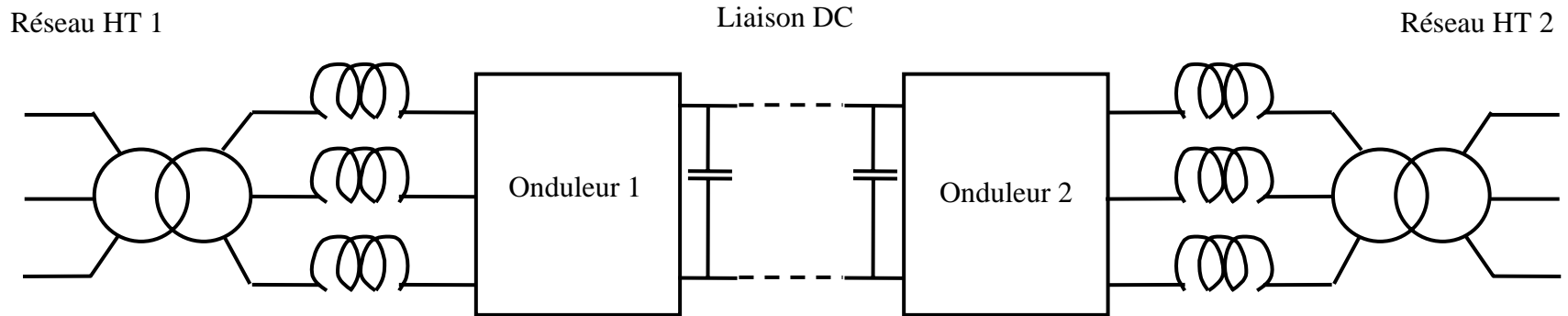
BL bobine de lissage
 BV bâtiment des valves
 CR banc de compensation de puissance réactive
 FH filtre d'harmoniques
 LA ligne à courant alternatif

PA jeu de barres du poste à courant alternatif
 PD pont dodécaphasé
 Q quadrivalve à thyristors
 T transformateur de conversion

- Redresseur dodécaphasé (harmoniques)
- Nécessité de filtres anti-harmoniques
- Compensation d'énergie réactive (banc capacitif)

Échange de puissance entre réseaux en continu

Solutions actuelles



Avantages

- Structures naturellement réversibles, le contrôle est plus simple
- Le contrôle des harmoniques ne nécessite plus de filtre supplémentaire (entrelacement de structures)
- Facteur de puissance unitaire (pas de banc de capacité nécessaire)



Les harmoniques dans les réseaux

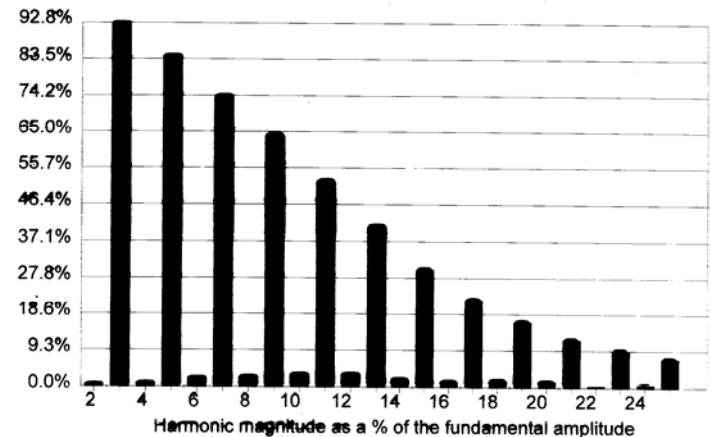
harmoniques

Sources créant des harmoniques de courant

- commutateurs de courant (redresseurs, onduleur assistés)
- charges non linéaires : redresseurs sur capacité en tête (bureautique informatique personnelle) , éclairage fluorescent, fours à arc

Exemple : courant et puissance absorbé par un PC

$I_{max}=3,3A$
 $I_{eff}=0,82A$
 $I_{1eff}=0,4A$
 $P_{max}=1000W$
 $P=92W$
 $F_p=0,476$



TENSION EFFICACE FONDAMENTALE = 236V
COURANT EFFICACE = 0.82A
COURANT EFFICACE FONDAMENTAL = 0.4A
COURANT MAXIMUM = 3.3A
PUISSANCE MOYENNE = 92W
FACTEUR DE PUISSANCE = 0.476
FACTEUR DE DEPLACEMENT = 0.956



Rapport pertes en ligne : $(0,82/0,4)^2 \# 4$



Harmoniques conséquences

Transmission dans les réseaux de distribution

→ Échauffements supplémentaires des câbles
(neutre en particulier) ou surdimensionnement

→ Perturbations multiples :

→ fluctuation de l'éclairage,

→ perturbation des équipements électroniques,

→ Perturbation des compteurs d'énergie (risque
de surfacturation)

→ vibrations usures et échauffements
supplémentaires des machines alternatives

↳ Coûts supplémentaires, vieillissement, défauts



Nécessité soit de les éliminer à la source, soit de les filtrer localement

Harmoniques caractérisation

Définitions

$$i(t) = A_0 + \sum_{n \rightarrow +\infty} A_n \cos(2\pi n t / T) + B_n \sin(2\pi n t / T)$$

$$i(t) = A_0 + \sum_{n \rightarrow +\infty} \sqrt{A_n^2 + B_n^2} \cos\left(2\pi n t / T - a \tan\left(\frac{B_n}{A_n}\right)\right)$$

$$\begin{cases} A_0 = \frac{1}{T} \int i(t) dt \\ A_n = \frac{2}{T} \int i(t) \cos(2j\pi n t / T) dt \\ B_n = \frac{2}{T} \int i(t) \sin(2j\pi n t / T) dt \end{cases}$$

Valeur efficace

$$I_n = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$$

Taux de distorsion harmonique

$$\text{TDH}_{\text{RMS}} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots}}{\sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots}} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots}}{I}$$

Facteur de puissance

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{V I_1 \cos\varphi_1}{V I} = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{TDH}_{\text{fond}}^2}} \cos\varphi_1$$

Puissances apparente, active, réactive, déformante

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad S = q V I \quad P = q V I_1 \cos\varphi_1 \quad Q = q V I_1 \sin\varphi_1 \quad D = q V \sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots} = q V I_1 \text{TDH}_{\text{fond}}$$

Harmoniques : limites en tension

Harmoniques impairs non multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang harmonique n	Tension harmonique %	Rang harmonique n	Tension harmonique %	Rang harmonique n	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	$0,2+0,5 \times 25/n$				

niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques individuelles sur les réseaux basse tension

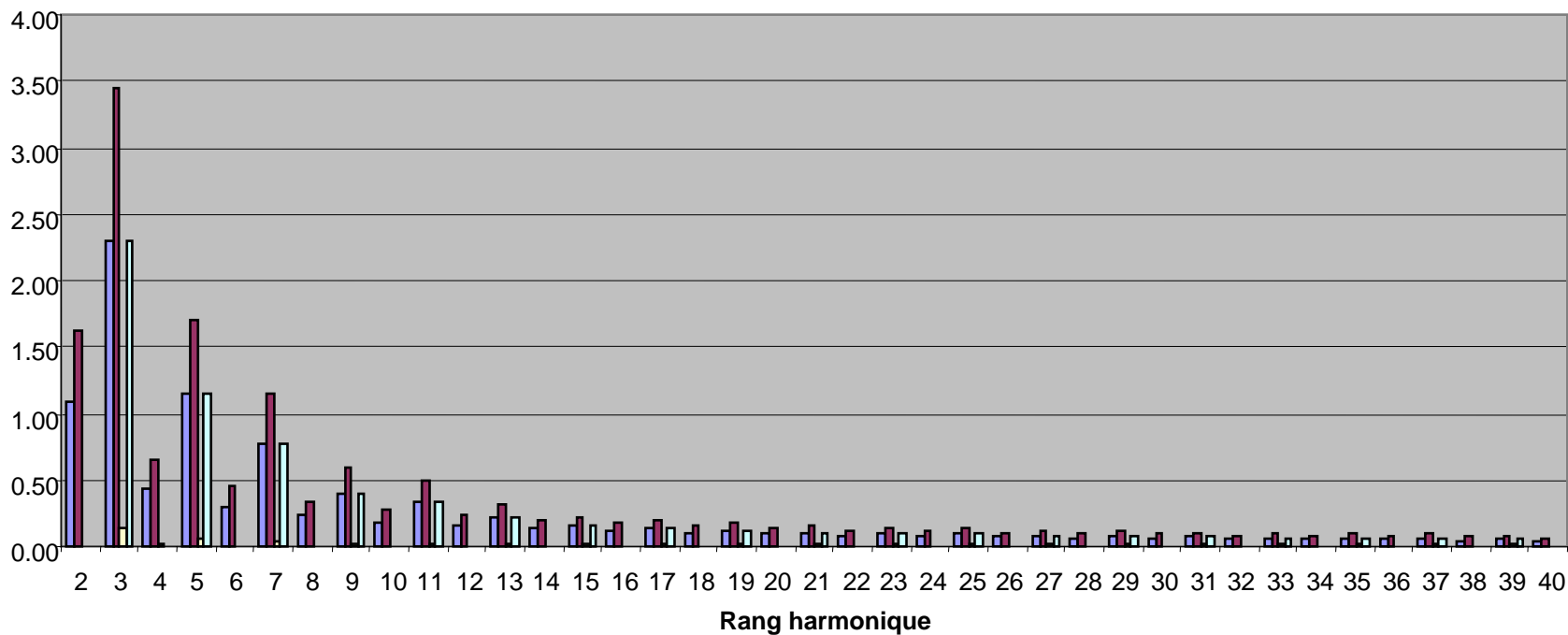
Harmoniques : limites en courant

Rang harmonique	Courant harmonique maximal autorisé (A)
Harmoniques impairs	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 15/n$
Harmoniques pairs	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8/n$

norme EN 61000-3-2, $I_n < 16A$, classe A (x1,5 pour classe B)

Harmoniques : limites en courant

- Classe A :
Courant maximal autorisé (A)
- Classe B :
Courant maximal autorisé (A)
- Classe C :
Courant maximal autorisé pour un courant fondamental de 0,5A
- Classe D :
Courant maximal autorisé (A)



Harmoniques : filtrage passif et actif

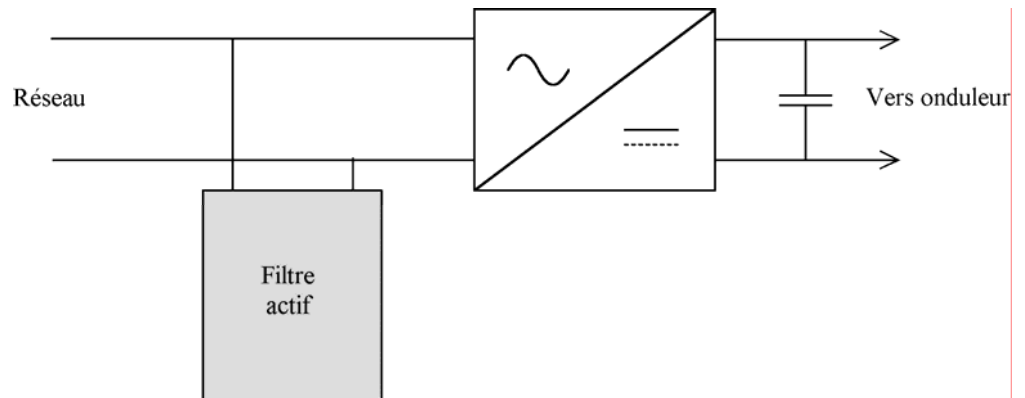
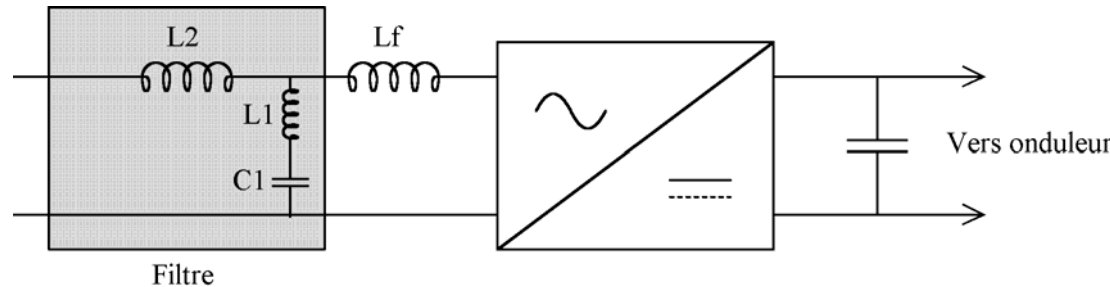
✓ filtres anti-harmoniques série

→ court-circuit des sources harmoniques de courant

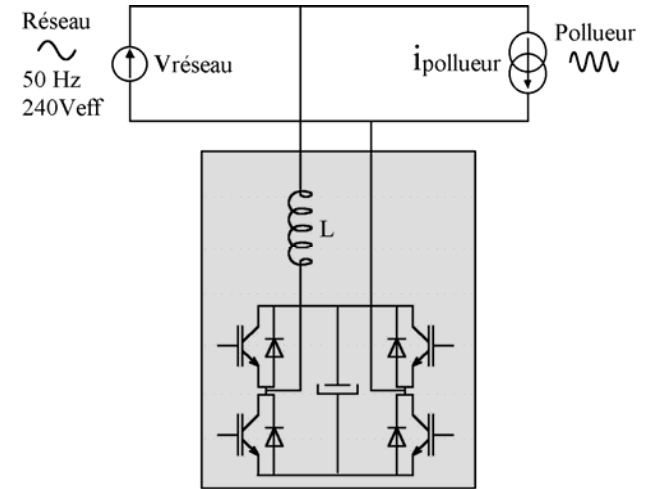
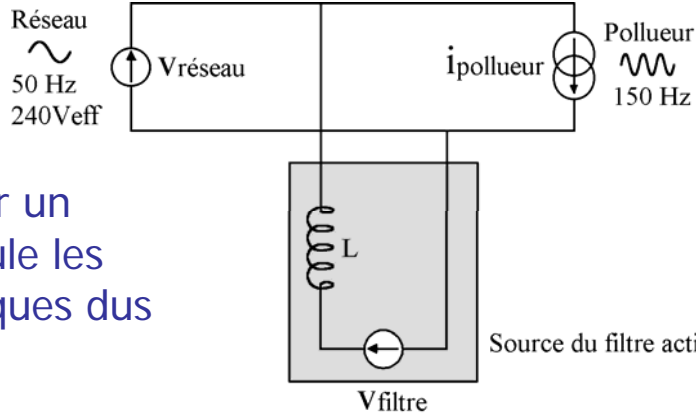
✓ Association de plusieurs filtres accordés

→ filtrage lourd et coûteux

✓ Filtrage actif



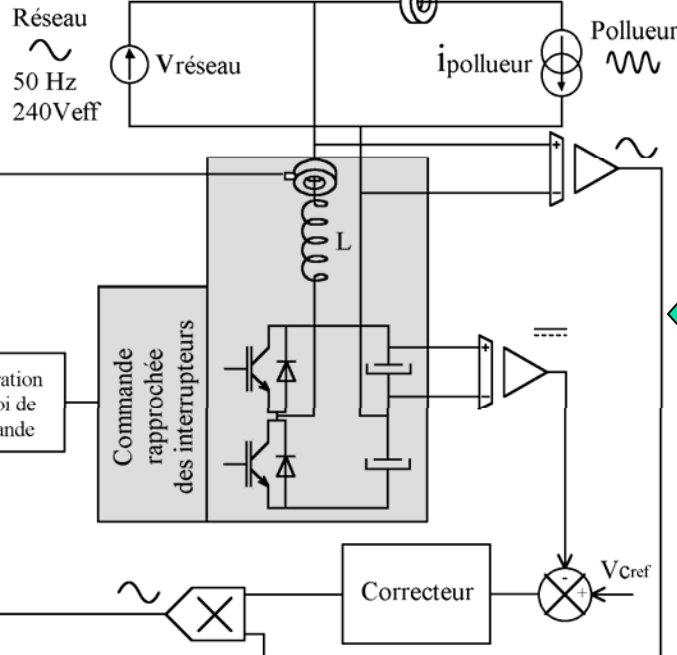
Harmoniques : filtrage actif



Principe : ajouter un courant qui annule les termes harmoniques dus au pollueur

Source du filtre actif ??

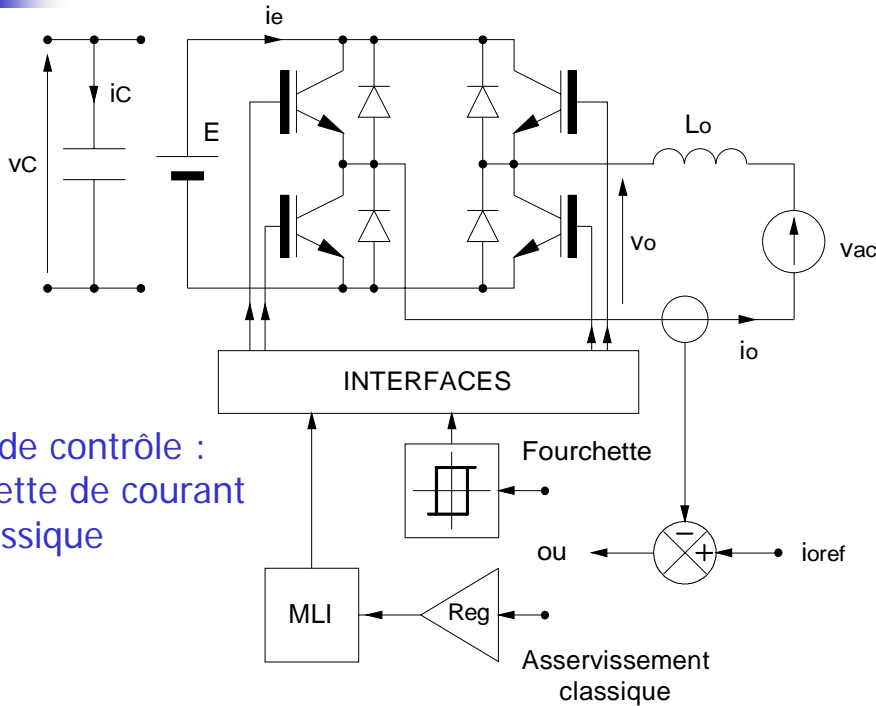
Calcul des composantes harmoniques à supprimer



- Mise en œuvre d'un onduleur de tension
- Pas d'échange de puissance
- Nécessité de stabiliser la tension DC (condensateur)
- Boucle de contrôle du courant pour l'élimination des harmoniques



Principe du contrôle en courant d'un onduleur



2 modes de contrôle :
 → Fourchette de courant
 → MLI classique

Équations du système :

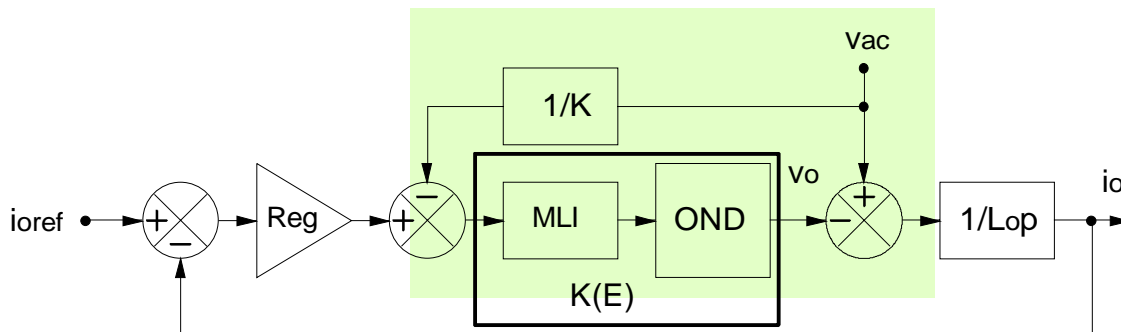
$$pL_0 i_0 = V_0 - V_{ac}$$

$$\left. \begin{aligned} V_0 &= E \cdot f_m(t) \\ I_e &= I_0 \cdot f_m(t) \end{aligned} \right\} \text{onduleur}$$

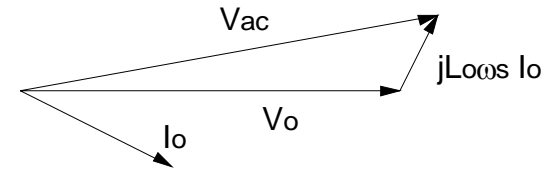
Correcteur : de type proportionnel ou PI

Introduction d'une boucle de compensation de la tension réseau

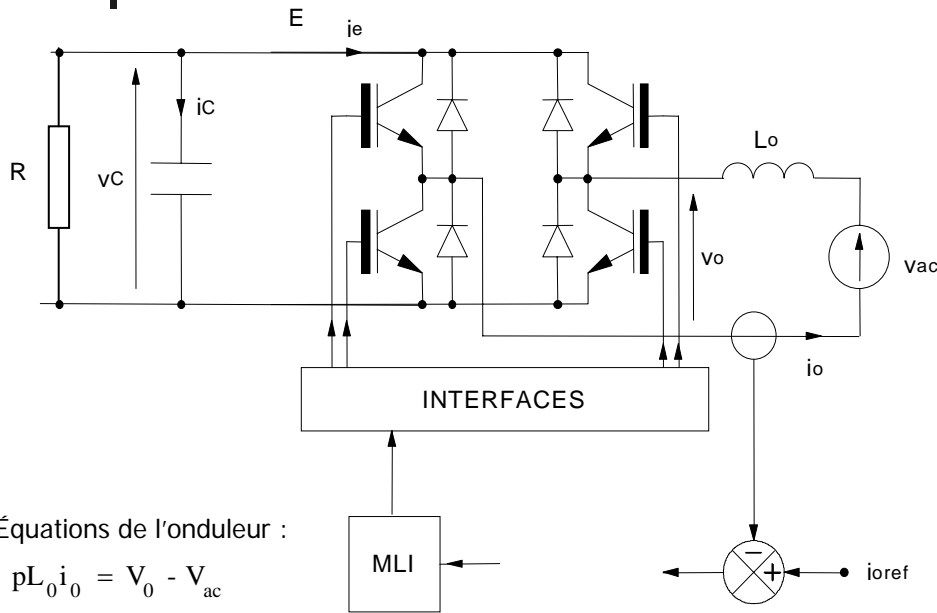
$$I_0 = \frac{1}{pL_0} \cdot \left(V_{AC} - K \left(V_{reg} - \frac{V_{AC}}{K} \right) \right) = -\frac{KV_{reg}}{pL_0}$$



➡ Meilleure dynamique



Filtrage actif et contrôle d'énergie réactive



Équations de l'onduleur :

$$pL_0 i_0 = V_0 - V_{ac}$$

$$V_0 = E \cdot f_m(t)$$

$$I_e = I_0 \cdot f_m(t)$$

$$P_e = P_0 \approx \langle I_0 \cdot f_m(t) \rangle \cdot E$$

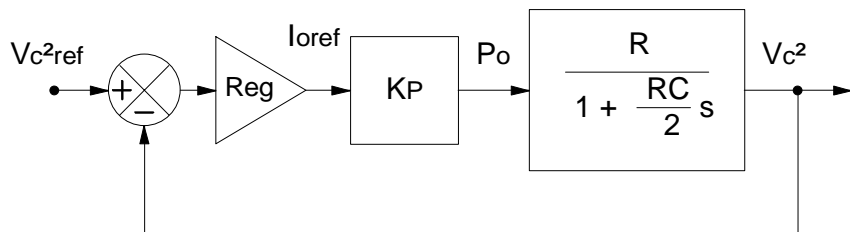


Schéma bloc du contrôle en tension en supposant que la boucle de courant a la plus grande dynamique

Boucle de tension

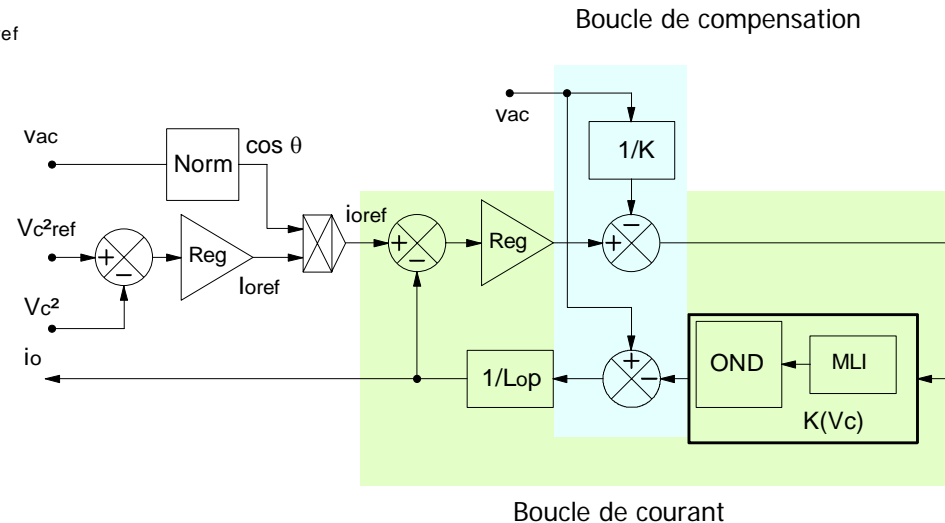
Nécessité de régulation de la tension du bus DC, V_c :

La puissance instantanée p_0 sur le bus DC s'exprime par :

R , résistance de charge (red. MLI ou pertes de l'onduleur)

$$p_0 = \frac{dW_c}{dt} + \frac{v_c^2}{R} = \frac{1}{2} C \frac{dv_c^2}{dt} + \frac{v_c^2}{R}$$

$$L(v_c^2) = \frac{R}{1 + \frac{RC}{2}s} p_0(s)$$



Le courant i_o est en phase avec V_{ac}

Filtrage actif et contrôle d'énergie réactive

Structure adaptée au contrôle de Q et H → pas de puissance absorbable

- i_o nécessairement réactif
- Stabilisation de VC impérative

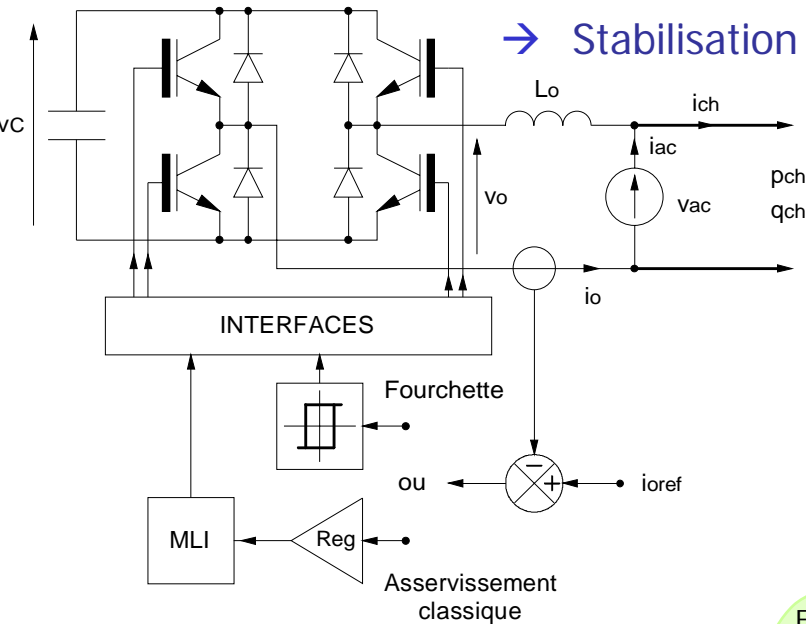
Boucle de courant

Structure de régulation directe du courant i_{ac} (et de la tension V_c) : **régulation implicite** : on impose, via le courant i_o que le courant i_{ac} soit sinusoïdal et en phase avec V_{ac} : $i_{ac} = i_{ch} - i_o$

On mesure le courant i_{ac} fourni par la source et on l'asservit à une consigne en phase avec V_{ac}

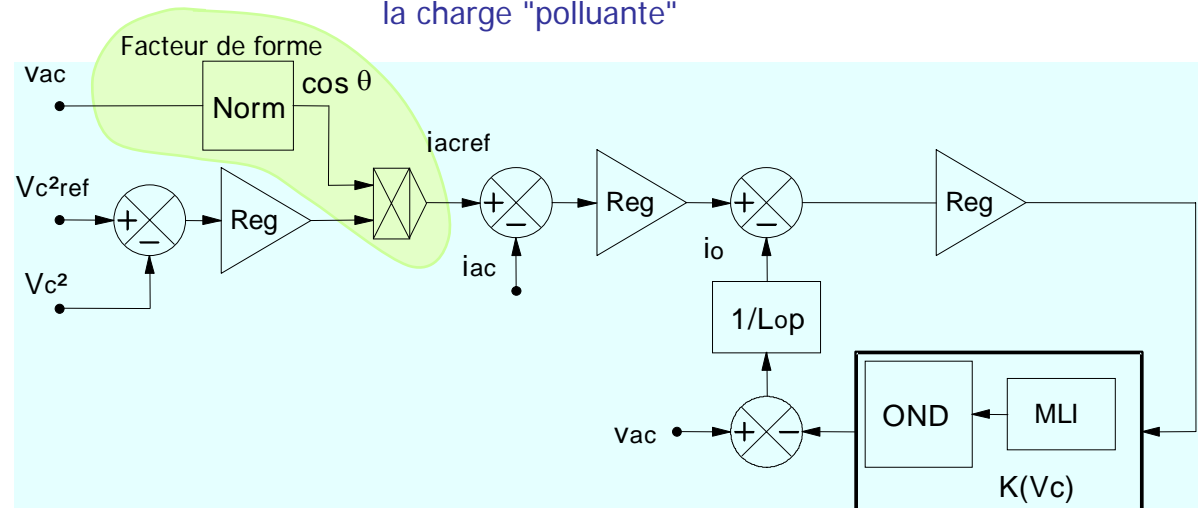
L'erreur de la boucle tension est utilisée comme consigne de courant de la boucle de l'onduleur (cf cas précédent)

cette boucle génère une erreur ayant la forme de la composante réactive et des harmoniques de courant de la charge "polluante"



Inconvénients

- courant de charge dans la boucle, contrôle difficile
- Puissance de dimensionnement du même ordre de grandeur que la charge
- Compensation globale du réactif et des harmoniques



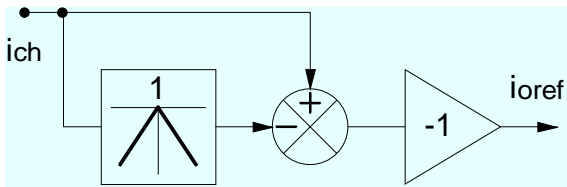
Filtrage actif et contrôle d'énergie réactive

Régulation indirecte ou explicite

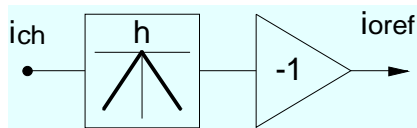
1- La consigne de la boucle de courant est élaborée à partir d'une mesure du courant de charge et de la grandeur sinus en phase avec V_{ac}

$$i_{oref} = i_{ac} - I_{ch}$$

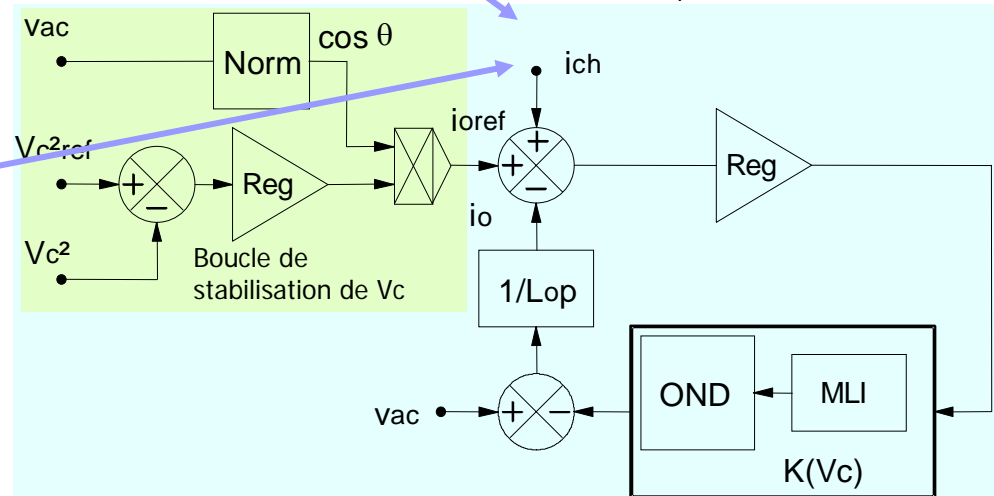
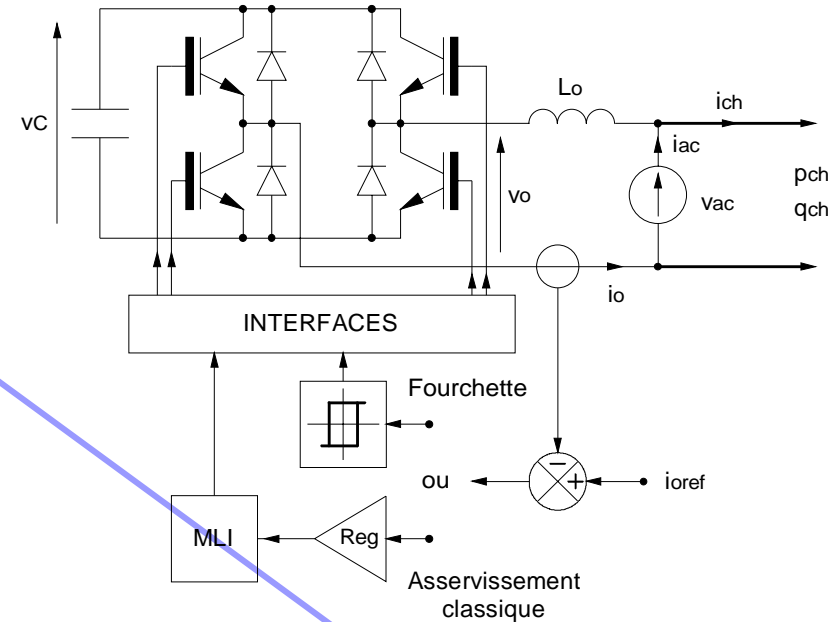
2- Possibilité de limiter le contrôle aux seuls harmoniques



Génération de référence pour compensation de tous les harmoniques



...ou pour un rang particulier



Avantages

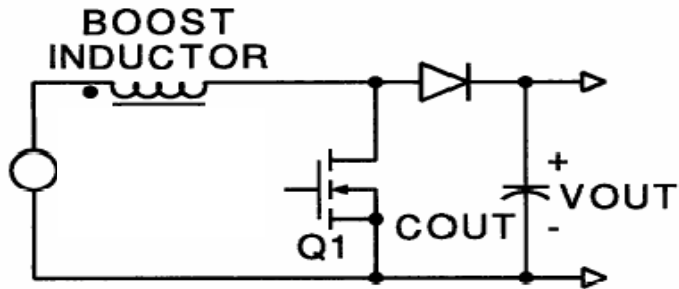
Le courant de charge n'intervient pas dans la boucle de régulation



Contrôle des harmoniques à la source
Absorption sinusoidale

Contrôle des harmoniques à la source

Structures d'absorbeurs sinusoidaux



Structure Boost : contrôle du courant dans L

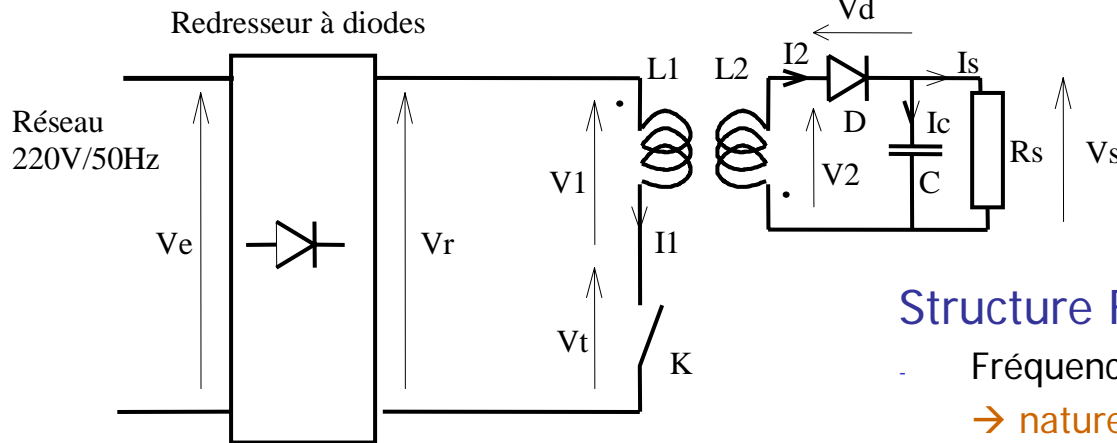
- à fréquence fixe ou libre
- En régime de conduction continu ou discontinu

Dans les deux cas :

Pas de capacité de filtrage en entrée

En pratique :

on place une capacité destinée au filtrage des harmoniques HF de découpage

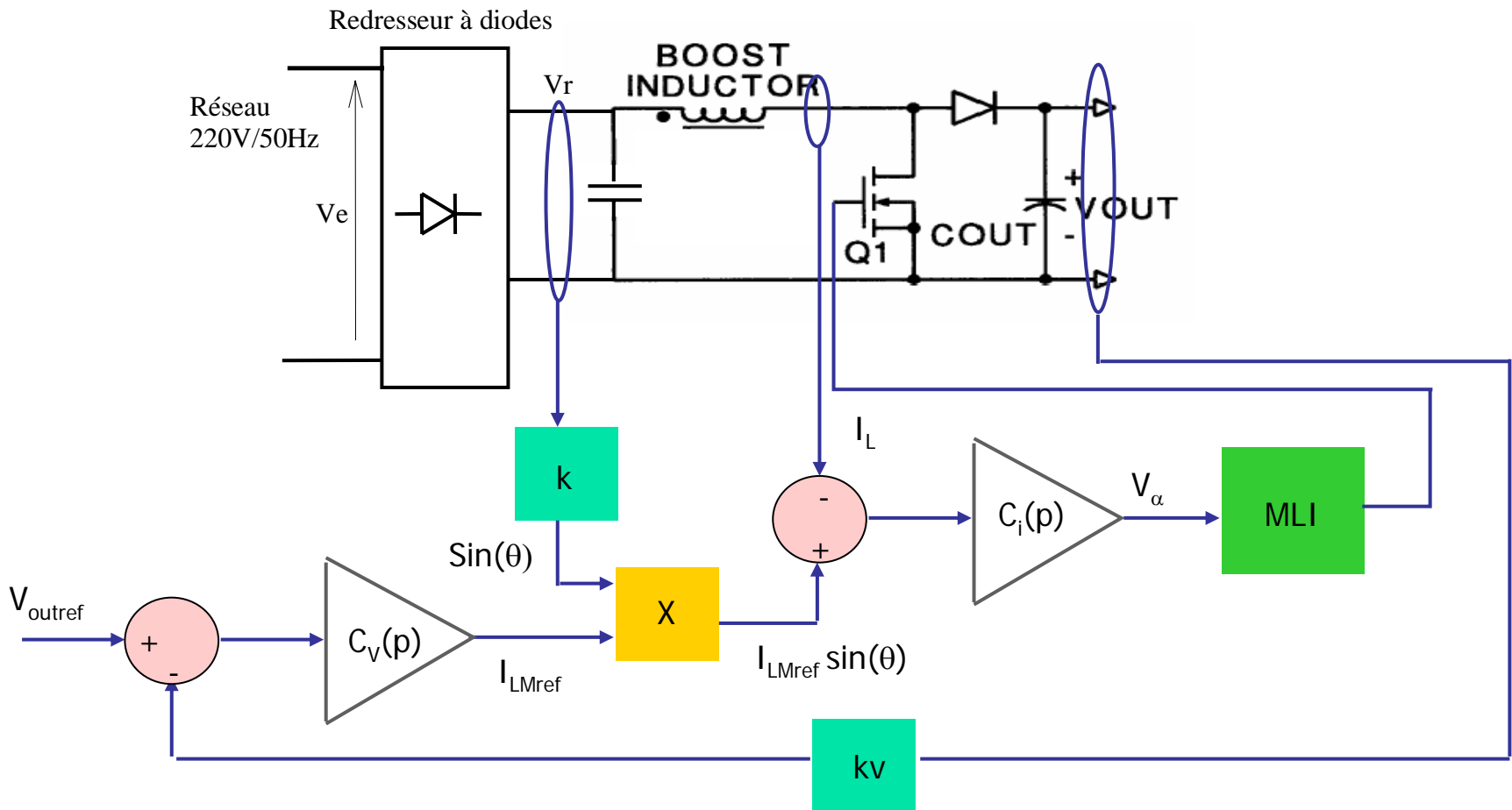


Structure Flyback

- Fréquence fixe et α constant : $V_r/I_1 = R_{eq} = Cte$
→ naturellement absorbeur sinus
- En régime de conduction discontinu

Stratégies de contrôle

A fréquence fixe et rapport cyclique variable en régime continu

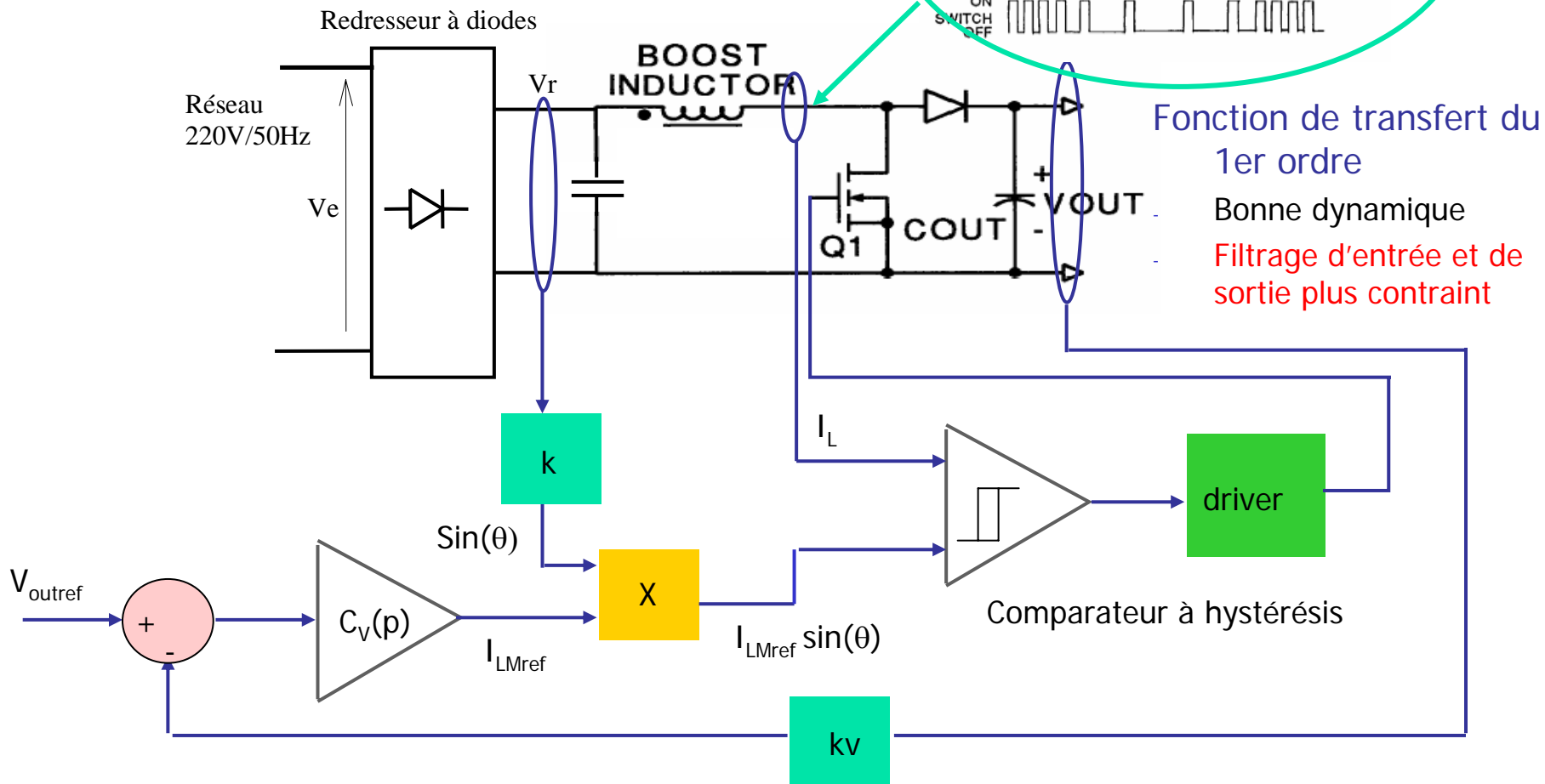


Fonction de transfert du 2ème ordre

- Boucle rapide de courant interne
- Boucle plus lente de tension

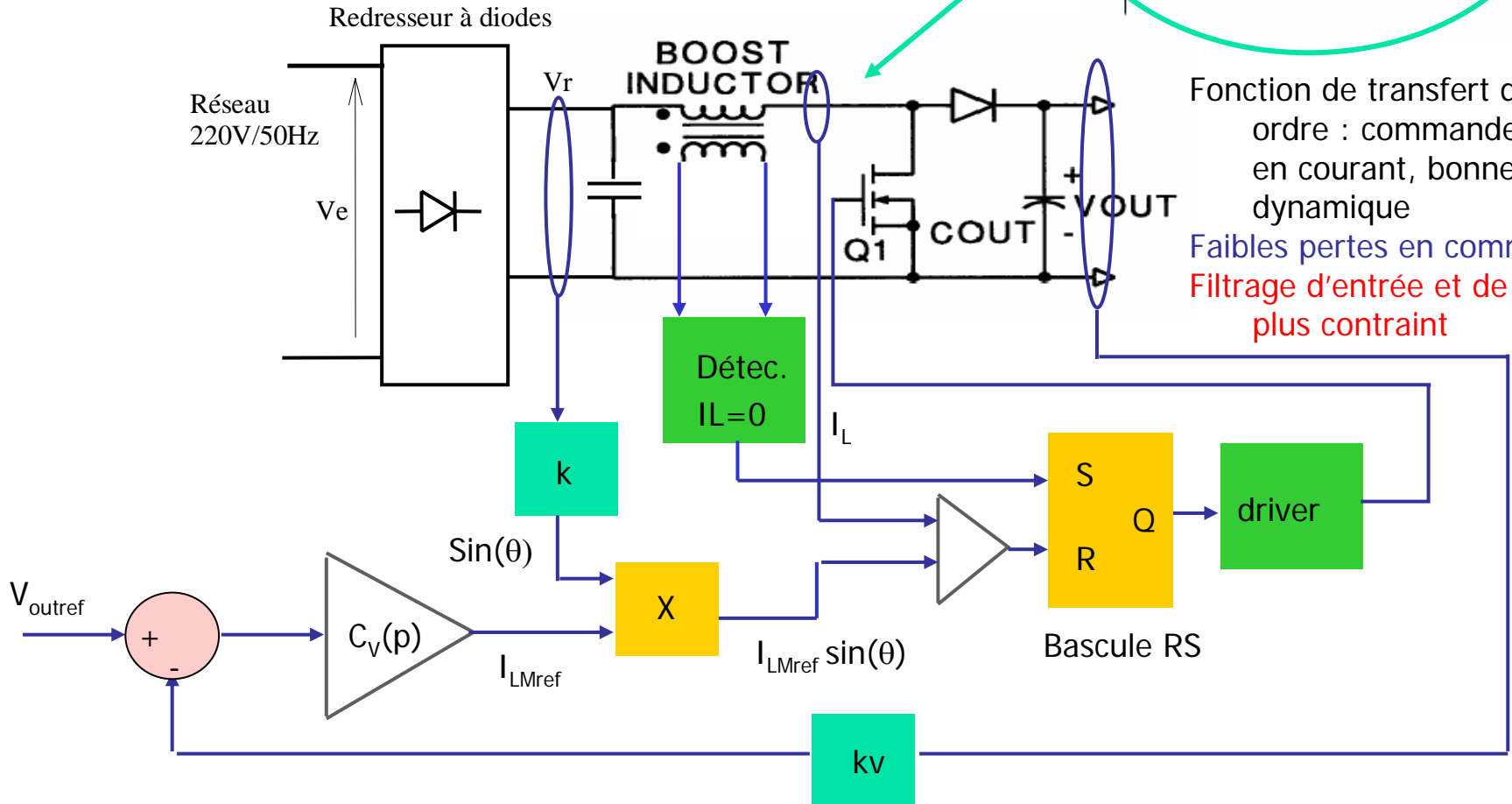
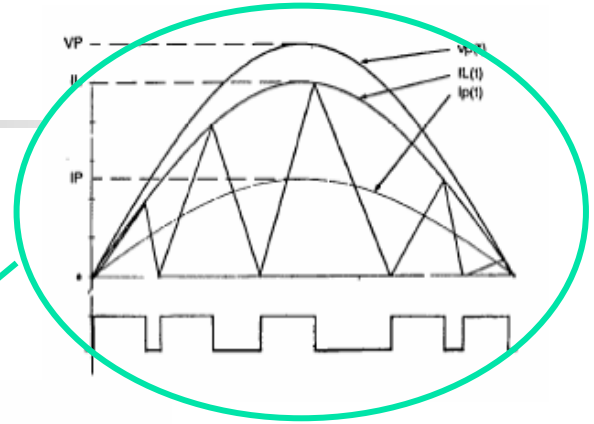
Stratégies de contrôle

A fréquence libre



Stratégies de contrôle

A fréquence libre en régime discontinu



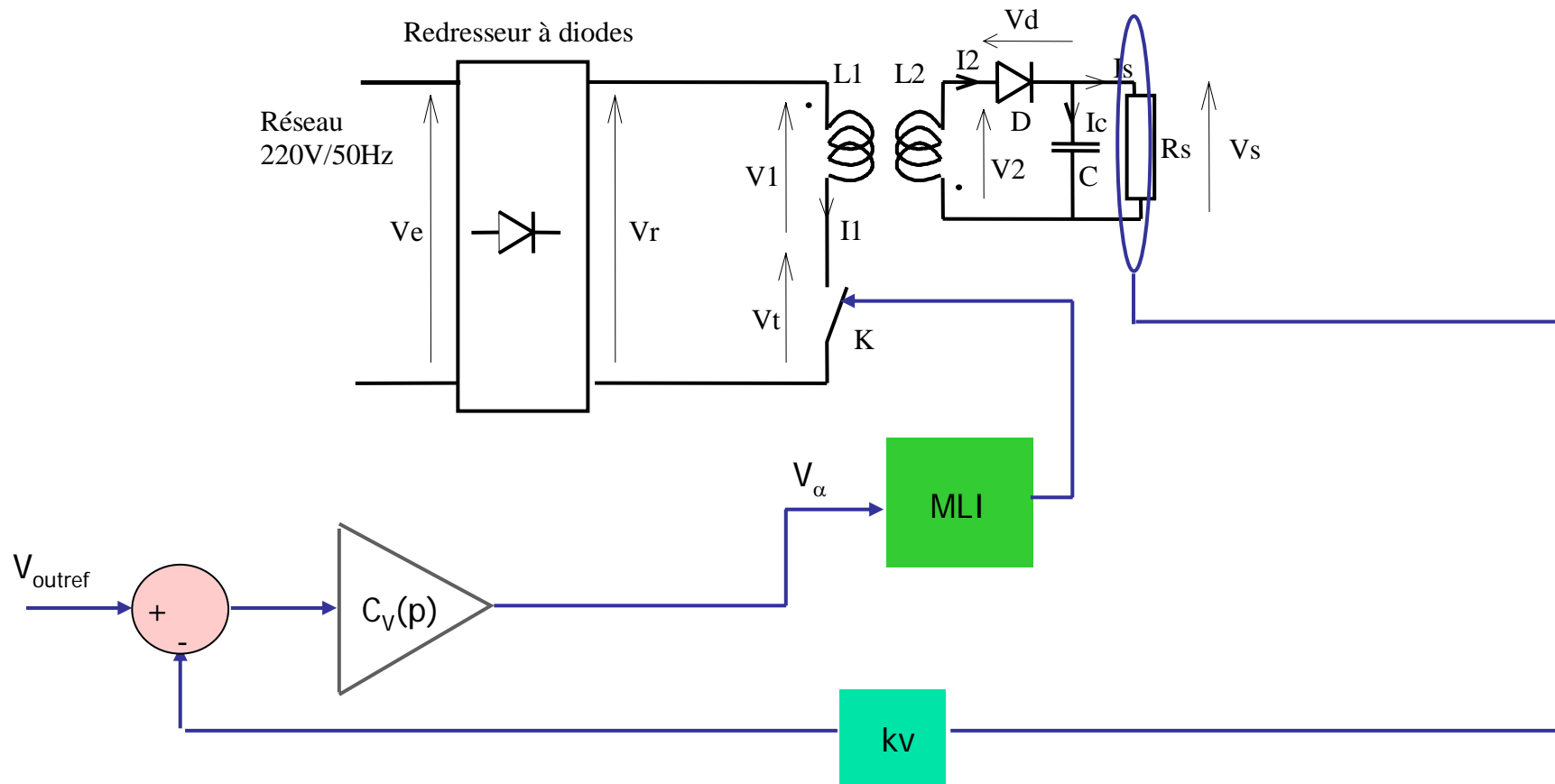
Fonction de transfert du 1er ordre : commande directe en courant, bonne dynamique

Faibles pertes en commutation

Filtrage d'entrée et de sortie plus contraint

Stratégies de contrôle

Structure Flyback à fréquence fixe et en régime discontinu



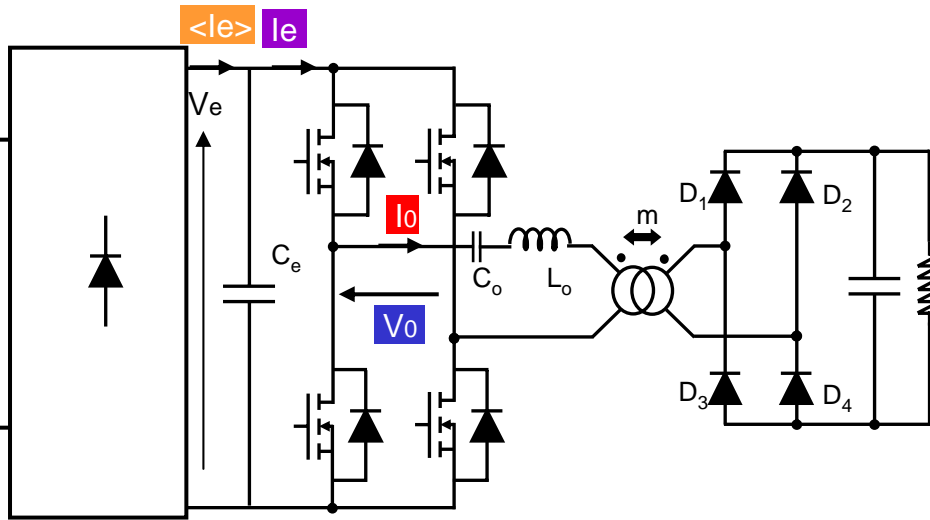
Fonction de transfert du 1er ordre : commande directe en courant, bonne dynamique

-Faibles pertes en commutation

-Structure simple

Structures résonante

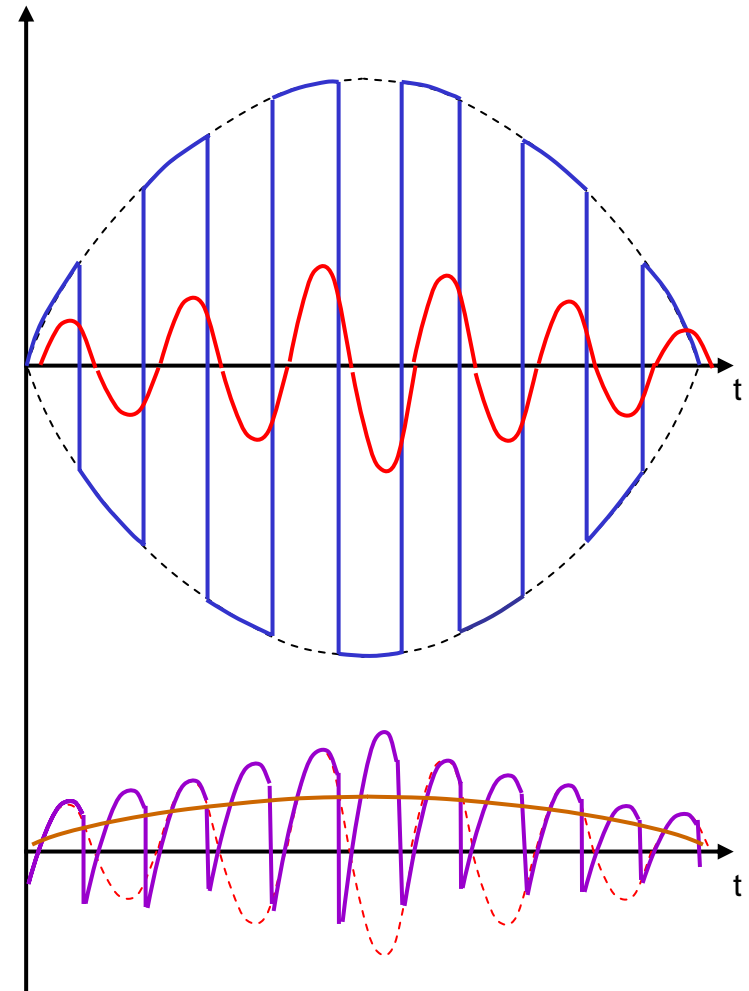
Structure basée sur un onduleur résonant



- C_e de faible valeur : filtrage de la composante HF de découpage
- la puissance transmise est réglée par la fréquence de découpage (déphasage φ_0 entre i_o et V_o)
- comportement naturel d'absorption sinusoidale, l'entrée de l'onduleur se comporte comme une résistance

$$P = \frac{4V_e}{\pi\sqrt{2}} I_o \cos(\varphi_0) \quad I_o = \frac{4V_e}{\pi\sqrt{2}} \frac{1}{\sqrt{R_0^2 + (L_0\omega - \frac{1}{C_0\omega})^2}} = \frac{4V_e}{\pi\sqrt{2}} \frac{1}{|Z_{RLC}|}$$

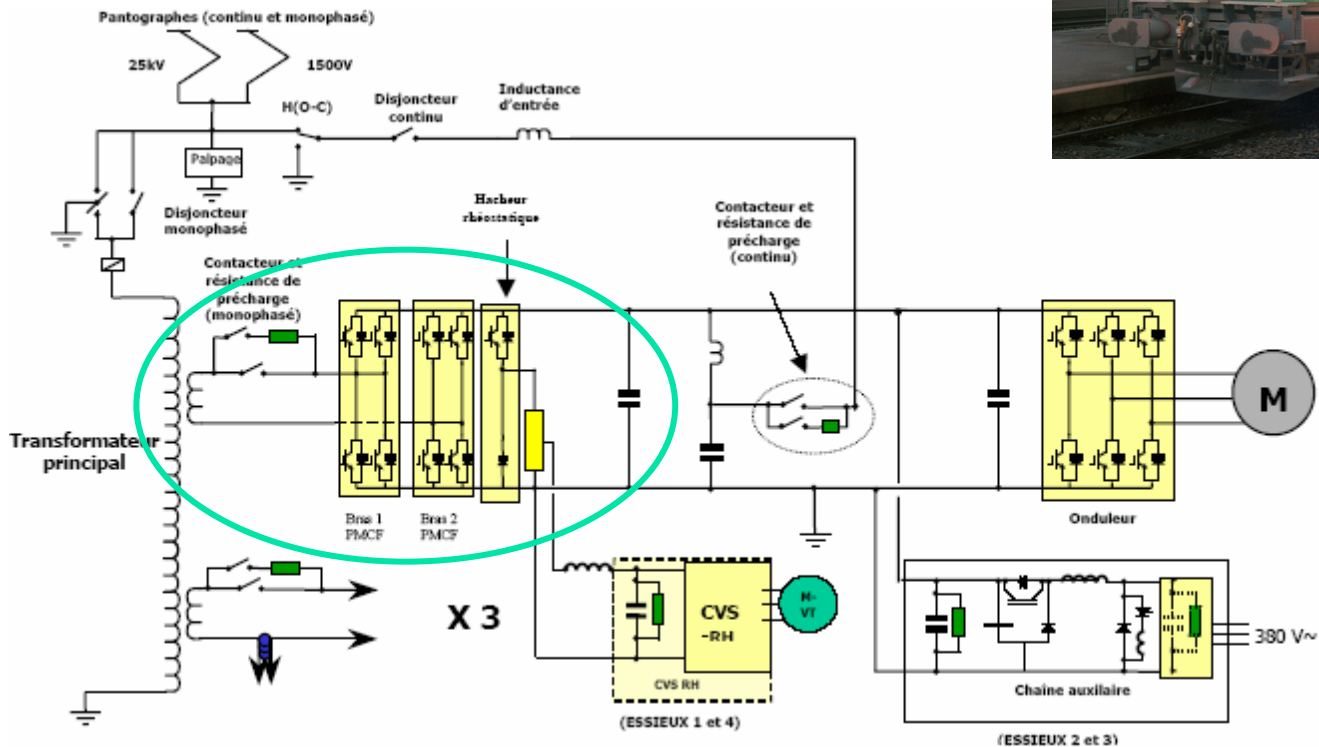
$$P = \frac{8V_e^2}{\pi^2} \frac{1}{|Z_{RLC}|} \quad \rightarrow \quad R_{eq} = \pi^2 \frac{|Z_{RLC}|}{8}$$



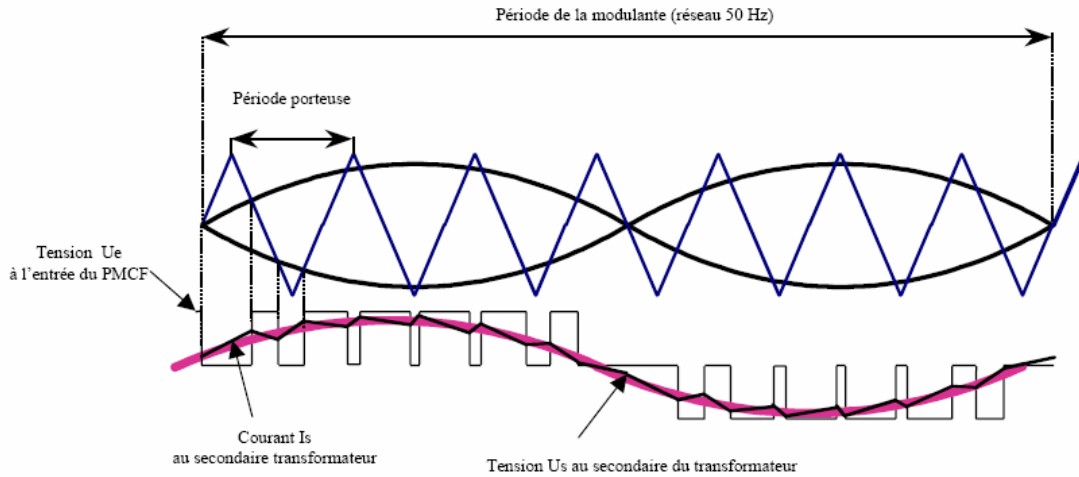
Redresseur MLI

Un exemple

Nécessité de contrôle des harmoniques injectées sur la caténaire

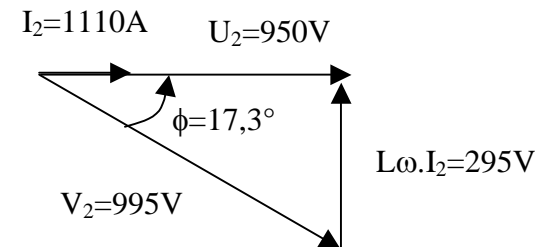
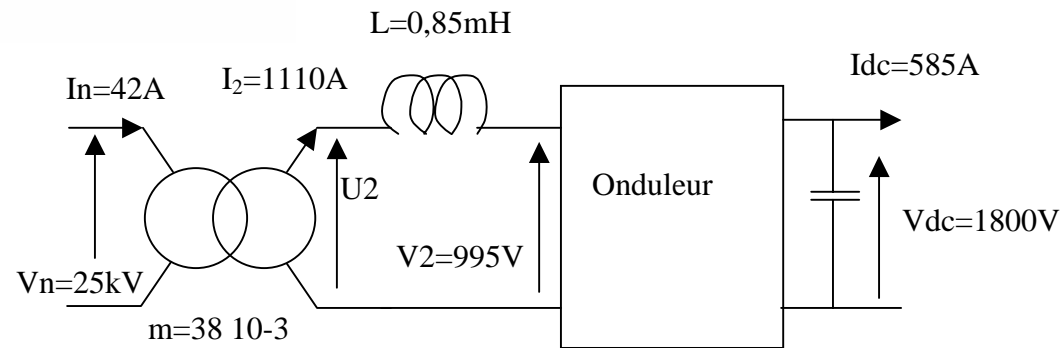


Redresseur MLI



Structure du système

L'onduleur de tension (réversible) constitue la source contrôlable V_2 qui permet d'absorber des courants sinusoïdaux sur le réseau

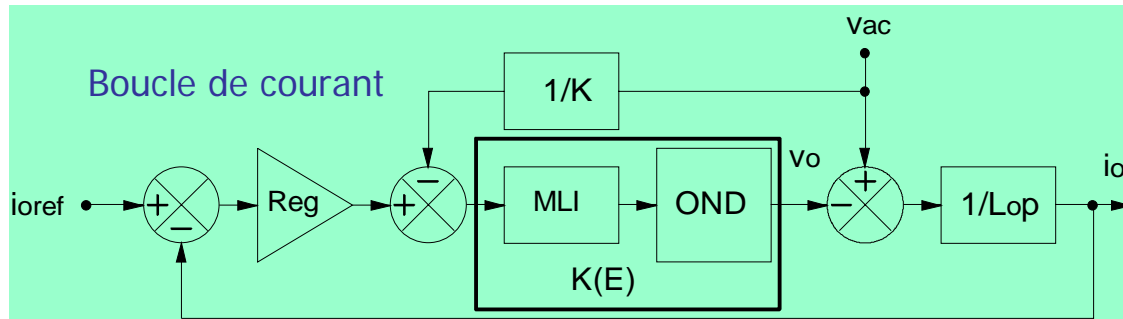


Redresseur MLI

Principe du contrôle

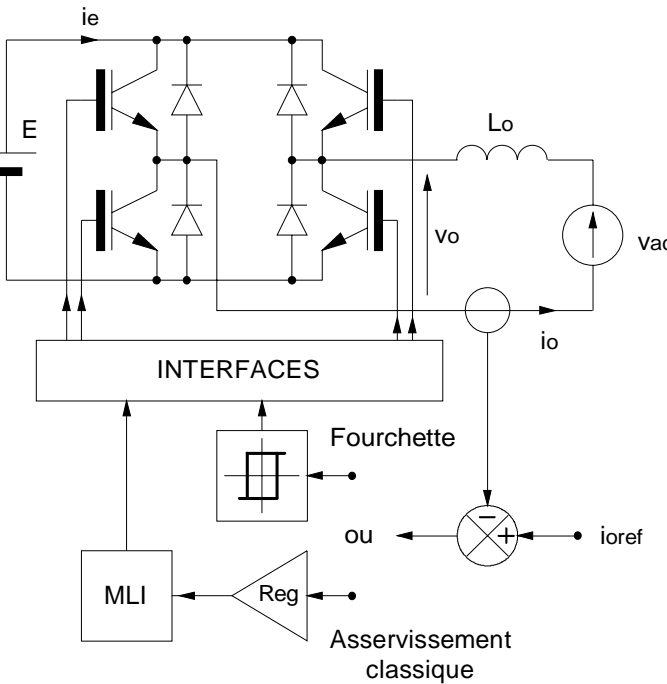
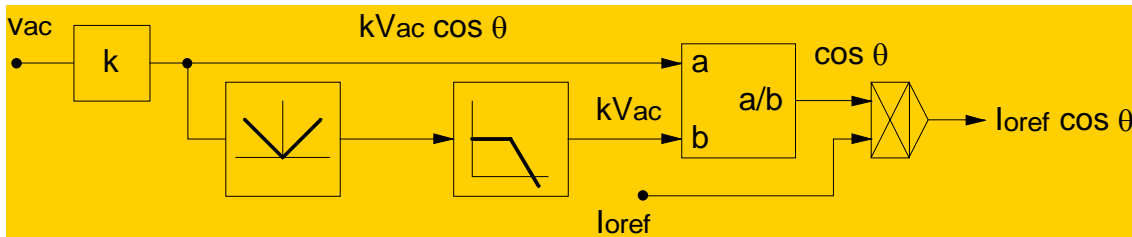
Organisation identique à celle des structures à absorption sinus

C seul si $P=0$ (compensation de réactif)

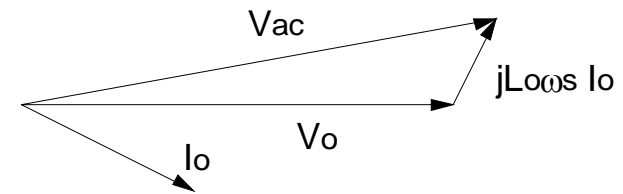


Intérêt : boucle interne de compensation, améliore la rapidité

Constitution de la référence courant, cas général



Dans le cas du redresseur MLI, i_o est mis en phase avec V_{ac}

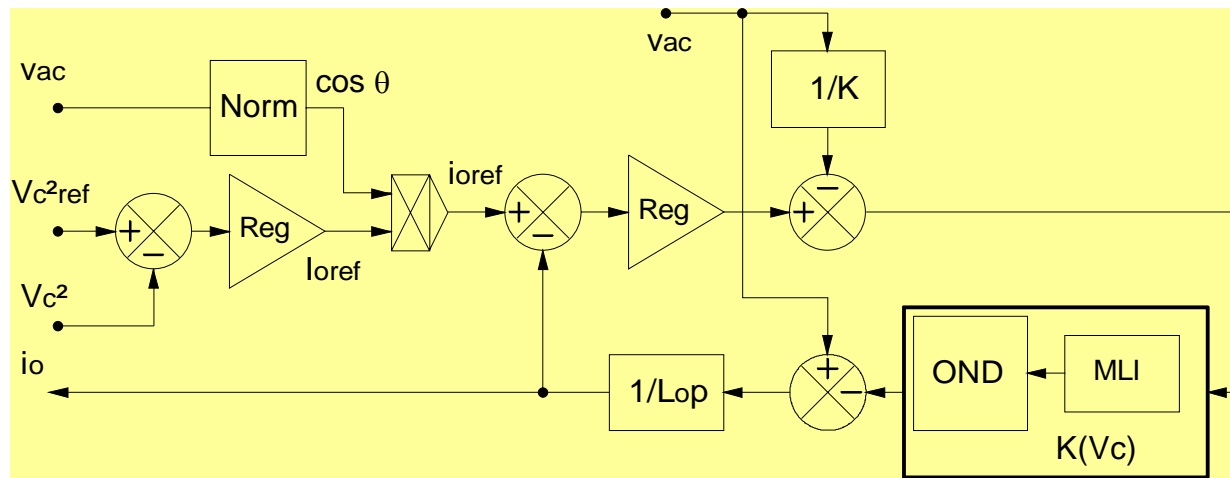


Redresseur MLI

Boucle de tension

la tension V_s doit être asservie

→ Asservissement à V_s^2 plus simple, le correcteur intégral (reg.) détermine la référence I_o





Conclusion

- ✓ les réseaux d'énergies nécessitent un pilotage de plus en plus complexe pour garantir leur stabilité
 - Multiples producteurs, énergies renouvelables
 - Production à partir du réseau de distribution
 - Implique la mise en œuvre de dispositifs actifs associés à des dispositifs de stockage (commutateurs de courant, onduleur de tension)
- ✓ La pollution harmonique doit être limitée
 - filtrage passif lourd et coûteux remplacé par le filtrage actif → onduleur de tension,
 - Généralisation de l'usage d'absorbeurs sinusoidaux, redresseur MLI
- ✓ Filtrage actif