BREVET DE TECHNICIEN SUPÉRIEUR

ÉLECTROTECHNIQUE

DOSSIER RESSOURCES

DRES 1 : détermination du facteur de simultanéité K_s 2

DRES 2 : détermination des sections de câbles (2 pages) 3

DRES 3 : détermination des chutes de tension admissibles (2 pages) 5

DRES 4 : détermination des courants de court-circuit 7

DRES 5 : protection des personnes en régime TN 8

DRES 6 : caractéristiques des motopompes (2 pages) 9

DRES 1 : détermination du facteur de simultanéité K_S

Facteur de simultanéité pour tableaux de distribution

Les normes CEI 61439-1 et 2 définissent de façon similaire le facteur de simultanéité pour les tableaux de distribution (dans ce cas, toujours ≤ 1) en fonction des départs, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Si les circuits sont principalement dédiés à l'éclairage, il est prudent d'adopter des valeurs Ks proches de l'unité.

Type de charge	Facteur de simultanéité Ks
Distribution - 2 et 3 circuits	0,9
Distribution - 4 et 5 circuits	0,8
Distribution - 6 à 9 circuits	0,7
Distribution - 10 circuits ou plus	0,6
Organe de commande électrique	0,2
Moteurs ≤ 100 kW	0,8
Moteurs > 100 kW	1,0

Source : Schneider Electric

DRES 2 : détermination des sections de câbles (2 pages)

Les tableaux ci-contre permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit. pour des canalisations enterrées et protégées par disjoncteur.

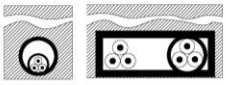
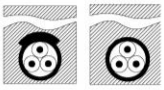
Pour obtenir la section des conducteurs de phase, il faut, pour la lettre de sélection D qui correspond aux câbles enterrés :
- déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation.

Ce cœfficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K4, K5, K6, K7, Kn et Ks :
- le facteur de correction K4 prend en compte le mode de pose
- le facteur de correction K5 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte
- le facteur de correction K6 prend en compte l'influence de la nature du sol
- le facteur de correction K7 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant
- le facteur de correction du neutre chargé Kn
- le facteur de correction dit de symétrie Ks.

Lettre de sélection D

La lettre de sélection D correspond à des câbles enterrés.

Facteur de correction K4

type de pose des câbles(1) enterrés	espace entre conduits ou circuits	nombre de conduits ou circuits 1	2	3	4	5	6
pose dans des conduits, de des fourreaux ou des conduits profilés enterrés	Appliquer d'abord un coefficient général de 0,80 puis tenir compte l'espace entre circuits et du nombre de conducteurs						
	■ seul	1					
	■ jointif		0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
	■ 0,25 m		0,93	0,87	0,84	0,81	0,79
	■ 0,5 m		0,95	0,91	0,89	0,87	0,86
	■ 1,0 m		0,97	0,95	0,94	0,93	0,93
posés directement dans le sol avec ou sans protection	Appliquer directement les coefficients ci-dessous						
	■ seul	1					
	■ jointif		0,76	0,64	0,57	0,52	0,49
	■ un diamètre		0,79	0,67	0,61	0,56	0,53
	■ 0,25 m		0,84	0,74	0,69	0,65	0,60
	■ 0,5 m		0,88	0,79	0,75	0,71	0,69
	■ 1,0 m		0,92	0,85	0,82	0,80	0,78

(1) Câbles mono ou multiconducteurs

Facteur de correction K5

influence mutuelle des circuits dans un même conduit	disposition des câbles jointifs	nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs 1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16
	enterrés	1	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, multiplier K5 par :
- 0,80 pour 2 couches
- 0,73 pour 3 couches
- 0,70 pour 4 ou 5 couches
- 0,68 pour 6 ou 8 couches
- 0,66 pour 9 couches et plus

Facteur de correction K6

influence de la nature du sol	nature du sol	
	■ terrain très humide	1,21
	■ humide	1,13
	■ normal	1,05
	■ sec	1
	■ très sec	0,86

Facteur de correction K7

température du sol (°C)	isolation polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) éthylène, propylène (EPR)
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65

Facteur de correction Kn (conducteur Neutre chargé) (selon la norme NF C15-100 § 523.5.2)

- Kn = 0,84
- Kn = 1,45

Voir détermination de la section d'un conducteur Neutre chargé **page A41**.

Facteur de correction dit de symétrie Ks

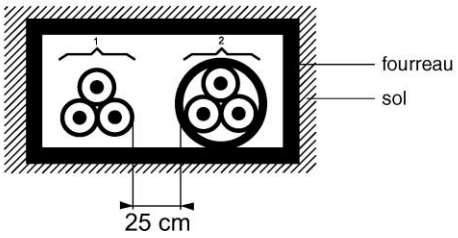
(selon la norme NF C15-105 § B.5.2 et le nombre de câbles en parallèle)

- Ks = 1 pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie
- Ks = 0,8 pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non respect de la symétrie.

Source : Schneider Electric

Exemple d'un circuit à calculer selon la méthode NF C15-100 § 52 GK

Un câble polyéthylène réticulé (PR) triphasé + neutre (circuit 2, à calculer) est posé à 25 cm d'un autre circuit (circuit 1) dans des fourreaux enterrés, dans un sol humide dont la température est 25 °C.
Le câble véhicule 58 ampères par phase.
On considère que le neutre n'est pas chargé.



La lettre de sélection est D, s'agissant de câbles enterrés.
Les facteurs de correction K4, K5, K6, K7 donnés par les tableaux correspondants sont respectivement :

- K4 = 0,80 x 0,93 = 0,74
- K5 = 0,71
- K6 = 1,13
- K7 = 0,96.

Le coefficient total K = K4 x K5 x K6 x K7 est donc 0,74 x 0,71 x 1,13 x 0,96 soit :

- k = 0,57.

Détermination de la section

On choisira une valeur normalisée de In juste supérieure à 58 A, soit In = 63 A.
Le courant admissible dans la canalisation est Iz = 63 A.
L'intensité fictive I'z prenant en compte le coefficient K est I'z = 63/0,57 = 110,5 A.
Dans le tableau de choix des sections on choisit la valeur immédiatement supérieure à 110,5 A, soit, ici :

- pour une section cuivre 113 A, ce qui correspond à une section de 16 mm^2,
- pour une section aluminium 111 A, ce qui correspond à une section de 25 mm^2.

Nota : En cas de neutre chargé, prendre en compte le facteur de correction Kn et éventuellement le facteur de correction dit de symétrie Ks.

Source : Schneider Electric

Détermination de la section minimale

Connaissant I'z et K (I'z est le courant équivalent au courant véhiculé par la canalisation : I'z = Iz/K), le tableau ci-après indique la section à retenir.

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)			
		caoutchouc ou PVC		butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
section cuivre (mm^2)	1,5	26	32	31	37
	2,5	34	42	41	48
	4	44	54	53	63
	6	56	67	66	80
	10	74	90	87	104
	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
	240	424	514	501	598
	300	480	581	565	677
section aluminium (mm^2)	10	57	68	67	80
	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
	240	328	396	388	458
	300	371	447	440	520

Détermination de la section d'un conducteur neutre chargé

Les courants harmoniques de rang 3 et multiples de 3 circulant dans les conducteurs de phases d'un circuit triphasé s'additionnent dans le conducteur neutre et le surchargent.
Pour les circuits concernés par la présence de ces harmoniques, pour les sections de phase > 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium, il faut déterminer la section des conducteurs de la manière suivante, en fonction du taux d'harmoniques en courant de rang 3 et multiples de 3 dans les conducteurs de phases :

- taux (ih3) < 15%:

Le conducteur neutre n'est pas considéré comme chargé. La section du conducteur neutre (Sn) égale à celle nécessaire pour les conducteurs de phases (Sph). Aucun coefficient lié aux harmoniques n'est appliqué : Sn = Sph

- taux (ih3) compris entre 15% et 33% :

Le conducteur neutre est considéré comme chargé, sans devoir être surdimensionné par rapport aux phases.
Prévoir une section du conducteur neutre (Sn) égale à celle nécessaire pour les conducteurs de phases (Sph). Mais un facteur de réduction de courant admissible de 0,84 doit être pris en compte pour l'ensemble des conducteurs :
Sn = Sph = Spho x 1/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

- taux (ih3) > 33%:

Le conducteur est considéré comme chargé et doit être surdimensionné pour un courant d'emploi égal à 1,45/0,84 fois le courant d'emploi dans la phase, soit environ 1,73 fois le courant calculé.
Selon le type de câble utilisé:

○ câbles multipolaires : la section du conducteur neutre (Sn) est égale à celle nécessaire pour la section des conducteur de phases (Sph) et un facteur de correction de 1,45/0,84 doit être pris en compte pour l'ensemble des conducteurs.
Sn = Sph = Spho x 1,45/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

○ câbles unipolaires : le conducteur neutre doit avoir une section supérieure à celle des conducteurs de phases.
La section du conducteur neutre (Sn) doit avoir un facteur de dimensionnement de 1,45/0,84 et. Pour les conducteurs de phases (Sph) un facteur de réduction de courant admissible de 0,84 doit être pris en compte :
Sn = Spho x 1,45/0,84
Sph = Spho x 1/0,84

- Lorsque le taux (ih3) n'est pas défini par l'utilisateur, on se placera dans les conditions de calcul correspondant à un taux compris entre 15% et 33%.

Sn = Sph = Spho x 1/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

Calcul de la chute de tension en ligne en régime permanent

La chute de tension en ligne en régime permanent est à prendre en compte pour l'utilisation du récepteur dans des conditions normales (limites fixées par les constructeurs des récepteurs).

Le tableau ci-contre donne les formules usuelles pour le calcul de la chute de tension.

Plus simplement, les tableaux ci-dessous donnent la chute de tension en % dans 100 m de câble, en 400 V/50 Hz triphasé, en fonction de la section du câble et du courant véhiculé (In du récepteur). Ces valeurs sont données pour un cos φ de 0,85 dans le cas d'un moteur et de 1 pour un récepteur non inductif. Ces tableaux peuvent être utilisés pour des longueurs de câble L ≠ 100 m : il suffit d'appliquer au résultat le coefficient L/100.

Formules de calcul de chute de tension

alimentation	chute de tension (V CA)	en %
monophasé : deux phases	$\Delta U = 2\ I_B L\ (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 ΔU/Un
monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2\ I_B L\ (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 ΔU/Vn
triphasé : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3}\ I_B L\ (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 ΔU/Un

IB = courant d'emploi en ampères.
Un : tension nominale entre phases. Un = $\sqrt{3}$ Vn.
Vn : tension nominale entre phase et neutre.
L = longueur d'un conducteur en km.
R = résistance linéique d'un conducteur en Ω/km. Pour le cuivre R = 22,5 Ω/mm²/km / S (section en mm²) et pour l'aluminium R = 36 Ω/mm²/km / S (section en mm²). R est négligeable au delà d'une section de 500 mm².
X = réactance linéique d'un conducteur en Ω/km. X est négligeable pour les câbles de section < 50 mm². En l'absence d'autre indication, on prendra X = 0,08 Ω/km.
φ = déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré.

Chute de tension dans 100 m de câble en 400 V/50 Hz triphasé (%)

cos φ = 0,85

câble	cuivre																aluminium											
S (mm²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
In (A)																												
1	0,5	0,4																										
2	1,1	0,6	0,4																									
3	1,5	1	0,6	0,4													0,4											
5	2,6	1,6	1	0,6	0,4												0,6	0,4										
10	5,2	3,2	2	1,4	0,8	0,5											1,3	0,8	0,5									
16	8,4	5	3,2	2,2	1,3	0,8	0,5										2,1	1,3	0,8	0,6								
20		6,3	4	2,6	1,6	1	0,6										2,5	1,6	1,1	0,7	0,5							
25		7,9	5	3,3	2	1,3	0,8	0,6									3,2	2	1,3	0,9	0,6	0,5						
32			6,3	4,2	2,6	1,6	1,1	0,8	0,5								4,1	2,6	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5					
40			7,9	5,3	3,2	2,1	1,4	1	0,7	0,5							5,1	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	0,5				
50				6,7	4,1	2,5	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5						6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7	0,6	0,5			
63				8,4	5	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6						8	5	3,2	2,3	1,7	1,3	0,9	0,8	0,6			
70					5,6	3,5	2,3	1,7	1,3	0,9	0,7	0,5						5,6	3,6	2,6	1,9	1,4	1,1	0,8	0,7			
80					6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,8	0,6	0,5					6,4	4,1	3	2,2	1,5	1,2	1	0,8			
100					8	5	3,3	2,4	1,7	1,3	1	0,8	0,7	0,65					5,2	3,8	2,7	2	1,5	1,3	1	0,95		
125						4,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,3	1	0,9	0,21	0,76				6,5	4,7	3,3	2,4	1,9	1,5	1,3	1,2	0,95	
160							5,3	3,9	2,8	2,1	1,6	1,4	1,1	1	0,97	0,77				6	4,3	3,2	2,4	2	1,6	1,52	1,2	1
200							6,4	4,9	3,5	2,6	2	1,6	1,4	1,3	1,22	0,96					5,6	4	3	2,4	2	1,9	1,53	1,3
250								6	4,3	3,2	2,5	2,1	1,7	1,6	1,53	1,2					6,8	5	3,8	3,1	2,5	2,4	1,9	1,6
320									5,6	4,1	3,2	2,6	2,3	2,1	1,95	1,54						6,3	4,8	3,9	3,2	3	2,5	2,1
400									6,9	5,1	4	3,3	2,8	2,6	2,44	1,92							5,9	4,9	4,1	3,8	3	2,6
500										6,5	5	4,1	3,5	3,2	3	2,4								6,1	5	4,7	3,8	3,3

cos φ = 1

câble	cuivre																aluminium											
S (mm²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
In (A)																												
1	0,6	0,4																										
2	1,3	0,7	0,5																									
3	1,9	1,1	0,7	0,5													0,5											
5	3,1	1,9	1,2	0,8	0,5												0,7	0,5										
10	6,1	3,7	2,3	1,5	0,9	0,5											1,4	0,9	0,6									
16	10,7	5,9	3,7	2,4	1,4	0,9	0,6										2,3	1,4	1	0,7								
20		7,4	4,6	3,1	1,9	1,2	0,7										3	1,9	1,2	0,8	0,6							
25		9,3	5,8	3,9	2,3	1,4	0,9	0,6									3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5						
32			7,4	5	3	1,9	1,2	0,8	0,6								4,8	3	1,9	1,4	1	0,7	0,5					
40			9,3	6,1	3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5							5,9	3,7	2,3	1,7	1,2	0,8	0,6	0,5				
50				7,7	4,6	2,9	1,9	1,4	0,9	0,6	0,5						7,4	4,6	3	2,1	1,4	1,1	0,8	0,6	0,5			
63				9,7	5,9	3,6	2,3	1,6	1,2	0,8	0,6						9	5,9	3,7	2,7	1,9	1,4	1	0,8	0,7	0,6		
70					6,5	4,1	2,6	1,9	1,3	0,9	0,7	0,5						6,5	4,1	3	2,1	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7		
80					7,4	4,6	3	2,1	1,4	1,1	0,8	0,6	0,5					7,4	4,8	3,4	2,3	1,7	1,3	1	0,9	0,8	0,6	
100					9,3	5,8	3,7	2,6	1,9	1,4	1	0,8	0,7	0,6					5,9	4,2	3	2,1	1,5	1,3	1,2	1	0,8	0,6
125						7,2	4,6	3,3	2,3	1,6	1,2	1	0,9	0,7	0,6				7,4	5,3	3,7	2,6	2	1,5	1,4	1,3	1	0,8
160							5,9	4,2	3	2,1	1,5	1,3	1,2	1	0,8	0,6				6,8	4,8	3,4	2,5	2	1,8	1,6	1,3	1,1
200							7,4	5,3	3,7	2,6	2	1,5	1,4	1,3	1	0,8					5,9	4,2	3,2	2,4	2,3	2	1,6	1,4
250								6,7	4,6	3,3	2,4	1,9	1,7	1,4	1,2	0,9					7,4	5,3	3,9	3,1	2,8	2,5	2	1,6
320									5,9	4,2	3,2	2,4	2,3	1,9	1,5	1,2						6,8	5	4	3,6	3,2	2,5	2
400									7,4	5,3	3,9	3,1	2,8	2,3	1,9	1,4							6,2	5	4,5	4	3,2	2,7
500										6,7	4,9	3,9	3,5	3	2,5	1,9							7,7	6,1	5,7	5	4	3,3

Pour un réseau triphasé 230 V, multiplier ces valeurs par $\sqrt{3}$ = 1,73.
Pour un réseau monophasé 230 V, multiplier ces valeurs par 2.

Source : Schneider Electric

Limite maximale de la chute de tension

La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à un autre. Les valeurs typiques pour des installations BT sont données dans le tableau de la **Figure G25**.

La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs de ce même tableau.

Fig. G25
Limite maximale de la chute de tension

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%
Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.		

Cette chute de tension s'entend en service normal (en dehors des appels de courant au démarrage des moteurs par exemple) et lorsque les appareils susceptibles de fonctionner simultanément sont alimentés (voir facteur de simultanéité).

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau de la Figure G25, il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

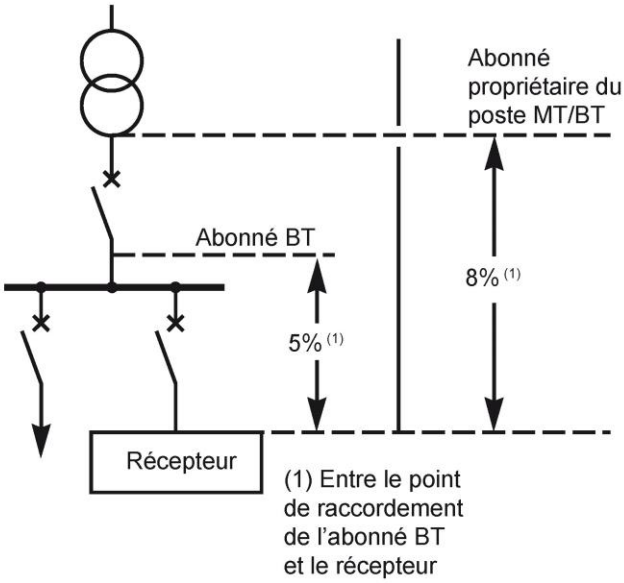
Circuits alimentant des moteurs

La valeur de 8%, bien que permise, peut entraîner des problèmes pour les charges de type moteur; par exemple :

- en général, des performances moteur satisfaisantes nécessitent une tension autour de ± 5% de sa valeur nominale en régime permanent,
- le courant de démarrage d'un moteur peut être de 5 à 7 fois sa valeur à pleine charge (ou même davantage). Si une chute de tension de 8% se produit avec le courant à pleine charge, une chute de 40% ou plus aura lieu pendant le démarrage. Dans ces conditions, le moteur risque de :
  - caler (c'est-à-dire ne pas démarrer en raison de couple insuffisant pour vaincre le couple de charge) avec pour conséquence un échauffement et un éventuel déclenchement,
  - ou accélérer très lentement, de sorte que le courant de charge élevé (avec effets de chute de tension éventuellement indésirable sur d'autres équipements) continuera au-delà de la période de démarrage normal.
- enfin, une chute de tension de 8% signifie des pertes de puissance permanentes qui, pour des charges continues représente une perte d'énergie mesurée importante.

Pour ces raisons, il est recommandé que la valeur maximale de 8% en régime permanent ne soit pas atteinte sur des circuits qui sont sensibles aux problèmes de sous-tension (voir **Fig. G26**).

Fig. G26
Limite maximale de la chute de tension (d'après tableau 52 W de la NF C 15-100)



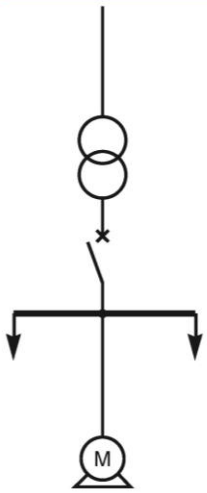
Source : Schneider Electric

Extrait de la méthode du calcul d'un courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT

Tableau récapitulatif

(cf. **Fig. G36**)

Fig. G36
Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT

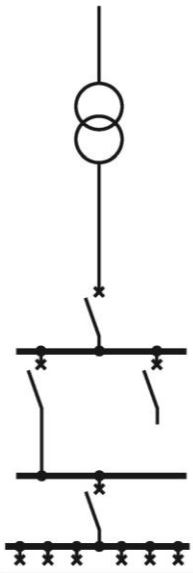
Eléments considérés		Résistance R	Réactance X
	Réseau amont Figure G34	$\frac{Ra}{Xa} = 0.1$ R peut donc être négligé par rapport à X	Xa = 0,995 Za $Za = \frac{{U_{20}}^2}{Psc}$
	Transformateur Figure G35	$Rtr = \frac{Pcu \times 10^3}{3In^2}$ où $In = \frac{Sn \times 10^3}{U_{20}\sqrt{3}}$ Rtr = peut souvent être négligée devant XTR pour transformateur de puissance > 100 kVA	$Xtr = \sqrt{Ztr^2 - Rtr^2}$ avec $Ztr = \frac{{U_{20}}^2}{Pn} \times \frac{Usc}{100}$
	Disjoncteur	Négligé en pratique	
	Jeu de barres	Négligeable pour S > 200 mm^2, en dessous : $R = \rho\frac{L_{[a]}}{S}$	X_B = 0.15 mΩ/m
	Canalisations[b]	$R = \rho\frac{L_{[a]}}{S}$	Câbles : Xc = 0,08 mΩ/m
	Moteurs	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT)	
	Courant de court-circuit triphasé max.	$Isc = \frac{U_{20}}{\sqrt{3}\sqrt{{R_T}^2 + {X_T}^2}}$	

U_{20} : Tension entre phases à vide au secondaire du transformateur MT/BT (en volts).
Pcc : puissance de court-circuit triphasée aux bornes MT du transformateur (en kVA),
Pcu : Pertes triphasées totales du transformateur MT / BT(en watt),
Pn : Puissance nominale du transformateur MT / BT (en kVA),
Ucc : Tension de court-circuit en %.
R_T : Résistance totale, XT : réactance totale.
[a] ρ = résistivité à 20°C
[b] S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, diviser la résistance d'un conducteur par le nombre de conducteurs. La réactance n'est pratiquement pas modifiée.

Exemple de calculs des courants de court-circuit

(cf. **Fig. G37**)

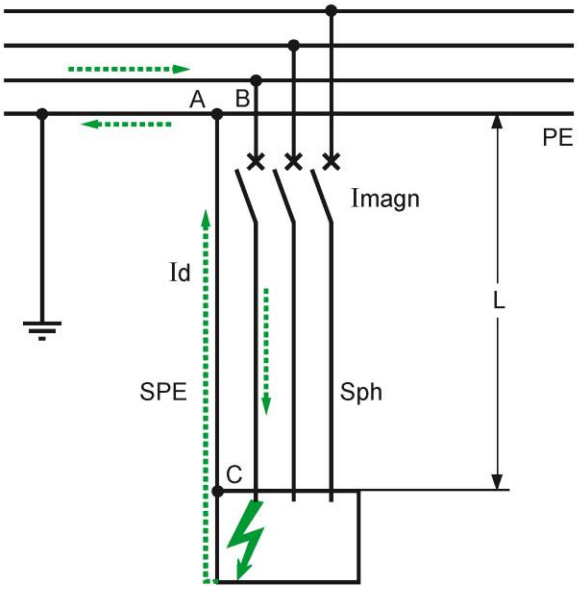
Fig. G37
Exemple de calculs des courants de court-circuit d'une installation MT / BT de 1000 kVA / 400 V

LV installation		R (mΩ)	X (mΩ)	RT (mΩ)	XT (mΩ)	$Isc = \frac{420}{\sqrt{3}\sqrt{{R_T}^2 + {X_T}^2}}$
	Réseau amont Psc = 500 MVA	0,035	0,351			
	Transformateur 20 kV/420 V Pn = 1000 kVA Ucc = 5% Pcu = 13,3 x 10^3 W	2,35	8,5			
	Câble unipolaire 5 m cuivre 4 x 240 mm^2/phase	$Rc = \frac{18.51}{4} \times \frac{5}{240} = 0,10$	Xc = 0,08 x 5 = 0,40	2,48	9,25	Isc1 = 25 kA
	Disjoncteur général	Non pris en compte en pratique (négligeable)				
	Jeu de barres 10 m	Non pris en compte en pratique (négligeable)				
	Câble tripolaire 100 m 95 mm^2 cuivre	$Rc = 18,51 \times \frac{100}{95} = 19,5$	Xc = 100 x 0,08 = 8	22	17,3	Isc3 = 8,7 kA
	Câble tripolaire 20 m 10 mm^2 cuivre circuits terminaux	$Rc = 18,51 \times \frac{20}{10} = 37$	Xc = 20 x 0,08 = 1.6	59	18,9	Isc4 = 3,9 kA

Source : Schneider Electric

Méthode de détermination de la protection

Fig. F39
Calcul de Lmax en schéma TN par la méthode conventionnelle



La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est donnée par la formule :

$$Lmax = \frac{0,8 \cdot V \cdot Sph}{\rho \cdot (1+m) \cdot Ia}$$

avec :

- Lmax = longueur maximale en mètres du circuit concerné
- *V* = tension simple = 230 V pour réseau 230 / 400 V
- ρ = resistivité à la température de fonctionnement normal (= $23 \cdot 10^{-3}$ Ω x mm^2/m pour le cuivre ; = $36 \cdot 10^{-3}$ Ω x mm^2/m pour l'aluminium)
- Ia = courant (A) de déclenchement du disjoncteur magnétique garantissant un déclenchement instantané.

  Remarque : pour les disjoncteurs industriels, une tolérance de 20 % est prise en compte concernant le courant de déclenchement magnétique, on doit donc calculer la longueur maximale du circuit pour le cas le plus défavorable, c'est-à-dire pour Ia = Im x 1,2.

- $m = \frac{Sph}{S_{PE}}$ avec : S_{ph} = section des phases en mm^2
  S_{PE} = section du conducteur de protection en mm^2

Facteur de correction en fonction de m

Le tableau F40 indique le facteur de correction à appliquer aux longueurs compte tenu du rapport Sph/Spe, du type de circuit et du type de conducteur.

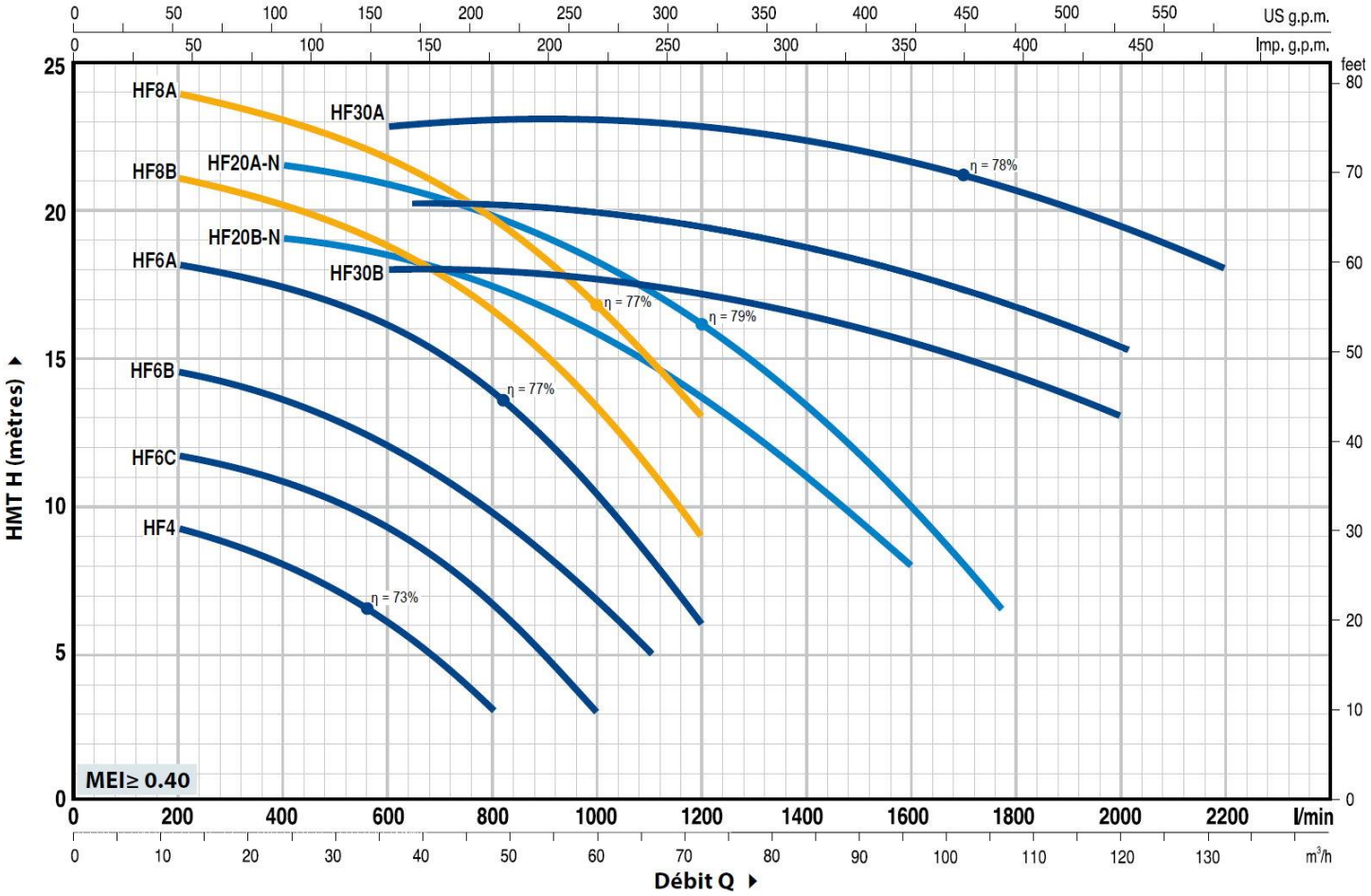
Fig. F40
Facteur de correction à appliquer aux longueurs

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3P + N ou P + N	Cuivre	1	0,67	0,50	0,40
	Aluminium	0,62	0,42	0,31	0,25

Source : Schneider Electric

DRES 6 : caractéristiques des motopompes (2 pages)

Courbes et caractéristiques de performances à 50 Hz



TYPE		PUISSANCE (P2)			Q m³/h	0	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	72	84	96	102	108	120	132
Monophasé	Triphasé	kW	HP	▲	l/min	0	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1400	1600	1700	1800	2000	2200
HFm 4	HF 4	0.75	1	IE2	H mètres	10	9.3	8.7	8	7	6	4.7	3										
HFm 6C	HF 6C	1.1	1.5	IE2		11.9	11.7	11.3	10.7	10.2	9.2	8	6.7	5	3								
HFm 6B	HF 6B	1.5	2	IE3		14.7	14.5	14	13.5	12.8	12	11	9.7	8.2	6.7	5							
–	HF 6A	2.2	3			18.5	18.1	17.8	17.2	16.8	16	15	13.8	12.2	10.5	8.3	6						
–	HF 8B	3	4	IE3		21.5	21	20.7	20	19.5	18.8	17.8	16.5	15	13.5	11.2	9						
–	HF 8A	4	5.5			24.5	24	23.5	23	22.5	21.8	20.8	19.5	18.3	16.8	15	13						
–	HF 20B-N	3	4	IE3		19	-	-	19	18.8	18.5	18	17.5	16.8	16	14.5	13.5	11	8				
–	HF 20A-N	4	5.5			21.5	-	-	21.5	21.3	21	20.5	19.8	19	18	17	16	13.3	10	8	6		
–	HF 30B	5.5	7.5	IE3		18	-	-	-	-	18	18	18	18	18	17.5	17	16.5	15.5	15	14.5	13	
–	HF 30A	7.5	10			23	-	-	-	-	23	23	23	23	23	22.5	22.5	22.5	22	21.5	21	19.5	18

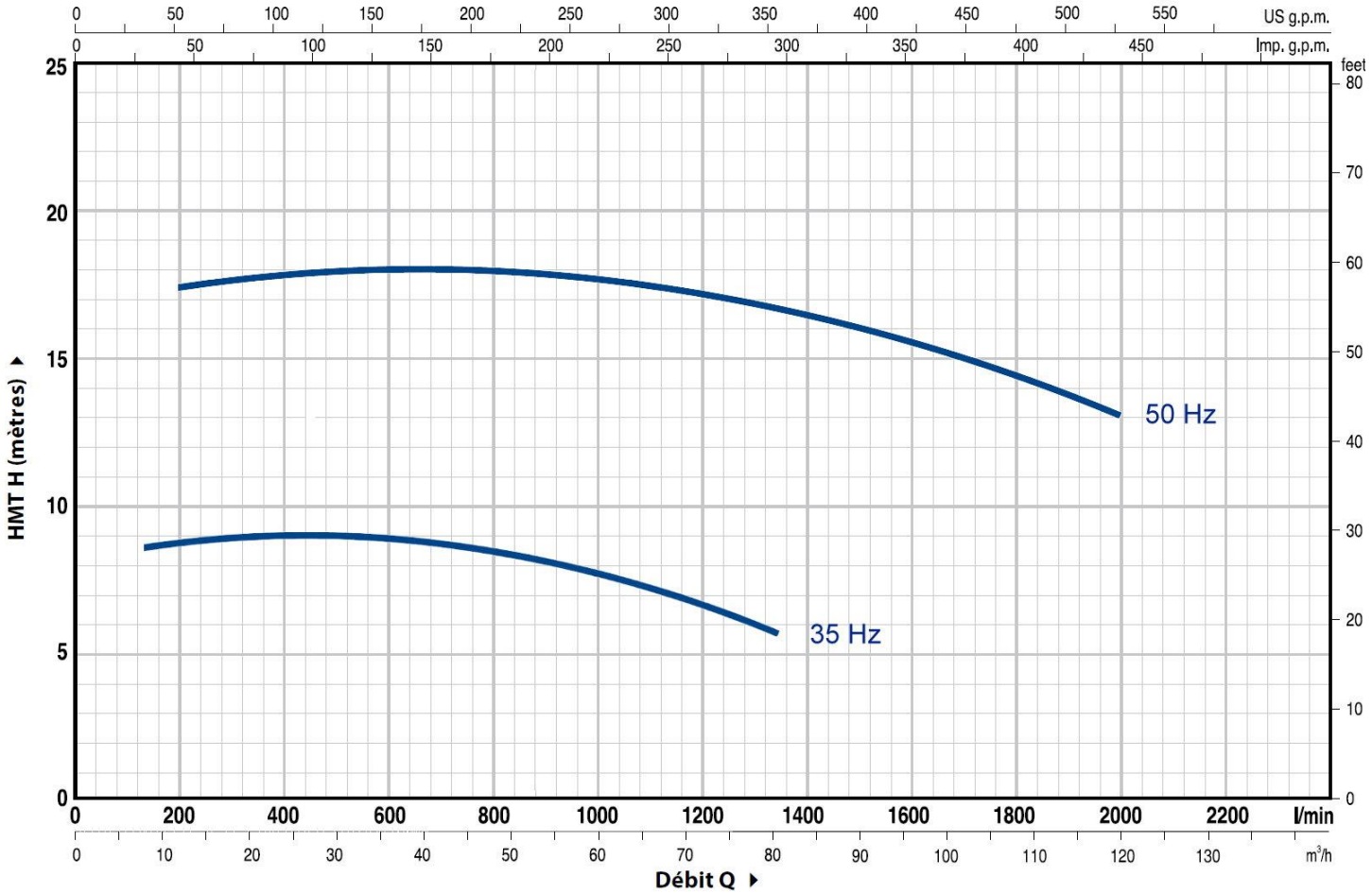
Q = Débit **H** = Hauteur manométrique totale **HS** = Hauteur d'aspiration

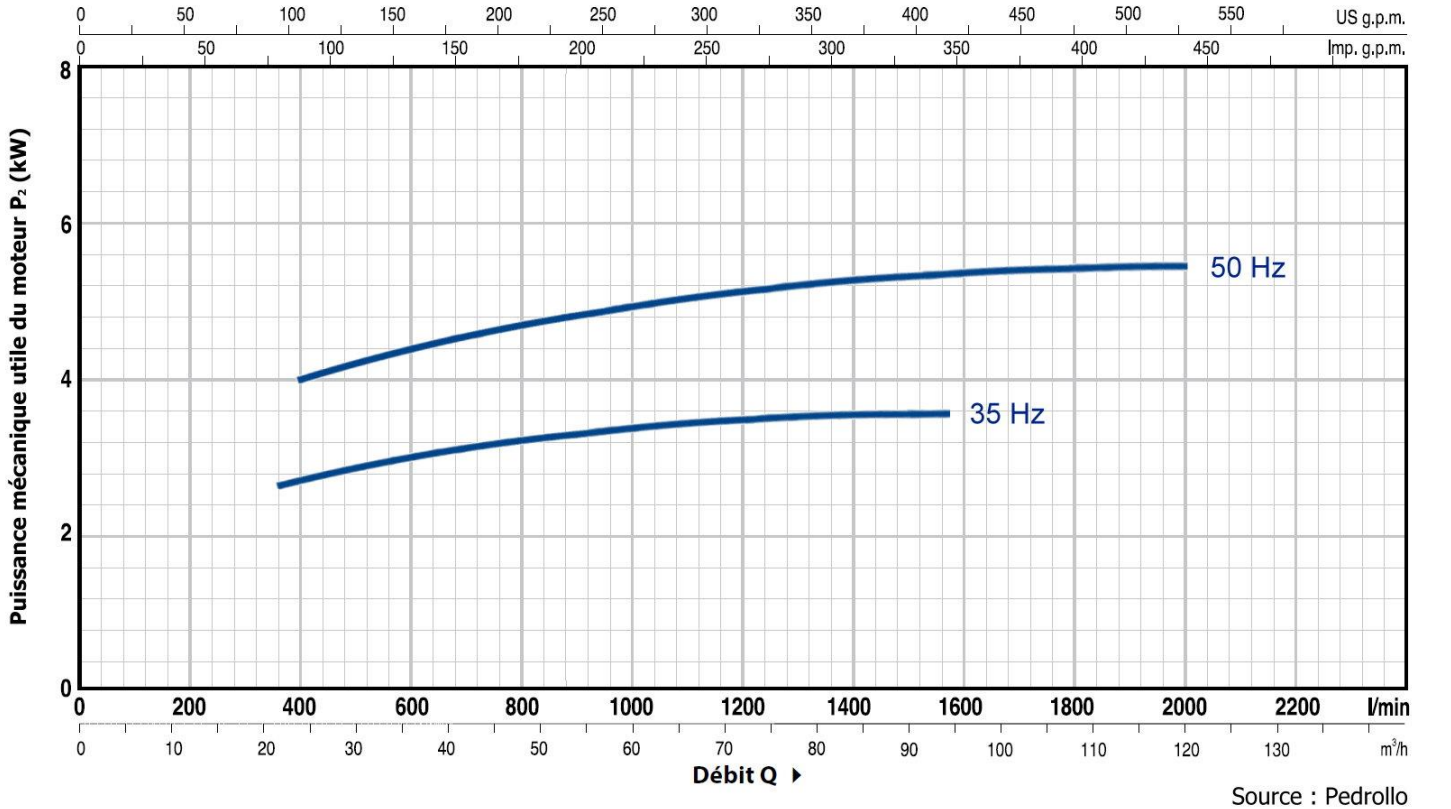
Tolérance des courbes de prestation selon EN ISO 9906 Degré 3B.

▲ Classe de rendement du moteur triphasé (IEC 60034-30)

Source : Pedrollo

Influence de la fréquence : courbes pour le modèle HF30B





Source : Pedrollo