

Dimensionnement d'une installation électrique

Dimensionner quelque chose consiste à lui donner, en considérant des clauses, les dimensions physiques les plus appropriées.

Dimensionner une installation électrique, c'est calculer et fixer les caractéristiques physiques de ses éléments : sources d'alimentation, conducteurs de distribution et dispositifs de protection. C'est un art relativement difficile dans la mesure où il nécessite la prise en considération de beaucoup d'impératifs particuliers définis dans les clauses d'un cahier de charge.

Après l'élaboration du synoptique qui schématise la configuration spatiale de l'installation et ses niveaux de distribution (tableaux, armoires, canalisations, récepteurs ...), le dimensionnement peut se faire suivant la chronologie suivante :

1. Dimensionnement des sources	• Inventaire des puissances de récepteurs
2. Dimensionnement des canalisations	• Evaluation du bilan de puissance • Evaluation des courants d'emplois • Prise en compte des modes de poses • Evaluation des courants admissibles • Choix des sections des conducteurs
3. Dimensionnement des protections	• Evaluation des courants de court-circuit • Choix des dispositifs de protection
4. Contrôles et confirmations	• Vérifications
5. Dossier d'exécution	• Implantation

Ces étapes peuvent être réalisées soit grâce à des logiciels, soit manuellement en s'appuyant sur des guides normatifs (CEI, UTE ou NFC). Ensuite, elles seront soumises pour validation auprès du bureau d'études techniques avant la phase d'exécution.

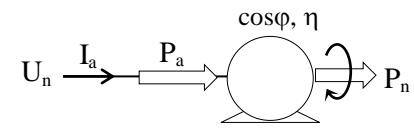
Dimensionnement des sources

C'est donner à une source la puissance nécessaire pour alimenter une installation ou une de ses parties en tenant compte les différentes caractéristiques de ses circuits et récepteurs.

Inventaire des puissances de récepteurs

Les grandeurs nominales (P_n , U_n , η , $\cos\varphi$, ...) d'un récepteur sont données par sa documentation technique ou sur sa plaque signalétique.

En pratique, la puissance nominale à la sortie d'un récepteur (P_n) n'est pas toujours égale à la puissance absorbée à son entrée (P_a), dont les expressions condensées sont :



$$P_a = a \cdot \frac{P_n (W)}{\eta} = b \cdot U_n \cdot I_n \quad (1)$$

$$I_a = I_n = \frac{P_a}{b \cdot U_n} \quad (A) \quad (2)$$

Pour les récepteurs triphasés, U_n et I_a sont la tension et le courant de lignes.

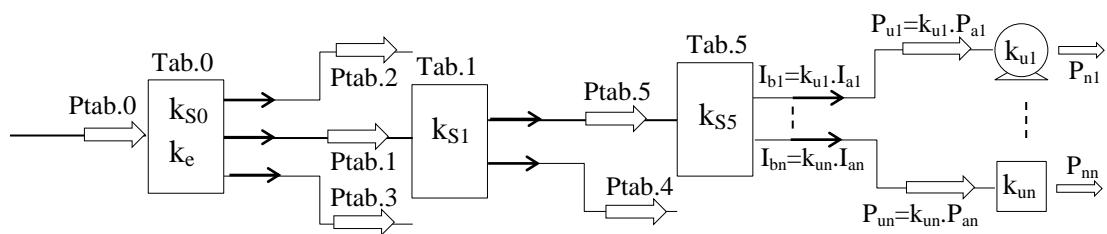
- Si P_a (W) est la puissance active absorbée, alors on prend ($a = 1$ ou $b = \sqrt{3} \cdot \cos \varphi$)
- Si P_a (VA) est la puissance apparente absorbée, alors on prend ($a = \frac{1}{\cos \varphi}$ ou $b = \sqrt{3}$)
- Si P_a (VAR) est la puissance réactive absorbée, alors on prend ($a = \tan \varphi$ ou $b = \sqrt{3} \cdot \sin \varphi$)

- Pour les gros moteurs et ceux à démarriages répétitifs, il convient de majorer le courant par un tiers du courant de démarrage $I_a = I_a + \frac{1}{3}I_D$.

Pour les récepteurs monophasés, U_n et I_a sont la tension et le courant de phases.

- Pour les récepteurs monophasés en remplace $\sqrt{3}$, dans b , par 1.
 - Pour les récepteurs d'éclairage fluorescent/à décharge qui possèdent des ballasts stabilisateurs. Il faut y ajouter la puissance consommée par le ballast. En absence de toute indication précise on peut prendre ($P_{\text{ballast}} = \text{de } 10 \text{ à } 25\% \text{ de } P_n$).

Evaluation du bilan de puissance



Par expérience, un récepteur ne fonctionne pas tout le temps en sa pleine puissance, la puissance utilisée peut être inférieure à sa puissance nominale. D'où la notion du facteur d'utilisation (k_u) qui exprime le rapport entre la puissance utilisée et la puissance nominale. Ce facteur (k_u) s'applique individuellement à chaque récepteur pour donner sa puissance d'utilisation :

$$P_u = k_u \cdot P_a \quad (3)$$

Encore, par expérience, les récepteurs, alimentés par une même armoire, ne fonctionnent pas simultanément, de ce fait, la puissance nécessaire pour alimenter un groupe de récepteurs est inférieure à la somme de leurs puissances nominales. D'où la notion du facteur de simultanéité (k_s) qui exprime le rapport de la puissance appelée par un groupe d'appareils à la somme de leurs puissances nominales. Ce facteur (k_s) *s'applique à chaque groupe alimenté à partir d'un même tableau de distribution*, pour donner la puissance nécessaire à l'alimentation de ce tableau.

$$P_{tab} = k_{s,tab} \cdot \sum_{i=1}^N (P_u)_i \quad (4)$$

- N : nombre de récepteurs ou de circuits alimentés par le tableau « tab »
 - $P_{tab,0} = k_e \times P_{tab,0}$: puissance de la source tenant compte l'extension future ($ke=1.1-1.3$).
 - Attention, la puissance apparente n'est pas conservatrice : $S_{tab} = \sqrt{P_{tab}^2 + Q_{tab}^2} \neq \sum S_i$

La détermination précise des facteurs (k_u et k_s) implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Cependant en l'absence de toute indication, les tableaux suivants, issus des normes et de guides, donnent quelques valeurs habituelles.

Nombre d'abonnés	2 à 4	5 à 9	10 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49	>50
(ks)	1	0,78	0,63	0,53	0,49	0,46	0,44	0,42	0,41	0,38

Tableau 1 : Facteur de simultanéité dans un immeuble d'habitation

Récepteur	η	ku	$\cos\phi$	Récepteur	$\eta\%$	ku	$\cos\phi$
Eclairage				Chaudage			
Incandescence & halogènes	1	1	1	Four par résistance	1	1	1
Fluo non compensé	0.8	1	0.5	Four par induction	0.9	1	0.85
Fluo compensé	0.8	1	0.85	Four par arc	0.8	1	0.8

A décharge	0.7	1	0.9	Climatisation & ventilation Autres Soudeuse par résistance Redresseurs à thyristors Soudeuse par arc	-	1	-
Moteurs							
≤ 0.6 kW	-	-	0.5				
De 1 à 3 kW	0.7	0.75-1	0.7				
De 4 à 40 kW	0.8	0.75-1	0.8				
≥ 50 kW	0.9	0.75-1	0.9				
Prises de courant							
Dans les bureaux	-	0.2-0.5	-				
En industrie	-	1	-				

Tableau 2 : Valeurs indicatives des rendements, des facteurs d'utilisation et des facteurs de puissance des récepteurs usuels (recueils de guides d'installations)

Type et nombre de charges	Ks	Type d'utilisation		(ku)
		Eclairage	Chauffage et conditionnement d'air	
Distribution - 2 et 3 circuits	0,9			1
Distribution - 4 et 5 circuits	0,8			1
Distribution - 6 à 9 circuits	0,7			0,1- 0,2
Distribution - 10 circuits ou plus	0,6			1
Organe de commande électrique	0,2	Ascenseurs et monte-charges**	Pour le moteur le plus puissant	0,75
Moteurs ≤ 100 kW	0,8		Pour le moteur suivant	0,60
Moteurs > 100 kW	1,0		Pour les autres	

Tableau 3 : Facteurs de simultanéité pour armoire de distribution selon (CEI 61439 et NF C 63-410) et en fonction de l'utilisation selon (UTE C15.105).

Réglementation

Pour but de clarifier les droits et les responsabilités, les activités du secteur électrique sont régies par des textes officiels qu'il convient d'appliquer à la lettre sous peine de sanctions pénales ou de pertes de droits en matière d'assurance de personnes et de biens. En l'Algérie le secteur électrique est réglementé par des lois, des décrets et des arrêtés s'appuyant sur les normes existantes et adaptées aux conditions nationales. On cite à titre indicatif :

- La loi n° 02-01 du 05 février 2002, relative à l'activité de distribution d'électricité (et du gaz)
- Le décret exécutif n° 06-430 du 26 novembre 2006, fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau de transport de l'électricité.
- Le décret exécutif n° 16-52 du 1^{er} février 2016, fixant les règles technique de production d'électricité.

Ces textes, avec les arrêtés et des décisions d'applications associées, sont disponibles sur le site web de la CREG www.creg.dz.

Domaines des tensions normalisées

Les ouvrages électriques sont classés en domaines de tension. Ceux-ci sont définis par plusieurs normes (CEI60038, NFC15-100 et NFC13-200 et NFC18-510). En Algérie, la classification est définie par le décret exécutif n°01-342 du 28 octobre 2001 relatif aux prescriptions de protection et de sécurité des travailleurs contre les risques électriques. Cette classification reprend celle des normes NF C 15-100 et NF C 13-200 résumé dans les tableaux ci-dessous :

Domaine de U efficace	TBT : Très Basse Tension	BTA : Basse Tension A	BTB : Basse Tension B	HTA : Haute Tension A	HTB : Haute Tension B
Alternative	U ≤ 50 V	50 < U ≤ 500 V	500 < U ≤ 1000V	1 < U ≤ 50 kV	U > 50 kV
Continue	U ≤ 120 V	120 < U ≤ 750V	750 < U ≤ 1500V	1.5 < U ≤ 75 kV	U > 75 kV

Tableau 4 : Domaines des tensions selon le décret exécutif 01-342 du 28/10/2001 et selon NF C 15-100 et NF C 13-200

Domaine	Appellation courante	Valeurs usuels	Type d'usage
TBT	TBT : très basse tension	$\leq 50V$	Tension de sécurité
BTA & BTB	BT : basse tension	220-380 → 230-400V	Habitats, artisanats et petites industries
HTA	MT (moyenne tension)	5.5 - 10 - 30 kV	Production, distribution, PMI/PME
HTB	HT (haute tension)	60 - 90 - 150 kV	Répartition, grandes industries
	THT (très haute tension)	220 - 400 kV	Transport d'électricité, industrie lourde

Tableau 5 : Correspondances courantes aux domaines des tensions (90 et 150 kV sont en voies d'extinction)

Sources d'alimentation

Il s'agit du choix du niveau de tension qui convient à l'alimentation d'une installation de puissance souscrite (ou PMD) donnée. En Algérie, les tensions et puissances de livraison sont liées et réglementées par le décret exécutif, n° 10-95 du 17/3/2010, et la décision de la CREG, D/05-13/CD du 26/9/ 2013, résumés dans le tableau II.1. Certains guides industriels¹ recommandent des choix aussi proches résumés dans le tableau 7.

Domaine	PMD : Puissance mise à disposition, ou souscrite en kW
BT monophasé	4 - 6 - 12 kW
BT Triphasé	20 - 40 kW (60 - 80 - 100 kW) pour activités ayant un caractère d'utilité publique
HTA 5.5 kV	50 - 80 - 120 - 200 - 320 - 500 - 650 - 800 - 1000 - 1500 - 2000 - 2500 kW
HTA 10 kV	3000 - 4000 - 4500 - 5000 kW
HTA 30 kV	7500 - 10000 - 12500 - 15000 kW
HTB 60 kV	15000 < PMD ≤ 30000 kW
HTB 220 kV	30000 < PMD ≤ 50000 kW
HTB 400 kV	50000 < PMD ≤ 100000 kW

Tableau 6 : Tensions et puissances de livraison selon la réglementation nationale

Tension d'alimentation	Puissance de livraison (souscrite)		
	250kVA	10MVA	40MVA
BT (BTA)			
MT (HTA)			
HT(HTB)			
THT (HTB)			

Tableau 7 : Niveaux des tensions d'alimentation en fonction de la puissance souscrite [Schneider Electric]

On distingue trois types de livraison : livraisons en HTB pour grands sites ayant des puissances dépassant les 15 MVA, livraisons HTA pour puissances entre 50 et 15000 kVA et des livraisons BT (mono ou tri) pour des puissances inférieures à 40 kVA.

410V	141A	225	352	563	704	887	1127	1408	1760	2253	2816	3529	4436
237V	244A	390	609	974	1218	1535	1939	2436	3045	3898	4872	6090	7673
kVA	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150

Tableau 8 : Puissances et courants secondaires normalisés des transformateurs MT/BT (410V-237V)

Exemples

Exemple 1. Calculer les puissances d'utilisation (actives, réactive et apparentes) des récepteurs ayant les marquages ci-dessus. Le facteur d'utilisation est estimé à 0.8 pour les moteurs.

¹ Guide de conception des réseaux électriques industriels, T & D, 6883 427/A, Schneider Electric, 1997.



Moteur Leroy Somer :

$$P_a(\text{kW}) = \frac{P_n(\text{kW})}{\eta} = \frac{11}{0.87} = 12.64 \text{ kW} \rightarrow P_u(\text{kW}) = k_u \times P_a(\text{kW}) = 0.8 \times 12.64 = 10.11 \text{ kW}$$

$$P_a(\text{kVA}) = \frac{P_a(\text{kW})}{\cos \varphi} = \frac{12.64}{0.84} = 15.05 \text{ kVA} \rightarrow P_u(\text{kVA}) = k_u \times P_a(\text{kVA}) = 0.8 \times 15.05 = 12.04 \text{ kVA}$$

$$Q_u(\text{kVAR}) = \sqrt{P_u^2(\text{kVA}) - P_u^2(\text{kW})} = \sqrt{12.04^2 - 10.11^2} = 6.53 \text{ kVAR}$$

Moteur & Co GmbH

$$P_a(\text{kW}) = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \times 400 \times 29 \times 0.85 = 17.08 \text{ kW} \rightarrow P_u(\text{kW}) = 0.8 \times 17.08 = 13.67 \text{ kW}$$

$$P_a(\text{kVA}) = \frac{P_a(\text{kW})}{\cos \varphi} = \frac{17.08}{0.85} = 20.1 \text{ kVA} \rightarrow P_u(\text{kVA}) = 0.8 \times 20.1 = 16.08 \text{ kVA}$$

$$Q_u(\text{kVAR}) = \sqrt{P_u^2(\text{kVA}) - P_u^2(\text{kW})} = \sqrt{16.08^2 - 13.67^2} = 8.47 \text{ kVAR}$$

Sylvania (sans compensation, du tableau : $\cos \varphi = 0.5$, rendement $\eta = 80\%$, $k_u = 1$)

$$P_a(\text{kW}) = \frac{P_n(\text{kW})}{\eta} = \frac{0.021}{0.87} = 0.026 \text{ kW} \rightarrow P_u(\text{kW}) = k_u \times P_a(\text{kW}) = 1 \times 0.026 = 0.026 \text{ kW}$$

$$P_a(\text{kVA}) = \frac{P_a(\text{kW})}{\cos \varphi} = \frac{0.026}{0.5} = 0.052 \text{ kVA} \rightarrow P_u(\text{kVA}) = 1 \times 0.052 = 0.052 \text{ kVA}$$

$$Q_u(\text{kVAR}) = \sqrt{P_u^2(\text{kVA}) - P_u^2(\text{kW})} = \sqrt{0.052^2 - 0.026^2} = 0.045 \text{ kVAR}$$

Les données et résultats sont regroupés dans ce tableau

	P _n (kW)	U _n (V)	I _n (A)	cosφ	η	P _a (kW)	P _a (kVA)	k _u	P _u (kW)	P _u (kVA)	Q _u (kVAR)
Leroy-Somer	11	380	22.9	0.84	87	12.64	15.05	0.8	10.11	12.04	6.53
Motor & Co GmbH	15	400	29	0.85	-	17.08	20.10	0.8	13.67	16.08	8.47
Sylvania	0.021	-	-	0.5	0.8	0.026	0.052	1	0.026	0.052	0.045

Exemple 2 : Calculer la puissance nécessaire à l'alimentation du tableau général en adoptant une prévision d'extension de 30%.

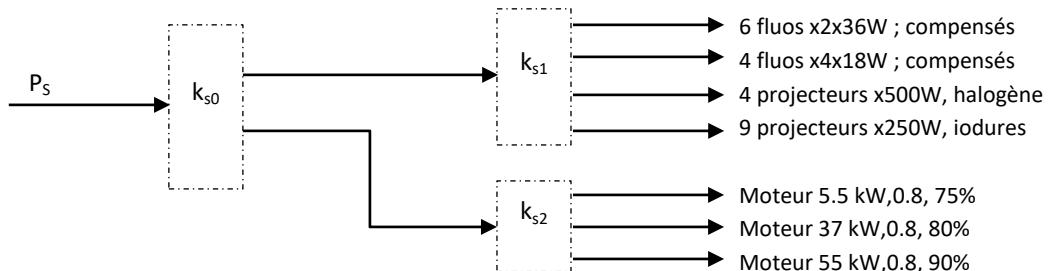


Tableau 1 : tableau ayant 4 départs (selon Tab3, page 3, Ks=0.8)

6 fluos de 2x36 W, compensés (selon Tab2, pages 2 et 3 : rendement $\eta = 0.8$, $k_u = 1$, $\cos \varphi = 0.85$)

La puissance utile installée est $P = 6 \times 2 \times 36 = 432 \text{ W} = 0.432 \text{ kW}$ (puissance de lumière)

La puissance électrique absorbée (active) est : $P_a(\text{kW}) = P / \eta = 0.432 / 0.8 = 0.54 \text{ kW}$

La puissance apparente absorbée est $P_a(\text{kVA}) = P_a(\text{kW}) / \cos \varphi = 0.54 / 0.85 = 0.63 \text{ kVA}$

La puissance d'utilisation $P_u(kVA) = k_u \times P_a(kVA) = 1 \times 0.63 = 0.63 \text{ kVA}$

4 fluos 4×18 W ; compensés : On fait la même chose avec $\rightarrow P_u(kVA) = 0.42 \text{ kVA}$

4 projecteurs ×500W, halogène : (selon Tab2 : $\cos = k_u = \eta = 1$)

$$P = 4 \times 500 = 2000 \text{ W} = 2 \text{ kW} \rightarrow P(kVA) = P(kW) = 2 \text{ kVA}$$

9 projecteurs ×250W ; iodures (à décharge) : selon (Tab2 : $\cos = 0.9$; $k_u = 1$; $\eta = 0.7$)

$$P = 9 \times 250 = 2250 = 2.25 \text{ kW} \rightarrow P_a(kW) = P / \eta = 2.25 / 0.7 = 3.21 \text{ kW} \rightarrow P(kVA) = P_a(kW) / \cos = 3.21 / 0.9 = 3.57 \text{ kVA}$$

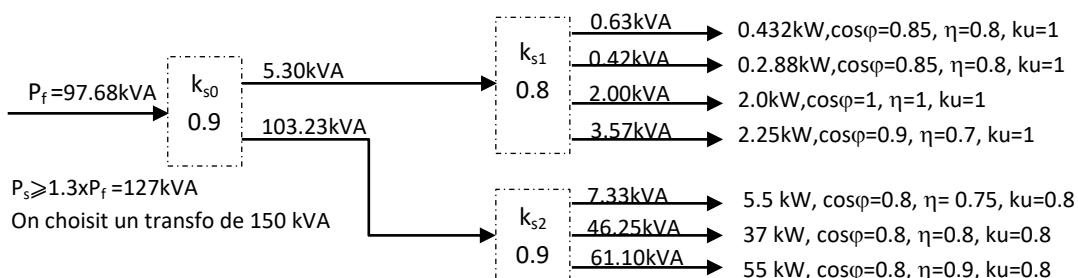
$$P_u(kVA) = k_u \times P_a(kVA) = 1 \times 3.57 = 3.57 \text{ kVA}$$

La puissance apparente à la sortie du tableau-1 est considérée la somme arithmétique des quatre départs :

$$P_{a1}(kVA) = 0.63 + 0.42 + 2 + 3.57 = 6.62 \text{ kVA}$$

La puissance d'utilisation (à l'entrée) du tableau-1 est : $P_u1 = k_{s1} \times P_{a1} = 0.8 \times 6.62 = 5.296 = 5.3 \text{ kVA}$

Le reste est représenté sur le schéma :



- P_f : la puissance finale issue des calculs sans coefficient d'extension ($K_e = 1.3$)
- P_s : puissance de la source tenant compte l'extension (de 30%)

Exemple 3 : Les consommations des abonnées d'un immeuble de (R+4) sont dressées dans le tableau suivant : Quelle sera la puissance appelée par cet immeuble ?

Rez-de-chaussée	1 ^{er} étage	2 ^{ème} étage	3 ^{ème} étage	4 ^{ème} étage
04 abonnés	06 abonnés	05 abonnés	04 abonnés	06 abonnés
24 kVA	36 kVA	30 kVA	24 kVA	36 kVA

4 ^{ème}	06 abonnés	36 kVA	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	36x0.78 = 28.1 kVA
3 ^{ème}	04 abonnés	24 kVA						60x0.63 = 37.8 kVA
2 ^{ème}	05 abonnés	30 kVA						90x0.53 = 47.7 kVA
1 ^{er}	06 abonnés	36 kVA						126x0.78 = 61.7 kVA
RDC	04 abonnés	24 kVA						150x0.78 = 69.0 kVA

Dimensionnement des conducteurs

Calcul de la section minimale (modifié)

Dans un conducteur ou un câble, parcouru par un courant d'emploi I_b , la section de son âme conductrice doit satisfaire la condition de l'échauffement en régime normal : *l'échauffement, en régime normal, ne doit pas entraîner une dégradation des propriétés des isolants et des gaines*. Ce qui conduit à considérer les influences suivantes lors du choix de la section :

- Type d'isolant et de l'âme du câble
- Le mode de pose du câble (*limitation du refroidissement*)
- Température du milieu ambiant (ou de la terre, pour poses enterrées)
- Chutes de tensions et contraintes de court-circuit dans le câble

Ces influences seront matérialisées par des coefficients de correction K_i , qu'il faudra appliquer à l'intensité d'emploi I_b (ou à l'intensité nominale I_n) pour en déduire le courant admissible du câble. Les facteurs de correction K_i sont donnés dans des tableaux normalisés (annexes)

A. Section du conducteur de phase : Pour déterminer la section minimale des conducteurs de phase d'une canalisation, on suit les étapes suivantes :

1. Déterminer le courant d'emploi I_b dans le circuit (canalisation en question)
2. Déterminer le courant assigné (nominal) du dispositif de protection : $I_n \geq I_b$
3. Choisir le courant admissible I_z du conducteur selon le courant d'emploi I_b et/ou selon le courant nominal I_n du dispositif de protection choisi.
 - $I_z \geq I_n \rightarrow I_z = I_n$ si protection par disjoncteur
 - $I_z = \begin{cases} 1.31 \times I_n & \text{si } I_n \leq 10 \text{ A} \\ 1.21 \times I_n & \text{si } 10 < I_n \leq 25 \text{ A} \\ 1.10 \times I_n & \text{si } I_n \geq 25 \end{cases}$ si protection par fusible
4. Déterminer la méthode de référence, désignée par une lettre de sélection, qui prend en compte :
 - le mode de pose (apparent, enterré, encastré, sur chemin de câble, ...)
 - le type du câble (mono-conducteur, multiconducteurs)
5. Déterminer les coefficients K_i de correction, qui résument les influences sur le circuit
 - K_1 : influence de mode de pose
 - K_2 : influence mutuelle entre circuits placés côté à côté
 - K_3 : influence de la température sur l'isolant ... etc.
6. Corriger le courant admissible I_z par l'ensemble de facteur de correction : $I'_z = \frac{I_z}{K_1 \times K_2 \times K_3 \times \dots}$
7. Déterminer la section S correspondante à I'_z d'après le tableau normalisé en annexe.
8. Vérifier la chute de tension par $u = a \cdot \left(\frac{\rho \cdot l}{S} \cdot \cos \varphi + \lambda \cdot l \cdot \sin \varphi \right) \cdot I_b \Rightarrow \Delta u \% = \frac{u}{U} \times 100$
 - $a=1$ pour câbles triphasés, et $a=2$ pour circuits monophasés
 - ρ : résistivité en ($\Omega \text{mm}^2/\text{m}$), 0.023 pour Cu et 0.037 pour Al.
 - λ : réactance linéique en ($\text{m}\Omega/\text{m}$), 0.08 circuits en trèfle, 0.09 nappe jointif et 0.13 autres
 - S : section (mm^2), l longueur (m), $\cos \varphi = 0.8$ (en absence d'information)
 - u chute de tension, $\Delta u \%$ chute relative, U tension nominale (V), I_b courant d'emploi (A)

Valeurs limites admises de la chute de tension		
Branchements	Eclairage	Autre usage
Réseau de distribution public BT	3%	5%
Réseau HT	6%	8%

Ces valeurs s'appliquent en fonctionnement normal. En cas de régime de démarrage le courant à considérer est de $6.I_n$ et la chute ne doit pas dépasser les 15% dans les pires de cas.
Si $\Delta U >$ à la valeur limite, passer à la section suivante

9. Vérifier la contrainte thermique lors de court-circuit ($I_{cc}^2 t = K^2 \times S^2$)
- A comparer avec celle du dispositif de protection (disjoncteur ou fusible)
 - Si $I_{cc}^2 t > K^2 \times S^2$ passer à la section suivante

Valeur du coefficient thermique K de la contrainte thermique							
Isolant		PVC	PE/EPR	Caoutchouc 60°C	Caoutchouc 85°C	Caoutchouc Siliconé	Nu
Tmax °C		160/140 ⁽²⁾	250	200	220	350	200/150 ⁽¹⁾
Sans PE	Cu	143/133 ⁽²⁾	176	159	166	201	159/138 ⁽¹⁾
	Al	95/88 ⁽²⁾	116	105	110	133	105/91 ⁽¹⁾
	Acier	520/49 ⁽²⁾	64	58	60	73	58/50 ⁽¹⁾
Avec PE	Cu	115/103 ⁽²⁾	143	141	134	132	138
	Al	76/68 ⁽²⁾	94	93	89	87	91
	Acier						50

(1) : si risque particulier d'incendie. (2) : si section > 300mm² ou conducteurs regroupés

B. Section du conducteur neutre

Lorsque le neutre est chargé un coefficient de correction $K_n = 0,84$ est appliqué au courant admissible des conducteurs actifs (conducteurs de phases et de neutre).

Le neutre doit avoir la même section que le conducteur de phase dans tous les circuits monophasés. Dans les circuits triphasés de section supérieure à 16 mm² Cu (25 mm² Al), la section du neutre peut être réduite jusqu'à S/2. Toutefois cette réduction n'est pas autorisée si :

- les charges ne sont pas pratiquement équilibrées (Facteur de symétrie K_s)
- le taux de courants harmoniques de rang 3 est supérieur à 15 %

Si ce taux est supérieur à 33 %, la section des conducteurs actifs des câbles multipolaires est choisie en majorant le courant I_b par un coefficient multiplicateur de 1,45.

Pour les câbles unipolaires, seule la section du neutre est augmentée.

C. Section du conducteur de protection

Section du conducteur de protection (S _{PE}) en fonction de la section de phase (S _{Ph})		
S _{Ph}	S _{PE}	
S _{Ph} < 16 mm ²	S _{Ph}	En cas de matériel présentant des courants de fuites importants (>10mA), la section SPE devra être d'au moins 10mm ² , ou bien le double de la section normale.
16 mm ² < S _{Ph} ≤ 35 mm ²	16 mm ²	
S _{Ph} > 35 mm ²	S _{Ph} /2	

Exemple 1: Deux tableaux électriques sont reliés par une liaison triphasée à câbles mono-conducteurs en cuivre isolés au PR. L'estimation des charges ont permis d'évaluer le transit d'un courant d'emploi à 600A. Les conducteurs sont posés jointifs dans un chemin de câbles perforé. Une préférence est donnée à la pose de câbles en parallèles pour limiter la section unitaire à 150 mm².

- La pose correspond au mode n° **13A**. Le tableau indique la méthode de référence **F**, et renvoi au tableau **T1** ligne **D4** pour déterminer les facteurs liés au groupement des circuits (simple couche).
- Rien indiqué sur la température ambiante (pas de correction liée à la température)

K=0.88 (car deux câbles par phase, deux circuits en parallèles)

$I'_Z = \frac{I_b}{K} = \frac{600}{0.88} = 682$ soit 341 A par câble mono-conducteur, le tableau 11 donne pour conducteurs PR3 en cuivre, et pour un courant admissible de 382A (le plus proche supérieur à 341A) la section est 120mm².

Ici, on a supposé une protection par disjoncteur de courant nominal égale au courant d'emploi.

S'il n'y a pas préférence de pose en parallèles, **K=1** (un seul circuit), $I'_Z = 682 A$ et $S=300\text{mm}^2$ en Cu ou 500mm² Al.

Exemple 2 : Refaire le calcul si la liaison est dans un conduit enterré dans un sol de température moyenne 25°C. La pose en deux câbles parallèles/phase est toujours préférée.

Pose n°61, $K_1=0.8$, Lettre D,

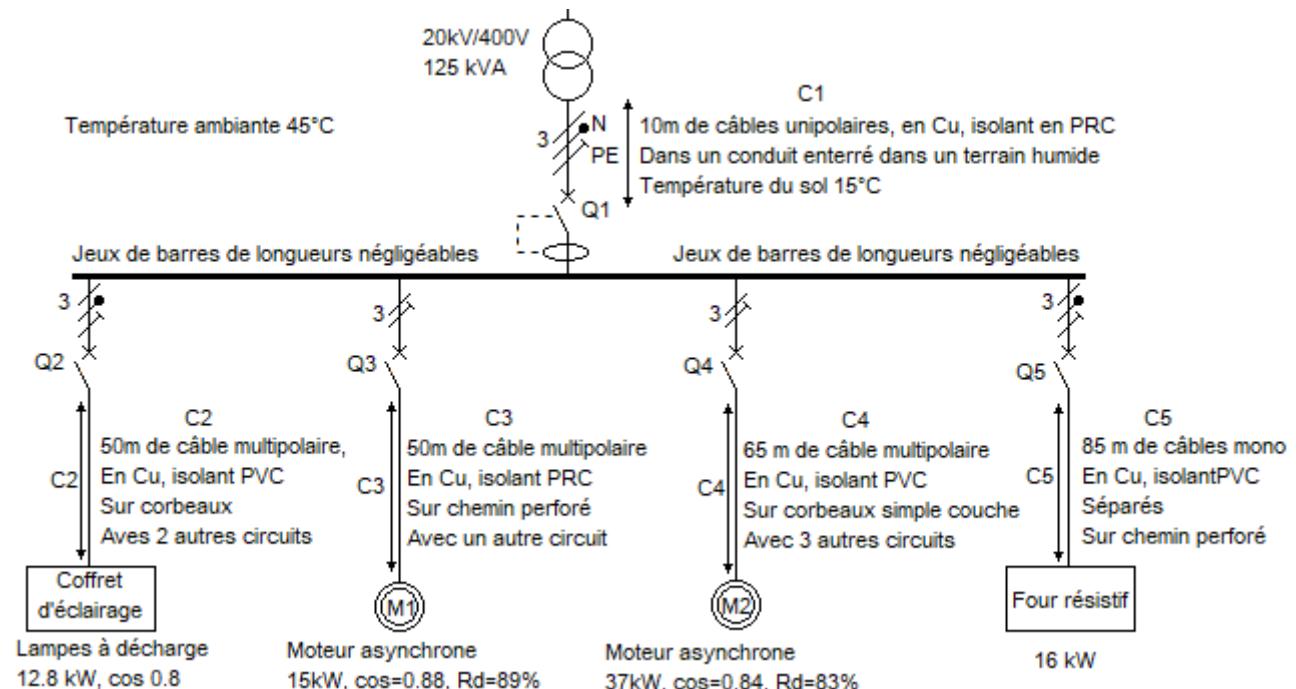
T3 : deux circuit dans le même conduit $K_2=0.71$

T9 : 25°C, $K_3=0.96$

$K_T=K_1.K_2.K_3=0.55 \rightarrow I'_Z = \frac{I_b}{K} = \frac{600}{0.55} \approx 1100$ (550A par circuit mono-conducteur)

T12 : PR (3 conducteurs) 550 → 565 → 30mm² Cu (pas d'équivalence Al)

Exercice



Canalisation C5 :

- Puissance d'utilisation : $P_5 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{b5} = 16\text{kW}$
 - Courant d'emploi : $I_{b5} = \frac{P_5}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 23.1\text{ A}$
 - Courant assigné du disjoncteur Q5 : $I_{n5} \geq I_{b5} \rightarrow I_{n5} = 25\text{ A}$
 - Courant admissible : $I_{z5} = I_{n5} = 25\text{ A}$
 - Méthode de référence : Câbles mono-conducteurs séparés sur chemin de câbles perforé
- Pose numéro 13A, Lettre F, sans correction de pose

- Autres corrections :

Température ambiante 40°C, isolant PVC, coefficient de correction $K_1 = 0.87$
- Courant admissible corrigé : $I'_{z5} = \frac{I_{z5}}{K_1} = \frac{25A}{0.87} = 28.73 A$
- Méthode F → PVC3 (triphasé) → 36A (> 28.73) → 4 mm²

E			PVC 3	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2					
F			PVC 3	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2					
Conducteurs cuivre	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	32	31	37
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	42	41	48
Section (mm ²)	4	28	32	34	36	40	42	45	49	54	53	63
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	67	66	80
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	90	87	104

- La section du neutre reste égale à celle des phases même si le neutre est chargé ($K_n = 0.84, \rightarrow \frac{28.73}{0.84} = 34.2 < 36A$)
- La section du PE est aussi égale à celle des phases car $Sph=4mm^2 < 16mm^2$.

Vérifications C5 :

$$\text{Chute de tension : } u = a \cdot \left(\frac{\rho \cdot l}{s} \cdot \cos \varphi + \lambda \cdot l \cdot \sin \varphi \right) \cdot I_b \Rightarrow \Delta u \% = \frac{u}{U} \times 100$$

$$u = 1 \cdot \left(\frac{0.023 \times 85}{4} \times 1 + 0.13 \times 85 \cdot 0 \right) \cdot 23.1 = 11.3 V \Rightarrow \Delta u \% = \frac{u}{U} \times 100 \approx 2.82\% \text{ OK}$$

Canalisation C4 :

- Courant d'emploi : $I_{b4} = \frac{P_4}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{37000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.84 \times 0.83} = 76.6 A$
- Courant assigné du disjoncteur Q4 : $I_{n4} = 80A$
- Courant admissible : $I_{z4} = I_{n4} = 80A$
- Pose numéro 14, Lettre E, sans correction de pose (multiconducteur sur corbeaux)
- Groupement de 4 circuits, correction $K1=0.8$
- Température ambiante 40°C et isolant PVC, $K2=0.87$
- Courant admissible corrigé : $I'_{z4} = \frac{I_{z4}}{K_1 \times K_2} = \frac{80 A}{0.8 \times 0.87} = 114.94A$

D			PVC 3	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2					
E			PVC 3	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2					
Conducteurs cuivre	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	32	31	37
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	42	41	48
Section (mm ²)	4	28	32	34	36	40	42	45	49	54	53	63
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	67	66	80
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	90	87	104
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	116	113	136
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	148	144	173
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	178	174	208
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	211	206	247

☞ Continuez avec les autres canalisations

☞ Tenir compte le coefficient de simultanéité des quatre circuits pour déterminer la section de C1.