

PROTECȚII IN ENERGETICA

PRINCIPII DE PROTECȚIE

Curs 13

10/06/2007

PTDEE - Curs 13 -
prof.R.TIRNOVAN

13.1. CONSIDERAȚII GENERALE

Protecția prin relee este una dintre principalele forme ale automatizării sistemelor electroenergetice având drept scop principal detectarea avariilor, deconectarea elementului avariat în vederea evitării extinderii avariei și a revenirii cât mai rapide la regimul normal de funcționare pentru restul sistemului.

Protecția prin relee a unei instalații electrice este formată din totalitatea dispozitivelor și aparatelor destinate să asigure în mod automat deconectarea instalației în cazul apariției unui defect, sau a unui regim anormal de funcționare, periculos pentru instalație. În cazul defectelor și regimurilor anormale de funcționare, care nu prezintă un pericol imediat, protecția prin relee nu comandă automat deconectarea instalației ci semnalizează apariția regimului anormal.

Protecția prin relee contribuie în mod direct în primul rând la asigurarea continuității alimentării normale cu energie electrică a consumatorilor, iar în al doilea rând la menajarea instalațiilor electroenergetice, care pot fi suprasolicitate sau chiar avariate prin fenomenele anormale ce se petrec.

Prin rolul lor de izolare a părților unde s-au produs fenomenele anormale rezultă în mod direct și felul în care acționează protecțiile. Acțiunea de izolare se traduce evident printr-o secționare, o întrerupere, a mărimilor electrice: curent, tensiune, putere etc.

13.2. DEFECTE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

Proiectarea și alegerea unui sistem de protecție presupune cunoașterea defectelor care pot să apară în instalațiile electrice. Aceste defecte sunt de o complexitate mare din punct de vedere a efectelor produse putând avea efecte imediate sau în timp, de o intensitate mai mare sau mai redusă.

Defectele pot fi clasificate după cauza și după natura lor, însă de cele mai multe ori ele apar ca și defecte combinate. Astfel după natura lor defectele în instalațiile electrice pot fi grupate în:

- ❖ defecte datorate deteriorării izolației (străpungere sau conturnare). Marea majoritate a defectelor reprezintă o formă sau alta a deteriorării izolației. Formele sub care se manifestă aceste defecte sunt scurtcircuiturile și punerile la pământ simple sau duble;
- ❖ distrugerea integrității circuitelor electrice, care conduce la întreruperea acestora.

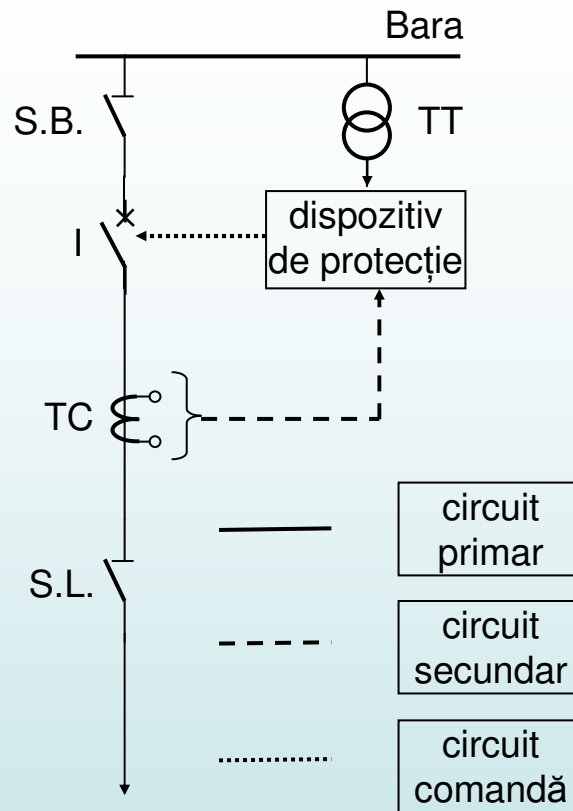


Fig.13.1. Circuite primare și secundare, cu:
I – întreruptor; S.B. – separator de bară; S.L. – separator de linie; TT – transformator de măsură de tensiune; TC – transformator de măsură de curent.

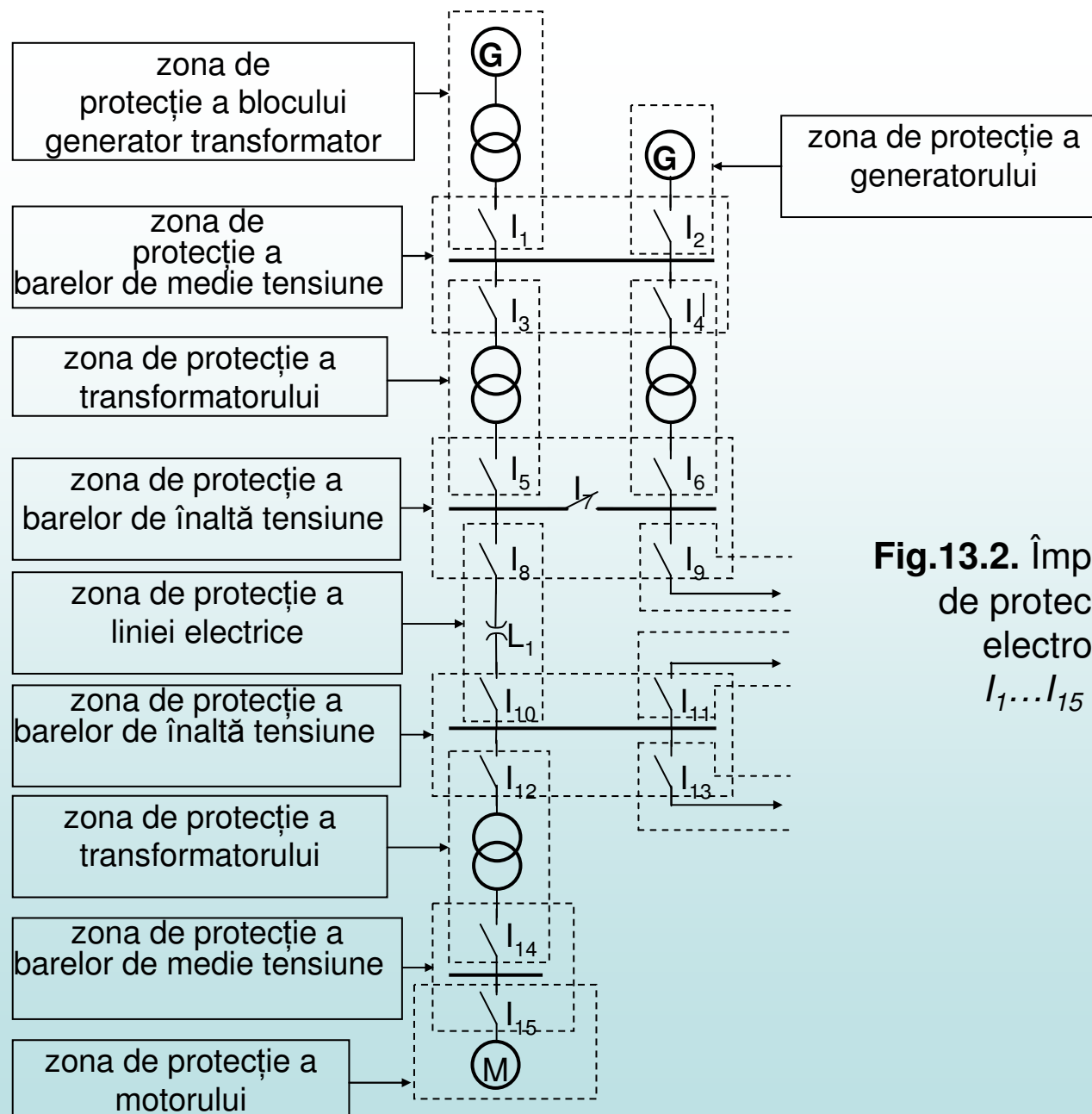


Fig.13.2. Împărțirea tipică în zone de protecție a unui sistem electroenergetic, cu: $I_1...I_{15}$ întreruptoare.

- ❖ **protecție de bază** – este sistemul de protecție care acționează în mod normal la apariția unui defect în zona protejată (figura 1.3);
- ❖ **protecție de rezervă** – este un sistem de protecție destinat să acționeze ca și rezervă în cazul în care protecția de bază nu este operațională, sau să acționeze la apariția defectelor în acele segmente ale sistemului care nu sunt acoperite prin protecția de bază (figura 1. 3);

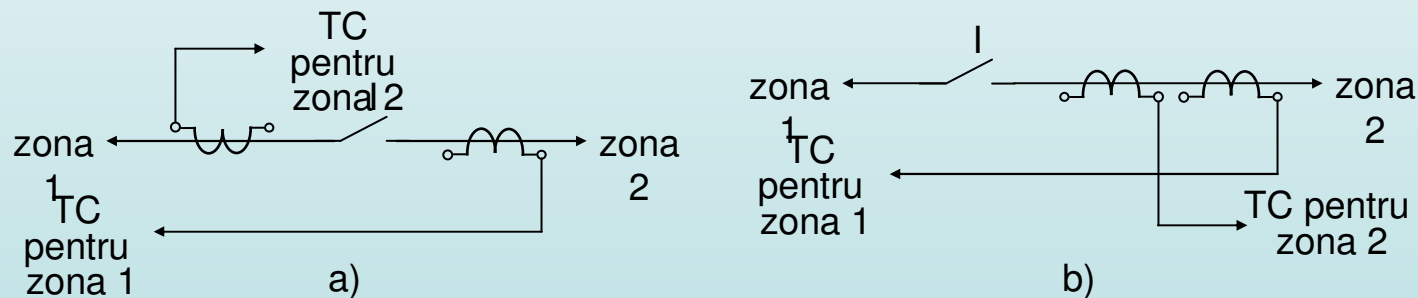


Fig.13.3. Principiul protecției de bază și de rezervă.

13.4. CERINȚE IMPUSE SISTEMELOR DE PROTECȚIE

❖ **rapiditatea** - adică necesitatea unei acționări rapide, rezultată din pericolul pe care îl prezintă întârzierea lichidării scurtcircuitelor apărute în sistemele electrice;

❖ **selectivitatea** - protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a deconecta numai elementul în care a apărut defectul, toate celelalte părți componente ale sistemului electric rămânând în funcțiune;

❖ **siguranța** - adică protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a acționa corect în toate cazurile când este necesar (de a nu avea refuzuri în funcționare) și a nu acționa atunci când nu este necesar (de a nu avea acționări false). Prin urmare, o protecție este sigură dacă acționează întotdeauna când este necesar și numai când este necesar;

❖ **sensibilitatea** - respectiv protecțiile trebuie să acționeze în cazul unor abateri cât mai mici de la valoarea normală a mărimii fizice controlate. Sensibilitatea unei protecții se apreciază printr-un coeficient de sensibilitate;

- ❖ **independența față de condițiile exploatării** - protecția prin releee a unei instalații trebuie să acționeze corect, independent de schema de conexiuni a sistemului electric în momentul respectiv, de numărul centralelor și al generatoarelor în funcțiune;
- ❖ **simplitatea** – reprezintă rezultatul unei proiectări optime ceea ce presupune un număr minim de echipamente și circuite;
- ❖ **eficacitatea economică** - condiție care se referă nu numai la cheltuielile ce reprezintă costul echipamentelor de protecție și al montării acestora, ci și la cheltuielile de întreținere și de revizie care în unele cazuri pot avea valori importante.

13.6. CLASIFICAREA SISTEMELOR DE PROTECȚIE

Sistemele de protecție prin relee pot fi clasificate după mai multe criterii:

1. după mărimea controlată:

- ❖ *protecția de curent* – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru curentul din circuitul protejat;
- ❖ *protecția direcțională* – acționează la schimbarea sensului circulației de puteri prin elementul protejat;
- ❖ *protecția de distanță* – acționează la micșorarea sensibilă a impedanței circuitului protejat;
- ❖ *protecția diferențială* – acționează la apariția unei diferențe între valorile curenților de la extremitățile zonei protejate;
- ❖ *protecția homopolară* – acționează la apariția componentelor homopolare de curent sau tensiune în cazul punerilor la pământ;
- ❖ *protecția de tensiune* – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru tensiunea circuitului protejat;

- ❖ *protecția cu relee de gaze* – acționează la apariția gazelor în cuva cu ulei a transformatoarelor în cazul scurtcircuitelor;
- ❖ *protecția termică* – acționează la creșterea temperaturii circuitelor electrice în timpul scurtcircuitelor sau regimurilor anormale;

2. după rolul pe care îl au în sistem:

- ❖ *protecții de bază* – acționează la defectele care apar în limitele zonei protejate;
- ❖ *protecții de rezervă* – acționează în locul protecțiilor de bază, în cazul în care aceasta refuză să acționeze;
- ❖ *protecții auxiliare* – acționează în cazul defectelor care apar în zone în care protecția de bază nu poate acționa;

3. în funcție de elementul protejat:

- ❖ *pentru generatoare sincrone;*
- ❖ *pentru transformatoare și autotransformatoare de putere;*
- ❖ *pentru sisteme de bare;*
- ❖ *pentru linii electrice;*
- ❖ *pentru motoare electrice;*

4. în funcție de principiul constructiv:

- ❖ *protecții cu relee clasice* (electromagnetice, electrodinamice, de inducție etc.);
- ❖ *protecții cu relee electronice* (realizate cu componente discrete – tranzistoare, tiristoare, triacuri, diode, rezistențe, condensatoare etc.);
- ❖ *protecții cu microprocesoare* (protecții numerice de generația I);
- ❖ *protecții digitale* (protecții numerice de generația II).

13.7. PRINCIPIUL PROTECȚIEI DE CURENT

Constă în protejarea împotriva depășirii valorilor admisibile ale curentului. Pornind de la acest principiu de bază au fost dezvoltate sistemele de protecție maximale de curent în trepte.

Datele necesare pentru reglajul (coordonarea, setarea) releelor sunt:

- ❖ **diagrama monofilară a sistemului de protejat**, în care apar releele de protecție și transformatoarele de măsură de curent asociate;
- ❖ **impedanțele elementelor de sistem** (generatoare, transformatoare, linii electrice);
- ❖ **valorile minime și maxime ale curenților de scurtcircuit**, pentru fiecare loc de amplasare a protecțiilor,
- ❖ **curenții de pornire a motoarelor electrice**;
- ❖ **curentul maxim de sarcină**, pentru fiecare punct de amplasare a protecțiilor;
- ❖ **curbele de scădere a curentului de defect** alimentat de generatoare;
- ❖ **caracteristicile transformatoarelor de curent**.

Schema de principiu monofilară, a unei protecții maxime de curent aplicată unei rețele radiale, este prezentată în figura 13.4 (SB și SL separatorul de bară, respectiv separatorul de linie; I întreruptor; TC transformator de curent; $I >$ releul maximal de curent). Condiția de acționare a releului este dată de relația:

$$I_c > I_p \quad (13.1)$$

I_c reprezintă curentul din circuitul supravegheat; I_p curentul de pornire (valoarea de acționare) a releului, raportată la primarul transformatorului de curent.

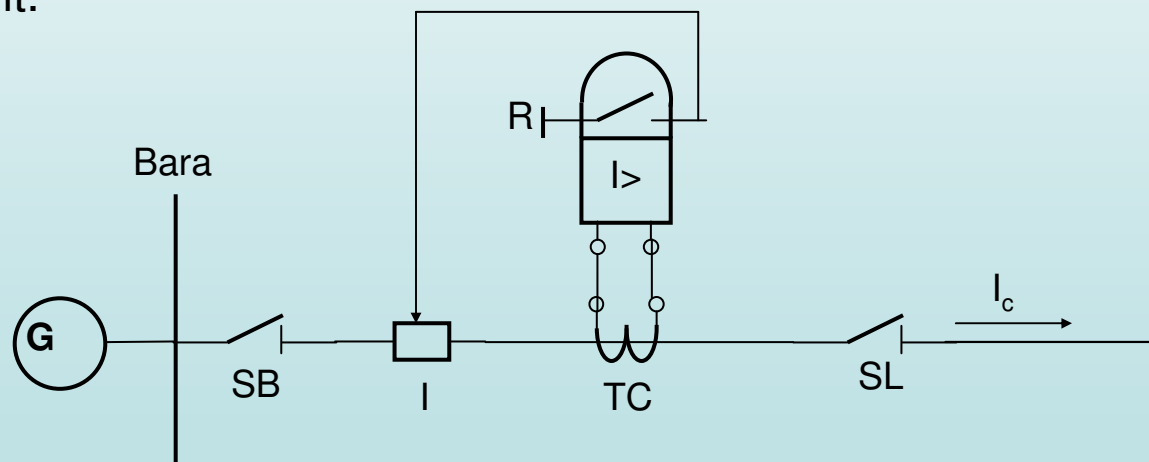


Fig.13.4. Principiul protecției de curent.

Trebuie remarcat faptul că această protecție acționează în cazul apariției scurtcircuitelor (acțiune instantanee, cu secționare), deci ***nu corespunde protejării circuitului împotriva suprasarcinilor.***

Protecția împotriva suprasarcinilor (figura 13.5), este o protecție de curent temporizată. Temporizarea este necesară pentru a face selecția între defecte trecătoare și cele permanente, efectul suprasarcinii asupra elementelor de sistem manifestându-se în timp.

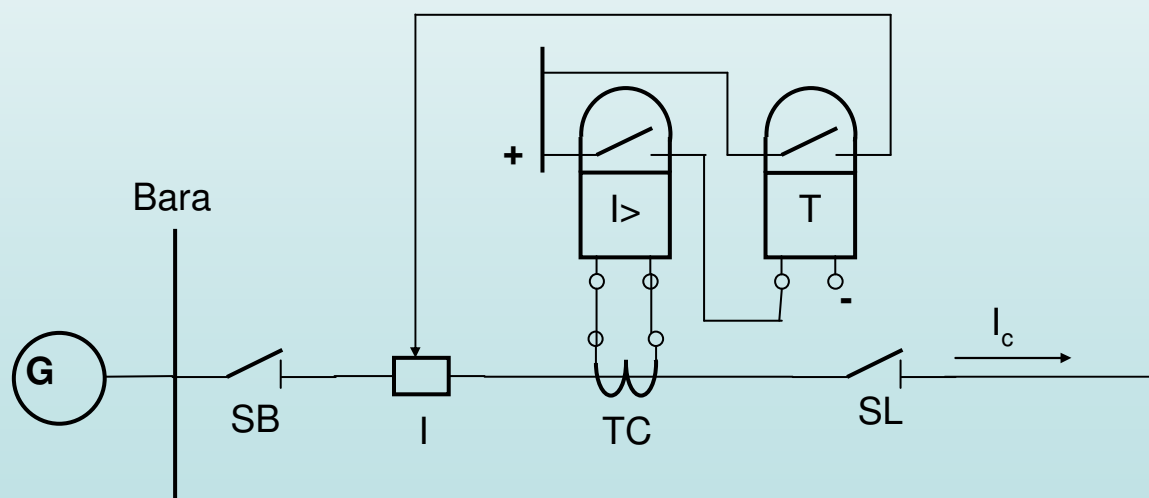


Fig.13.5. Principiul protecției la suprasarcină.

Acțiunea de declanșare a întreruptorului are loc numai în cazul în care curentul din circuit I_c depășește valoare reglată I_p și durata lui t_c este mai mare decât temporizarea prescrisă t_p :

$$(I_c > I_p) SI (t_c > t_p) \quad (13.2)$$

Se poate concluziona că această protecție se caracterizează prin următoarele elemente:

- ❖ protecția maximală de curent este cea mai simplă și totodată cea mai ieftină dintre protecții (număr minim de componente);
- ❖ este dificil de aplicat, datorită reglajului pretențios;
- ❖ necesită reajustarea, sau chiar reamplasarea, în cazul în care în sistem apar modificări.

13.7.1. DISCRIMINAREA ÎN TIMP

Discriminarea în timp are aplicații în cazul protecției liniilor radiale de medie și joasă tensiune. Este o metodă de discriminare simplă, ieftină, cel mai des întâlnită în cazul rețelelor de medie și joasă tensiune.

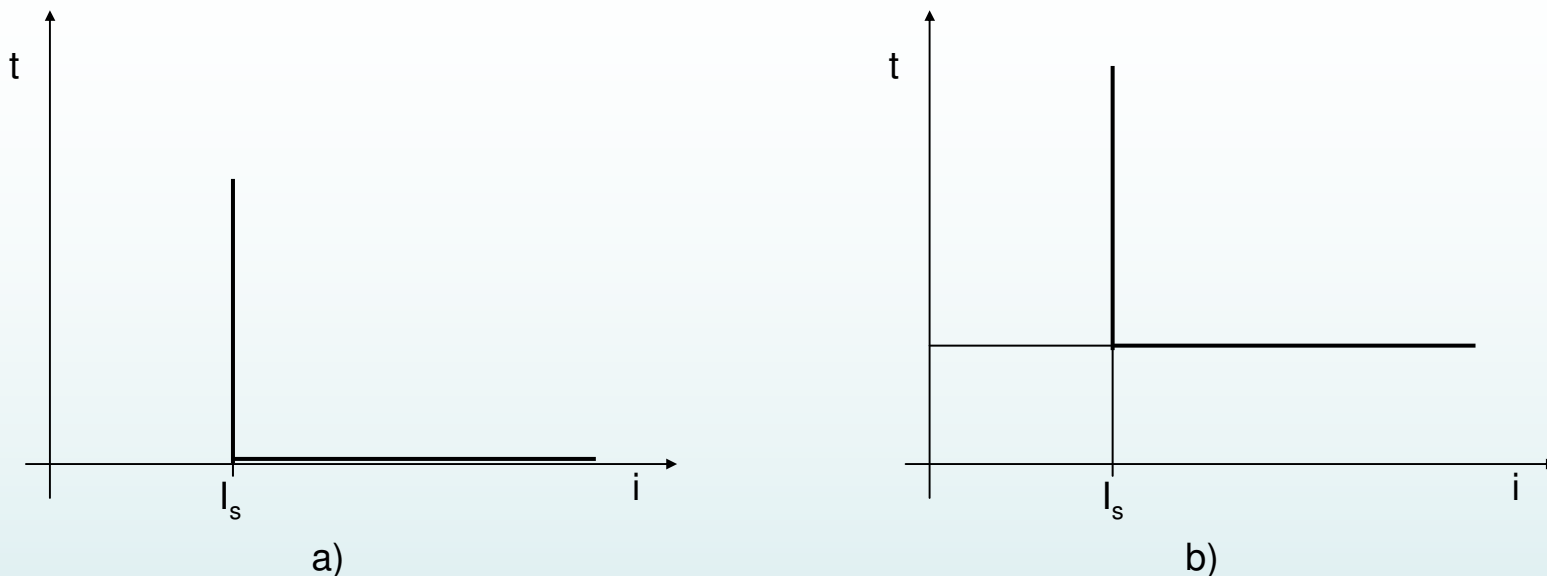


Fig.13.6. Caracteristici timp-curent:

a – releu maximal de curent; b – releu maximal temporizat de curent cu caracteristică independentă.

Aceste protecții necesită efectuarea următoarelor reglaje:

❖ **valoarea curentului reglat (*setat*)** al releelor de maximele de curent – reprezintă valoarea minimă a curentului supravegheat la care pornește protecția, aceeași pentru toate releele indiferent de poziția lor în schemă. Releele vor fi setate astfel încât să acționeze la apariția celui mai mic defect din rețea (această valoare va depinde de curentul de sarcină maximă). Deci,

Curentul de pornire trebuie să îndeplinească condiția $I_{pp} \geq I_{sarc.max}$, respectiv pentru a evita deconectări neselective relația trebuie îndeplinită și de valoarea de revenire $I_{rev.p} \geq I_{sarc.max}$. Curentul de pornire al releului primar este:

$$I_{pp} = \frac{K_{sig}}{K_{rev}} I_{sarc.max} \quad (13.3)$$

unde: $K_{sig}=1,1 \dots 1,25$ în funcție de construcția releului de curent, iar $K_{rev}=0,8 \dots 0,9$ funcție de același criteriu.

Pentru relele secundare relația (2.3) se rescrie:

$$I_{pp} = \frac{K_{sig} \cdot K_{sch}}{K_{rev}} \cdot \frac{I_{sarc.max}}{n_{TC}} \quad (13.4)$$

cu n_{TC} fiind raportul de transformare al TC și K_{sch} coeficientul de schemă (egal cu 1 dacă releul este parcurs de curentul de fază sau $\sqrt{3}$ dacă releul este parcurs de diferența curenților de fază).

❖ ***timpul de acționare a protecțiilor*** - descrește dinspre sursă spre consumatori. Timpul minim corespunde celui mai îndepărtat tronson al liniei:

$$\Delta t = \frac{2\varepsilon_T}{100} + t_{ai} + t_{ci} + t_s \quad (13.5)$$

- ❖ Δt - incrementul de modificare a temporizărilor, treapta de timp;
- ❖ ε_T - eroarea în procente a releului de timp;
- ❖ t_{ai} – timpul de acționare a întreruptorului;
- ❖ t_{ci} - timpul corespunzător cursei de inerție;
- ❖ t_s – timp de siguranță (margine de siguranță).

Figura 2.4.a prezintă schema de principiu a protecției, în timp ce în figura 2.4.b este ilustrată setarea releelor de timp. Figura 2.4.c pune în evidență modul de variație a curentului de defect invers proporțional în raport cu distanța dintre sursă și locul de defect.

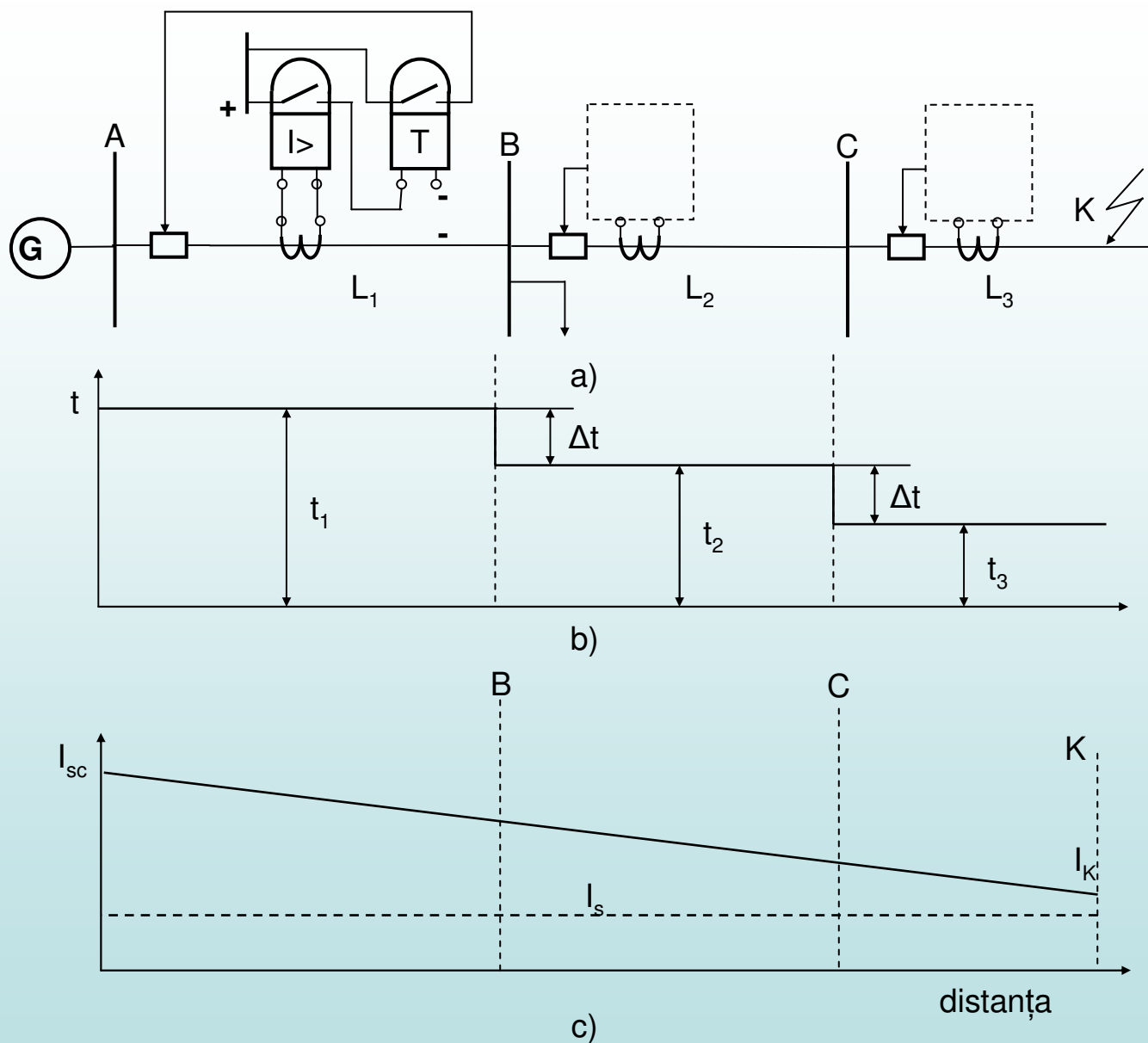


Fig.13.6. Aplicarea metodei de discriminare în timp:
a – schema de principiu a protecției maxime temporizate de curent pentru o rețea radială ; b – setarea temporizărilor ; c – setarea curentului de pornire a protecțiilor.

Dezavantajul acestei metode constă în faptul că defectele cele mai apropiate de sursă, care sunt și cele mai severe, sunt eliminate în timpul cel mai lung. Acest lucru presupune solicitări mai mari ale instalației, atât din punct de vedere termic cât și electrodinamic.

Din acest motiv, această metodă singură, poate fi aplicată cu succes acolo unde impedanța sursei este mai mare decât a elementelor protejate și atunci când valoarea curentului de defect la locul de amplasare al releului este apropiată cu cea corespunzătoare sfârșitului zonei protejate.

13.7.2. DISCRIMINAREA ÎN CURENT

Curentul de defect variază invers proporțional cu impedanța liniei electrice. Discriminarea în curent are în vedere faptul că valoarea curentului de defect depinde de distanța dintre locul de defect (poziția locului de defect) și sursă.

Această metodă de discriminare are aplicații la protejarea liniilor radiale de joasă, medie și înaltă tensiune. Totodată ea poate fi aplicată și la liniile alimentate de la două capete împreună cu protecțiile direcționale. Este o metodă simplă, ieftină și eficientă (figura 13.7).

Releele maxime de curent vor fi setate pentru a acționa la valori diferite ale curentului de defect, în mod crescător dinspre capătul liniei înspre sursă, astfel încât întreruptorul cel mai apropiat de locul defectului să fie cel care declanșează.

Se desensibilizează protecția față de curentul de scurtcircuit în regim maxim apărut la capătul dinspre consumator al tronsonului, conform:

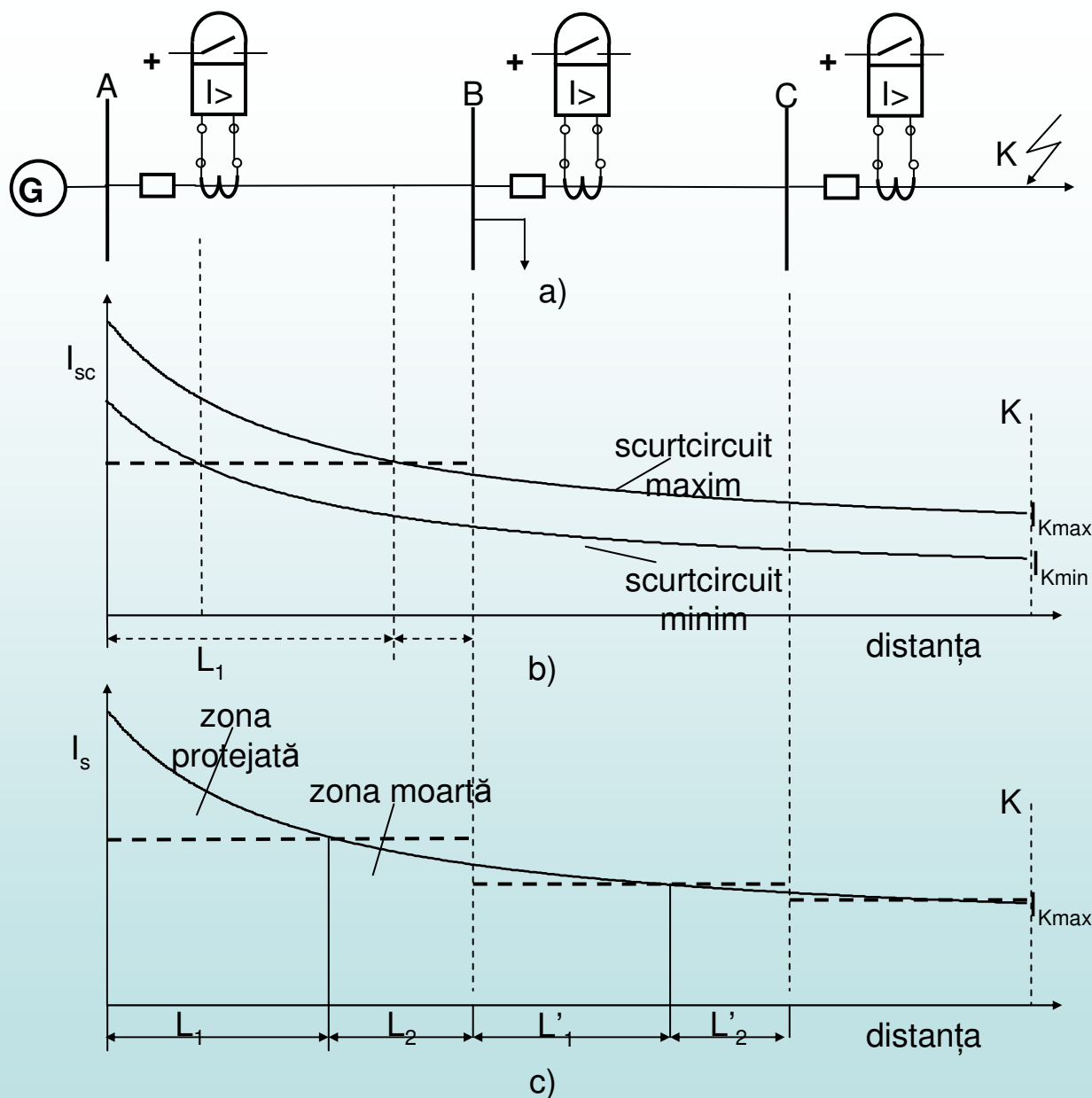


Fig.13.7. Discriminarea în curent:
a – schema monofilară ; b – curentul de scurtcircuit funcție de severitatea scurtcircuitului și de distanță; c – setarea curentului de pronire a protecțiilor.

$$I_{pp} = K_{sig} \cdot I_{sc.max}'' \quad (13.6)$$

cu $I_{sc.max}''$ curentul de scurtcircuit supratranzitoriu iar $K_{sig}=1,2...1,5$ în funcție de tipul releului utilizat.

Pentru rele secundare vom avea:

$$I_{pp} = \frac{K_{sch}}{n_{TC}} K_{sig} \cdot I_{sc.max}'' \quad (13.7)$$

Dezavantajele acestei metode sunt legate de faptul că vor exista zone neprotejate (zone moarte) care nu sunt supravegheate.

Prezența acestor zone „moarte” poate fi explicată tocmai prin necesitatea asigurării selectivității între protecțiile corespunzătoare fiecărui element.

Ponderea lor va depinde de:

- ❖ regimul de scurtcircuit care poate fi cuprins între două limite: scurtcircuit minim și scurtcircuit maxim. Aceste limite apar datorită variației puterii de scurtcircuit între două extreme corespunzătoare sarcinii minime și maxime;
- ❖ raportul dintre impedanța elementului protejat și cea a sursei.

13.7.3. DISCRIMINAREA ÎN TIMP ȘI ÎN CURENT

Utilizarea numai a metodei de discriminare în timp, prezintă dezavantajul fundamental faptul că cele mai severe defecte sunt izolate după cele mai lungi perioade de timp.

Metoda de discriminare în curent este aplicabilă numai în rețelele în care impedanța între două întreruptoare este apreciabilă.

Aceste limitări impuse de utilizarea separată a celor două metode, pot fi depășite prin utilizarea metodei de discriminare în timp și curent. Această metodă combină posibilitățile oferite de discriminarea în timp, respectiv în curent, contribuind la obținerea unor soluții de realizare a protecției superioare.

Introducerea protecțiilor cu caracteristică inversă aduce un plus în ceea ce privește realizarea unei protecții calitativ superioare.

13.7.3.1. Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică independentă

Pot fi utilizate două relee independente, unul maximal de curent, celălalt de timp, sau un releu maximal de curent temporizat cu caracteristică independentă („definite-time current relay”).

Această metodă presupune setarea pragului de curent pentru protecția fiecărui element independent, funcție de curentul maxim de sarcină prin acesta. Temporizările vor fi setate conform celor expuse în cazul metodei de discriminare în timp (figura 13.8).

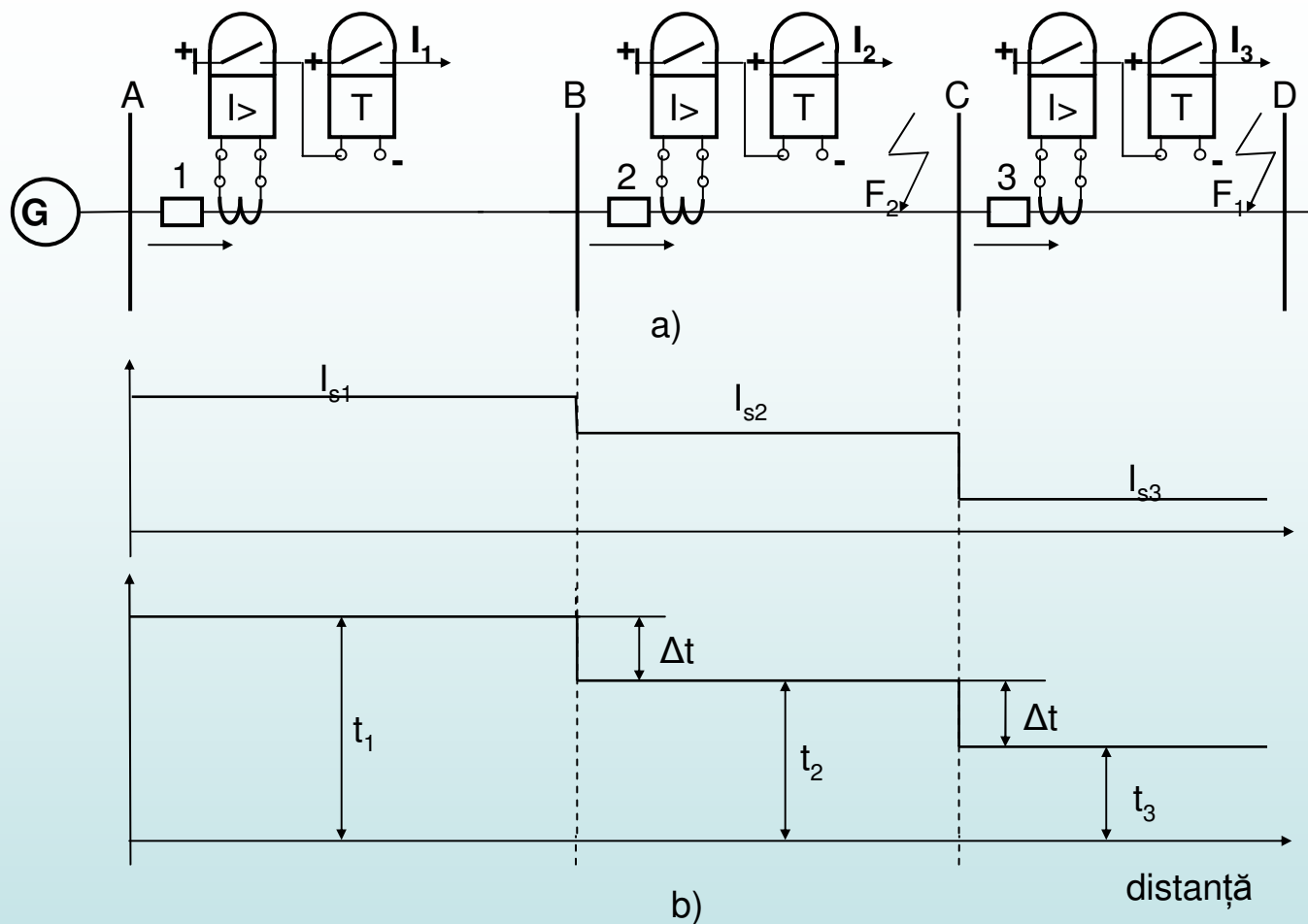


Fig.13.8. Aplicarea metodei de discriminare în timp și în curent – caracteristica de timp independentă:
a – schema monofilară ; b – curenți setați și temporizări setate.

13.7.3.2. Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică dependentă

Releele cu caracteristică inversă, IDMT, („Inverse Definite Minimum Time Overcurrent Relay”) oferă a mai mare flexibilitate aplicării metodei discriminării în timp și curent (figura 3.1). Conform IEC 255, expresia matematică a acestei dependențe, timp de acționare/curent, este de forma:

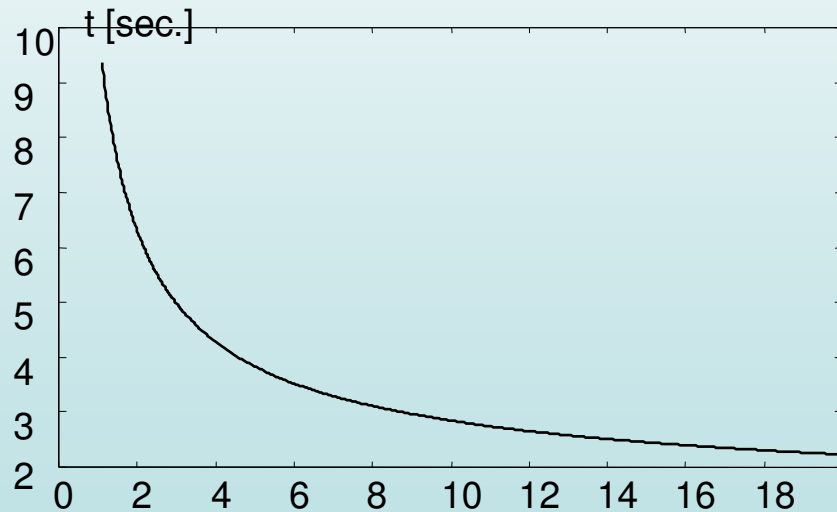


Fig.13.9. Caracteristică timp-curent inversă.

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \quad (13.8)$$

- ❖ k reprezintă multiplul timpului setat – TMS („Time Multiplier Setting”);
- ❖ I/I_s este multiplul curentului reglat PMS („Plug Multiplier Setting”);
- ❖ α și β sunt coeficienți care determină alura caracteristicii timp-curent. Acești coeficienți au valori standardizate conform IEC 255. Acestea determină tipul caracteristicii releului și sunt prezentate în tabelul 13.1.

Constantele releelor cu caracteristică inversă conform IEC Tabelul 13.1

Nr.crt.	Tipul caracteristicii releului	α	β
1.	Inversă standard („standard inverse” SI)	0,02	0,14
2.	Foarte inversă („very inverse” VI)	1,00	13,50
3.	Extrem de inversă („extremely inverse” EI)	2,00	80,00
4.	Cu temporizare mare („long time invers” LTI)	1,00	120,00

În conformitate cu relația (13.8), reglajul unui astfel de releu presupune setarea a doi parametri. Acești parametri sunt: valoarea de pornire a releului I_s , respectiv curba de protecție caracteristică, aparținând familiei de caracteristici propriie releului (figura 13.9), prin intermediul parametrului k (TMS).

De obicei curentul setat al acestor relee, utilizate în schemele de protecție maximale de curent, se alege între 50% și 200% din valoarea curentului nominal al transformatorului de curent corespunzător.

Algoritmul de setare a unui astfel de releu cuprinde următoarele etape:

- ❖ calculul regimului permanent și de scurtcircuit – se determină curenții de sarcină maximă pentru fiecare element în parte, respectiv curenții de scurtcircuit pe fiecare bară;

- ❖ se aleg TC pentru fiecare element, pe baza următoarelor criterii:
 - a) tensiunea nominală a transformatoarelor U_{nTC} să fie mai mare sau cel puțin egală cu cea a rețelei U_{nL} :

$$U_{nTC} \geq U_{nL} \quad (13.10)$$

- b) curentul nominal I_{nTC} (primar) al TC să fie mai mare sau cel puțin egal cu cel de sarcină:

$$I_{nTC} \geq I_{nL} \quad (13.11)$$

- c) se verifică TC la stabilitate statică, adică curentul limită termic al TC (I_{lt}) să fie mai mare decât valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit maxim;
 - d) se verifică TC la stabilitate dinamică, adică curentul limită dinamic înscris pe plăcuță să fie mai mare decât valoarea de șoc a curentului de scurtcircuit;
 - e) se aleg valorile curenților setați pentru TC. De obicei se consideră o încărcare de 100% ceea ce înseamnă că acești curenți au valori egale cu curenții nominali ai TC;

f) se impune treapta de timp Δt . De această dată, trebuie avut în vedere faptul că eroarea de temporizare va fi influențată și de eroarea de măsură a TC, ε_{TC} , respectiv de durata cursei de inerție t_i (overshoot), dacă este cazul releelor electromecanice (pentru relele statice $t_i=0$):

$$\Delta t = \frac{(2\varepsilon_T + \varepsilon_{TC})}{100} + t_{ai} + t_i + t_s \quad (13.12)$$

❖ se impune timpul de acționare t_{ap} a releului p cel mai depărtat de sursă la curentul de scurtcircuit corespunzător. Se va ține seama de coordonarea protecției cu protecțiile din aval (de obicei siguranțe fuzibile);

❖ se pornește de la releul p cel mai depărtat și se determină TSMp astfel:

a) se determină multiplul curentului reglat PSM cu:

$$PSM = \frac{I_{scp}}{I_{sp}} \quad (13.13)$$

- b) cu această valoare, din diagrama din figura 13.9, se determină de pe caracteristica pentru $TMS=1$ timpul normal de acționare t_{cp} al releului. Putem calcula valoarea de reglaj a multiplului timpului:

$$TMS_p = \frac{t_{ap}}{t_{cp}} \quad (13.14)$$

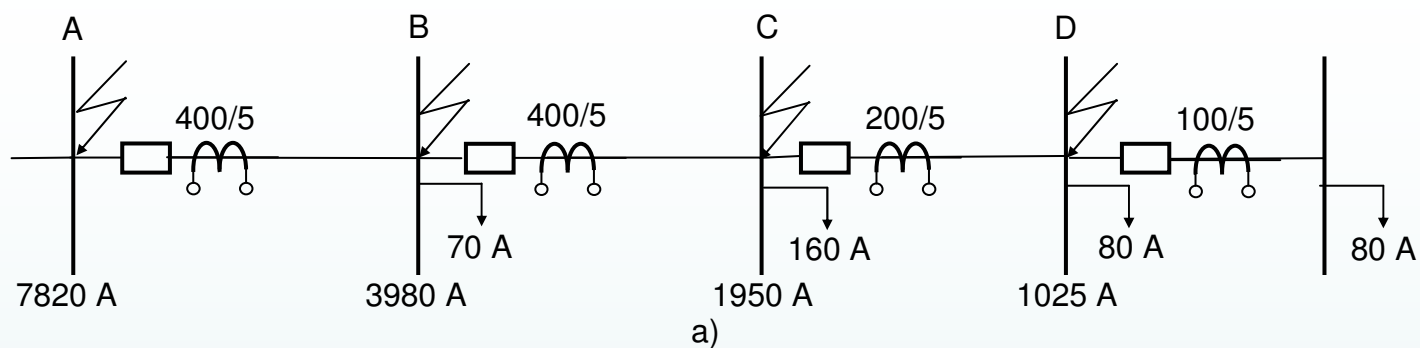
- ❖ se trece la următorul releu din amonte și se fac următoarele operații:

- a) calculul timpului propriu de acționare t'_{ap} la I_{scp} :

$$t'_{ap} = t_{ap} + \Delta t \quad (13.15)$$

- b) se determină PSM cu relația (13.13) în care de data aceasta la numitor apare curentul setat corespunzător releului p-1;
 c) din caracteristica din figura 13.9 se determină $t_{c(p-1)}$ și cu relația (13.14) se determină TMS_{p-1} , respectiv caracteristica corespunzătoare acestui releu;

- d) se determină PSM pentru curentul de scurtcircuit cel mai mare (pe bară) $I_{sc(p-1)}$, valoare cu care de pe caracteristica proprie se determină $t_{a(p-1)}$;
- e) se trece la releul p-2 și se repetă operațiunile de la punctul 6 etc.



a)

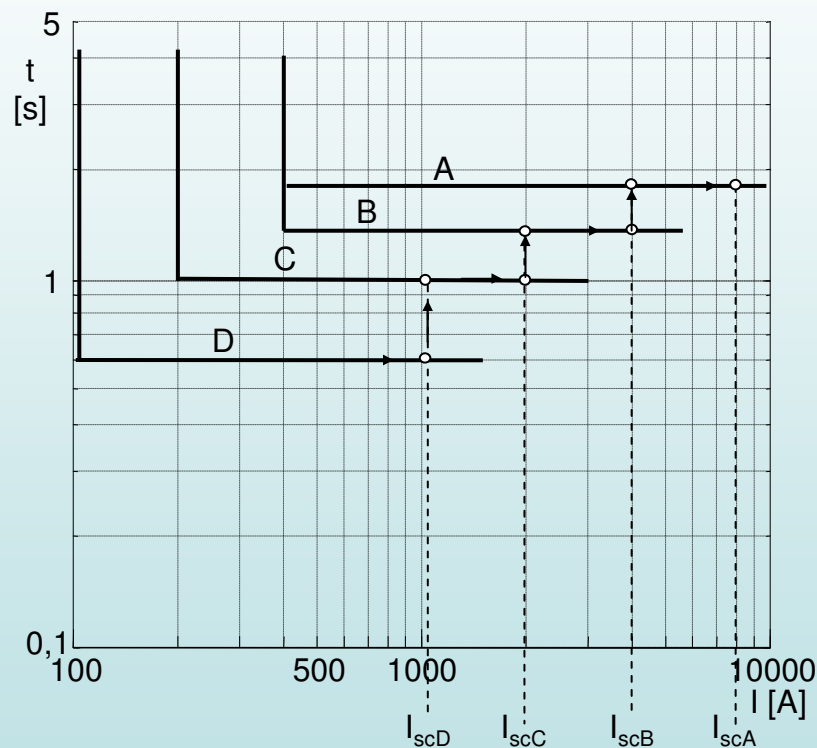
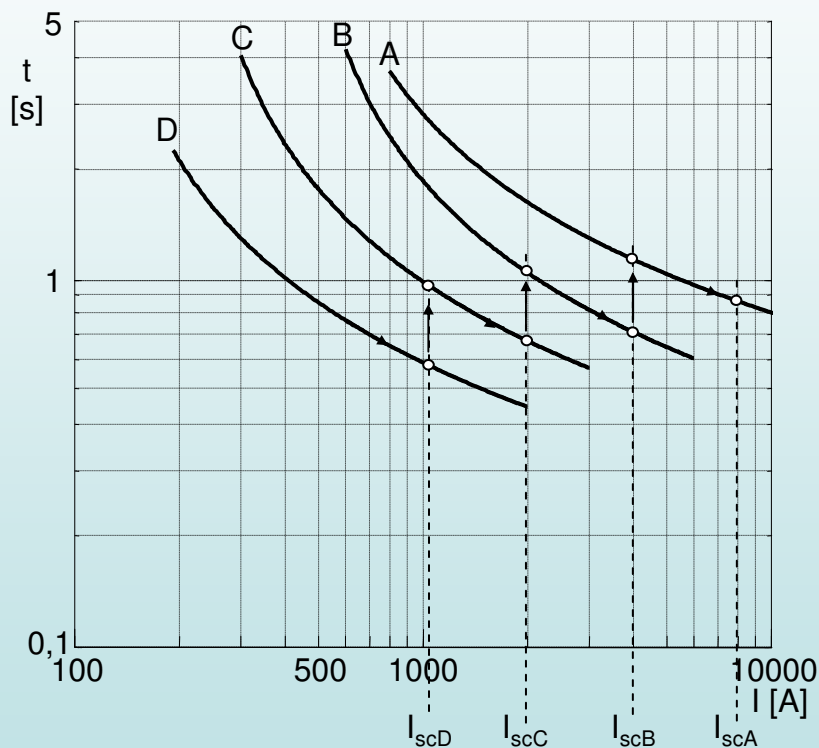


Fig.13.10. ^{b)} Comparație între discriminarea în timp și curent, respectiv ^{c)} în timp:
a – schema rețelei; b – discriminarea în timp și curent; c – discriminarea în timp.