1. ОПШТО ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ

1.1. ОСНОВНИ ПОИМИ

Современиот човек има значителни потреби од енергија. Енергијата најчесто се добива со согорување на фосилните горива или пак се добива од речните текови (водните сили). Заради ограниченоста на резервите на наведените извори на примарната енергија и порастот на цената на енергијата воопшто, во последните години вниманието сѐ повеќе се свртува кон нуклеарната, геотермалната и сончевата енергија.

Множеството од сите елементи што учествуваат во процесите за:

- добивање,
- преобразување,
- распределба и
- користење

на сите видови енергија го нарекуваме *енергетски систем* (ЕС). Енергетскиот систем се состои од:

- парни котли,
- турбини,
- генератори,
- водови за пренос на топлина,
- водови за пренос на електрична енергија,
- уреди за греење,
- уреди за електрична влеча,
- енергетски трансформатори,
- пумпи,
- вентилатори, итн.

Под поимот *електроенергетски систем* (ЕЕС) обично се подразбира електричниот дел од енергетскиот систем. Електроенергетскиот систем има задача да:

- произведува,
- пренесува и
- распределува, како и да
- преобразува,

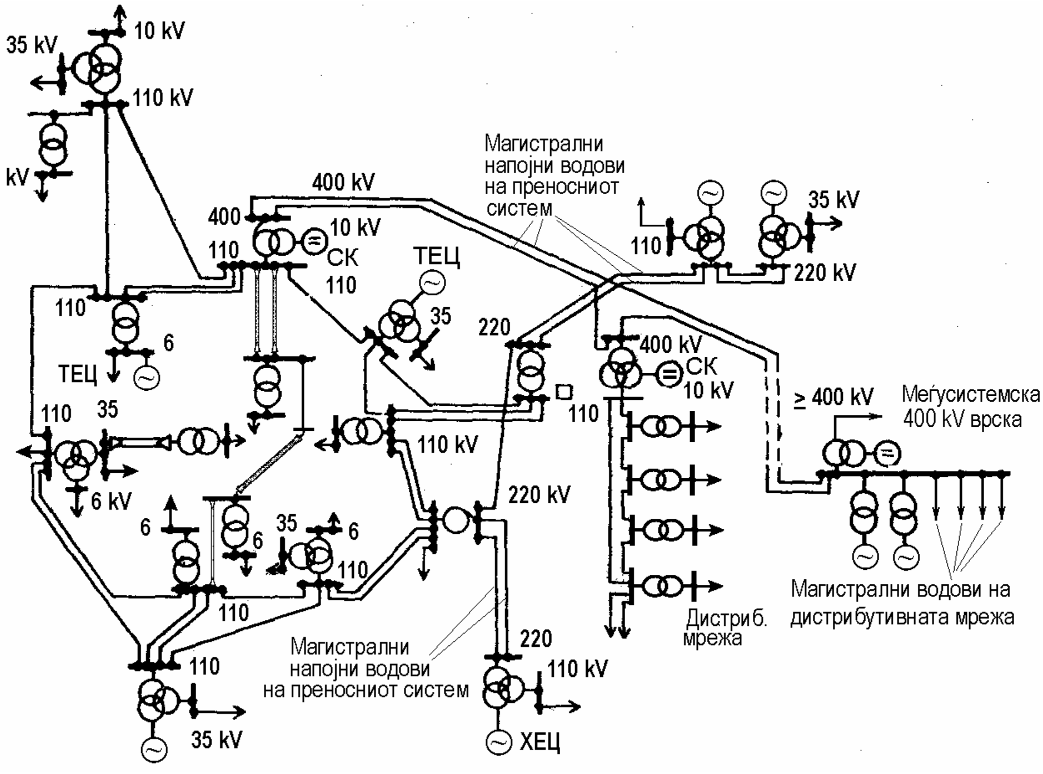
исклучително (или главно) електрична енергија.

Електричните мрежи односно електроенергетските мрежи[1] служат за пренесување на електричната енергија од изворите

---

[1] Поимот *електроенергетска мрежа* или поедноставно речено *мрежа* нема секогаш исто значење. Во најширока смисла на зборот, поимот “електроенергетска мрежа” е синоним за “електроенергетски систем” (ЕЕС) и ги содржи сите елементи, а тоа се сите на определен начин поврзани генератори,

(електричните централи) и распределба на електричната енергија до нејзините потрошувачи. Практично целата електрична енергија што се произведува во електричните централи се доведува до електричните приемници преку електричните мрежи. Притоа енергијата може да се пренесува на мошне големи растојанија (стотици, па и илјадници километри) и на тој пат повеќе пати да се трансформира и да се менува квантитативно и квалитативно.



Слика 1.1. Приказ на дел од еден ЕЕС

Основни елементи во електричните мрежи се водовите и енергетските трансформатори. Трансформаторите служат за промена на параметрите на електричната енергија, т.е. за промена на напонот и струјата. Тие се поставуваат во *трансформаторските станици (ТС)*, заедно со прекинувачите, разделувачите (раставувачите) и другите елементи што служат за вклучување и исклучување на елементите од мрежата.

Електрични приемници се уреди кои служат за преобразување на електричната енергија во други видови енергии. Така, на пример, во електричните печки електричната енергија се претвора во топлинска, во електричните светилки таа се претвора во светлинска, во

трансформатори, водови, потрошувачи и др. Честопати под *мрежа* се мисли само на делот од ЕЕС кој служи за пренесување и распределба на електричната енергија. Вообичаена е поделбата на ЕЕС на *извори*, *преносна мрежа* и *дистрибутивна мрежа*. Оваа поделба е направена според таканаречените фази на технолошкиот процес на производството, распределбата и користењето на електричната енергија. Во таквата поделба под изворите се подразбираат електричните централи.

електромоторите таа се претвора во механичка енергија итн. Секој електричен приемник треба да има можност за приклучување на соодветна електрична мрежа, како и можност за исклучување од неа.

Честопати е потребно да се посматра не само одделен приемник, туку цела група електрични приемници, па дури и повеќе групи приемници, заедно со електричната мрежа, на која се тие приклучени. Групата електрични приемници (кои не мора да бидат од ист вид), заедно со соодветната припадна електрична мрежа преку која тие се приклучени на заедничката напојна точка и од која се напојуваат со електрична енергија, се нарекува *потрошувач* на електрична енергија. Потрошувачи на електричната енергија се приемниците, заедно со соодветните електрични мрежи, во: стан, зграда, населба, група населби, фабрика, подрачје со неколку фабрики, итн.

1.2. КУС ИСТОРИЈАТ ПРИ ФОРМИРАЊЕТО НА ЕЕС

Електроенергетиката преттавува област од економијата која што е стара повеќе од еден век. На својот развоен пат таа имала поголем број клучни моменти кои што и го дале нејзиниот денешен облик. Во овој кус преглед ќе бидат наброени некои од поважните настани кои што го детерминирале нејзиниот историјат.

По откритието на галванските елементи на А. Волта (A. Volta) кон крајот на XVIII век, во 1831 година М. Фарадеј (M. Faraday) го открива законот за електромагнетската индукција со што се овозможило претворање на механичката енергија во електромагнетна. Треба да изминат полни 40 години за да биде изграден првиот генератор за еднонасочна струја во 1872 год. од З. Грам (Z. Framme) за во 1879 година во Њујорк да влезе во погон првата електрична централа која што произведувала еднонасочна струја на напон 110 V, најповолен за светилките кои што работеле по принципот на волтиниот лак. Таа служела, главно, за електрично осветлување на градот. Дотогаш осветлувањето на градовите се изведувало обично со помош на гасни пампи.

Првиот обид за пренос на електрична енергија на поголеми растојанија е направен во 1873 година кога инженерот Фотен (Fautain) на Меѓународната изложба во Виена ја демонстрирал можноста на пренос на 1 kW на растојание од 1 km.

Во исто време М. Дебре со своите научни трудови докажал дека е можно пренесување на електрична енергија на многу поголеми растојанија при висок коефициент на полезно дејство ако со зголемувањето на преносното растојнаие се зголемува и висината на работниот напон.

Со изумот на сијалицата со графитно вжарено влакно од страна на Т. Едисон (T. Edison) нагло пораснал интересот за електричното осветлување на градовите и потребите од широка електрифијација на населените места. Тој во 1882 година реализирал осветлување на

делови од градот Њујорк со помош на електрична енергија. Затоа таа година се смета за почетокот на ерата на електрификцијата и изградбата на електричните мрежи на еднонасочна струја. Но поради нискиот преноснен напон веднаш се јавиле и проблемите со преносот на електричната енергија од електричните централи до самите потрошувачи (високи загуби и големи падови на напонот) и тоа бил главниот недостаток на еднонасочната струја.

И покрај сите недостатоци сврзани со малите преносни можности, еднонасочната струја сѐ уште доминирала и понатаму зашто не постоела можност наизменичната струја да се користи во индустријата за производство на механичка моќност. Со пронајдокот на Н. Тесла на вртливото магнетно поле со помош на системот полифазни струи во 1883 година и пронаоѓањето на асинхрониот (индукционен) мотор во 1888 год. кој што работел на наизменична струја и бил многу поробусен, посигурен и поевтин, нагло пораснал интересот за воведувањето на наизменичната струја, особено поради фактот што таа можела да се прозиведува било каде и да се пренесува на многу поголеми растојанија без големи проблеми. Може да се смета дека таа година е направен главниот пресврт во електроенергетиката и од тој момент системот за еднонасочна струја се напушта на сметка на примената на наизменичните струи. Со Теслините изуми на полето на полифазните генератори, трансформатори, мотори и преносни водови се удрени темелите на примената на назименичните струи не само во широката потрошувачка туку и во индустријата и еднаш за секогаш се расчистило со дотогашната дилема еднонасочна или наизменична струја и во кој правец да се одвива идниот развој на електрификацијата во светот.

Посебен поттик на натамошниот развој на трифазните системи за наизменична струја дал настанот во 1891 година кога е реализиран првиот наизменичен пренос на растојание од 179 km при напон 15 kV, кога од постојната хидроелектрана во Лауфен на реката Некар, со моќност 230 kVA се извршил директен пренос на моќноста во саемските простории на Меѓународниот саем на електротехниката кој што тогаш се одржувал во Франкфурт на Мајна, како директен и видлив доказ за можностите на електричната енергија и нејзиниот наизменичниот пренос со чија помош механичката енергија на водниот тек на една река може да се пренесе на многу големо растојание како електрична и повторно да се претвори во механичка, за погон на водна пумпа.

До крајот на XIX век истовремено постоеле еднонасочните и наизменичните системи за разни фреквенции во интервалот од 20 до 100 Hz. Но со последните споменати откритија судбината на еднонасочната струја веќе била решена.

Првата хидроелектрана со позначајна моќност е изградена на слаповите на реката Нијагара по замислата и проектот на Н. Тесла. Таа била на почетокот изведена со три двофазни генератори со моќост 3700 kW и тие работеле на напон 2400 V. Пуштена е во работа во 1895 година, а работи и денес со 8 генератори и вкупна моќност од 30 MW).

Во тоа време од оваа електрана се напојувал градот Бафало во САД кој што се наоѓа на растојание од самата електрана од 37 km.

Како резултат на сето тоа наизменичната струја започнува да се користи како основен вид енергија во индустријата. Со зголемувањето на побарувачката растеле и номиналните напони на преносните системи. Веќе во 1906 година работниот напон достигнал вредност од 60 kV. Главната пречка за повишување на работните напони биле потпорните изолатори со кои што во тоа време се изведувале преносните водови и нивната ограничена механичка цврстина.

По воведувањето на изолаторските вериги со кои што се разрешил тој проблем, номиналните напони на преносните мрежи брзо растат. Веќе во 1908 година е направен првиот 110 kV далновод а во 1922 година првиот 220 kV далновод. Тогаш се појавила нова пречка за натамошен пораст на работните напони – короната која, како што е познато, претставува процес на интензивна јонизација на просторот околу фазните спроводници под дејство на јакото електрично поле.

Проблемот со короната делумно се решил со употреба на „шупливи“ спроводници кои што имаат облик на цевка заради вештачко зголемување на нивниот надворешен дијаметар. На тој начин во 1938 година во САД е изграден 287,5 kV надземен вод со должина 430 km кој што градот Лос Ангелес го поврзувал со дотогаш најголемата хидрелектрана во светот „Хувер Дам“.

Првиот вод со номинален напон 380 (400) kV, долг скоро 1000 km, е изграден во Шведска во 1952 година. Но кај него се применила друга техника за справување на проблемите со короната, а тоа е употребата на спроводници во сноп, по неколку спроводници за секоја фаза на водот. Веднаш потоа (1956) година 400 kV преносен вод е изграден во СССР и во Германија. 400 kV работен напон станал основа на изградбата на преносните мрежи во скоро сите европски земји. Во бившата СФРЈ тој е за прв пат воведе во 1971 година. Веднаш потоа е изграден првиот 400 kV надземен вод во Македонија (Скопје 1 – Дуброво – Солун).

Следниот напонски скок се случил во 1957 година во СССР кога е пуштен во погон 500 kV далновод помеѓу хидорелектрана на реката Волга и градот Москва, со преносна моќ од 800 MW. Веќе во 1965 година во Канада е воведен напонот 765 kV за пренос на моќност од 5700 MW помеѓу големите ХЕ на реката Ст. Лоренс и градовите Монтреал и Квебек, а веднаш потоа истиот напон е воведен во САД и СССР. Највисок номинален напон на постоен преносен далновод кој што е во редовен погон е 1150 kV, изграден во СССР во 1987 година. Се екпериментира и со упте повисоки напони (нпр 1500 kV) но проблемите со короната, барем засега сè уште не се разрешени. Искуството говори дека на ова ниво на технолошкиот развој горната граница за успешно справување со ефектот на корона кај преносните надземни водови е негде околу 800 kV.

Еднонасочниот пренос е повторно актуализиран во педесетите години од минатиот век, особено за подморски пренос на големи моќности на големи растојанија со помош на кабел. Во 1954 година со

кабел долг 100 km на напон 100 kV е поврзано островот Готланд во Балтичкото море со шведското копно во градот Вастервик. Првиот надземен пренос со еднонасочен напон е реализиран во СССР во 1963 година со далновод ±400 kV, долг 470 km и со преносна моќност 720 MW. Денес постојат надземни водови за еднонасочен пренос ±800 kV но и водови со напон ±1000 kV со кои што се совладуваат значителни должини. Причини за воведувањето на еднонасочниот пренос се бројни. Посматрано од економски аспект, оценето е дека за пренос на големи моќности на растојанија до 500 km поисплатливо е примената на наизменичнен трифазен систем додека за поголеми должини поповолно е да се применува еднонасочен пренос.

1.3. ЗНАЧЕЊЕ И УЛОГА НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Со електричните мрежи се настојува да се поврзат што е можно повеќе извори и потрошувачи во еден електроенергетски систем[2]. Притоа се постигнуваат следните техничко–економски предности:

а) можност за зголемување на електричните моќности на генераторите и електричните централи, со што се намалува цената на инсталираниот киловат во нив и што дозволува значително да се зголеми обемот на производството при исти производни површини и ист вложен труд на вработениот персонал;

б) значително зголемување на доверливоста на снабдувањето на потрошувачите со електрична енергија;

в) зголемување на економичноста во работењето на разните видови електрични централи, при што се настојува да се обезбеди најефикасно искористување на моќностите на хидроцентралите (ХЕЦ) и најекономично работење на термоцентралите (ТЕЦ);

г) намалување на неопходната вкупна резервна моќност на електричните централи.

Електроенергетските мрежи треба да се имаат предвид и при решавањето на многу други проблеми како што се:

---

[2] *Високонапонските преносни мрежи* на разни региони, области, па и разни држави се стремат да бидат меѓусебно поврзани, бидејќи тоа претставува обостран интерес на сите корисници. Со нивното поврзување е овозможено следново: 1. користење на производството на големите, економични, извори на електрична енергија кои можат да се наоѓаат и подалеку од главните потрошувачки центри; 2. поврзување на централите со различни карактеристики и нивно оптимално прилагодување според потребите на конзумот; 3. намалување на потребната ладна и топла (вртлива) резерва на моќност во системот; 4. намалување на врвното оптоварување на изворите преку поврзување на конзумни подрачја со различни карактеристики.

Целта на овој приказ е да ги истакне значењето и улогата на преносната мрежа како дел на ЕЕС, во неговото складно, рационално и економично функционирање. Притоа за цело време треба да се има предвид и неможноста од складирање на електричната енергија, т.е. истовременоста на производството и потрошувачката на електричната енергија.

- составувањето на енергетскиот биланс на земјата;
- определувањето на перспективниот развој на одделните подрачја и искористувањето на суровинските извори (ресурси);
- изборот на локацијата и моќноста на новите електрични централи;
- лоцирањето на големите индустриски објекти;
- поврзувањето на електроенергетските системи.

Во принцип, не е исправно ако при изборот и донесувањето на одлуките во врска со претходните проблеми парцијално се посматра и проучува само една електрична централа, само една електрична мрежа и слично. Овие проблеми треба да се решаваат комплексно, земајќи го предвид нивното меѓусебно влијание и поврзаност, а со цел да се обезбеди најефикасно и најрационално искористување на расположливите енергетски ресурси. Дури по решавањето на овие проблеми треба да се пристапи кон проектирањето на поедините елементи од ЕЕС како што се: електричните централи, електричните мрежи со различни напонски нивоа, средствата за заштита, автоматика и слично[3].

[3] Основа за *планирањето* на растот и развитокот на ЕЕС првенствено е прогнозата на потребата од електрична енергија *по количество* (kWh), *по моќност* (kW) и *по местото* на нејзиното консумирање. *Прогнозата* се прави за повеќе години, па и децении нанапред. Прогнозата на потрошувачката на електрична енегија, па и прогнозата на потребната моќност, најчесто се темели на остварената потрошувачка и нејзиниот раст во минатото. На таков начин е утврдено, на пример, дека потрошувачката на електричната енергија во светот во последните неколку децении расте од година во година со просечна стапка на пораст од околу 7% годишно, што значи дека потребите од моќност и енергија се удвојуваат на секои десет години. Во низа земји (обично во понеразвиените) овој пораст е поинтензивен, додека во други (најчесто во индустриски развиените земји) тој изнесува само неколку проценти годишно. Кај нас во последните десетина години просечната стапка на пораст изнесува само неколку проценти годишно, макар што во осумдесеттите години таа се движеше меѓу 8 и 10%, додека во седумдесеттите години таа беше поголема и од 10%. Удвојувањето на инсталиранатa моќност во изворите и преносните елементи на ЕЕС на секои десет години значи перманентно вложување на огромни инвестиции во ЕЕС. Утврдено е дека, во тој случај, за одржување на усогласен раст (развиток) на ЕЕС сообразно со потребите на земјата од електрична енергија е потребно во ЕЕС трајно да се вложуваат средства во висина од 25 – 30% од вкупните вложувања во индустријата, што претставува околу 1/10 од вкупните инвестиции во земјата, односно околу 2,5% од националниот доход. Овие размери на потребните средства укажуваат на сериозноста на задачата на планерот на ЕЕС, особено на оној кој ги донесува инвестиционите одлуки. За таа цел се развиени разни методи со помош на кои се вршат техничко–економски анализи, врз основа на кои аргументирано се донесуваат споменатите инвестициони одлуки.

1.4. КЛАСИФИКАЦИЈА НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Во зависност од моќноста што се пренесува низ мрежата, растојанието на коешто таа се пренесува и во зависност од бројот на потрошувачите кои се напојуваат од неа, мрежата има определена сложеност, конструктивна изведба, карактеристични параметри и слично. Оттука произлегува дека електричните мрежи можат да се класифицираат по низа показатели, меѓу кои основни се:

- *конструктивната изведба,*
- *видот на струјата,*
- *карактерот на потрошувачите,*
- *номиналниот напон и*
- *шемата на поврзување*.

Според *конструктивната изведба* разликуваме:

- *надземни мрежи*,
- *кабелски мрежи* и
- *внатрешни електрични инсталации*.

Надземната мрежа е составена од *надземни електро-енергетски водови (далекуводи)*, изведени најчесто со голи (неизолирани) спроводници, кои со помош на електрични изолатори се обесени (и прицврстени) за електричните столбови. Мрежите надвор од зградите најчесто се градат како надземни, бидејќи во однос на кабелските мрежи тие се значително поевтини, а истовремено се поедноставни како за изведба така и за експлоатација. Меѓутоа, надземните водови, од друга страна, значително повеќе се изложени на повреди, па надземните мрежи се понесигурни во погонот.

Под поимот *кабел* подразбираме систем на спроводници изолирани меѓу себе и во однос на околината. Водовите изведени со кабли, т.е. *кабелските водови*, обично се поставуваат во земја, со што се постигнуваат следните предности: водот е побезбеден и посигурен во работењето, од естетски и урбанистички причини тој е значително поприкладен (што е понекогаш пресудно за неговата употреба) и потребен е значително помал простор за неговата изведба.

Но тука се и следните недостатоци: поголема цена, отежната екплоатација, посложена изработка и др. По правило, кабелските мрежи се изведуваат во градовите и на териториите на индустриските претпријатија.

Внатрешните електрични инсталации се изведуваат со изолирани спроводници, поставени во инсталациони цевки или пак под малтерот, во ѕидовите и таваните од просториите. Понекогаш тие се изведуваат и со специјални спроводници во вид на шини или пак (ретко) со неизолирани спроводници.

Според *видот на струјата* разликуваме:

- мрежи за *наизменична* и
- *мрежи за еднонасочна* струја.

Електроенергетските мрежи најчесто се градат како трифазни мрежи за наизменична струја. Наизменичната струја поедноставно се трансформира и дистрибуира, а трифазните мрежи во однос на еднонасочните се и технички и економски поповолни. Во последно време повторно почнува да се користи еднонасочниот напон, но исклучително за пренесување на електричната енергија на многу големи далечини (поголеми од 500 km) и за пренесување на многу големи моќности, од редот на 1000 MW и повеќе.

Во случајот на поголем број монофазни електрични приемници, какви што се повеќето електрични уреди во домаќинствата, тие се напојуваат со електрична енергија преку повеќе монофазни отцепи. Чисто монофазни мрежи се доста ретки и се среќаваат во селските па и градските населби од постар датум.

Според *карактерот на потрошувачите* и во зависност од намената на територијата на која се формираат, разликуваме:

- *градски мрежи*,
- *селски мрежи*,
- *индустриски мрежи*,
- *регионални мрежи* и др.

Покрај оваа поделба мрежите можат да се класифицираат и како:

- *дистрибутивни мрежи* и
- *преносни мрежи*.

Дистрибутивна се нарекува онаа мрежа на која непосредно се приклучуваат електричните приемници, но и мрежа со повисок напон на која се приклучени поголем број трансформаторски станици, а која е прилично разгранета. Останатите електроенергетски мрежи со висок напон се вбројуваат во *преносните мрежи*.

Во наши услови мрежите со напон повисок од 110 kV се преносни, додека мрежите со напон понизок од 110 kV се дистрибутивни. Мрежите со напон 110 kV, зависно од нивната положба и улога во ЕЕС, некаде се преносни, а некаде се дистрибутивни[4].

Секоја мрежа се карактеризира со *номинален напон*, на кој се пресметуваат и според кој се избираат елементите на нејзината електротехничка опрема. Фактичката вредност на напонот во текот на работата на мрежата може да се разликува од номиналниот напон за мал износ.

---

[4] Прецизно разграничување меѓу преносните и дистрибутивните мрежи е тешко да се направи. Таквата поделба не е еднозначна. Според “техничката” поделба *преносната мрежа* ја сочинуваат водовите и постројките со номинален напон 110 kV и повеќе, а остатокот е т.н. *дистрибутивна мрежа*. Според функционалната поделба преносната мрежа е оној дел од ЕЕС кој заедно со изворите учествува во водењето и во оптимирањето на водењето на споменатиот технолошки процес. Сето останато претставува дистрибутивна мрежа, без оглед на нејзиниот номинален напон.

Во нашата земја со стандард се дефинирани напоните што можат да се користат како номинални напони на електричните мрежи. За трифазните мрежи со три и четири спроводници и напон до 1000 V (низок напон) се стандардизирани следниве номинални напони: 127/220* V, 220/380 V (230/400 V), 500* V, 660* V, 1000 V.

Вредностите означени со ѕвездичка не смеат да се употребуваат во јавната електрификација. Во случаите каде што се дадени две вредности, одделени со коса црта, првиот број го означува фазниот, а вториот меѓуфазниот (линискиот) напон.

Табела 1.1. Стандардизирани вредности на напоните

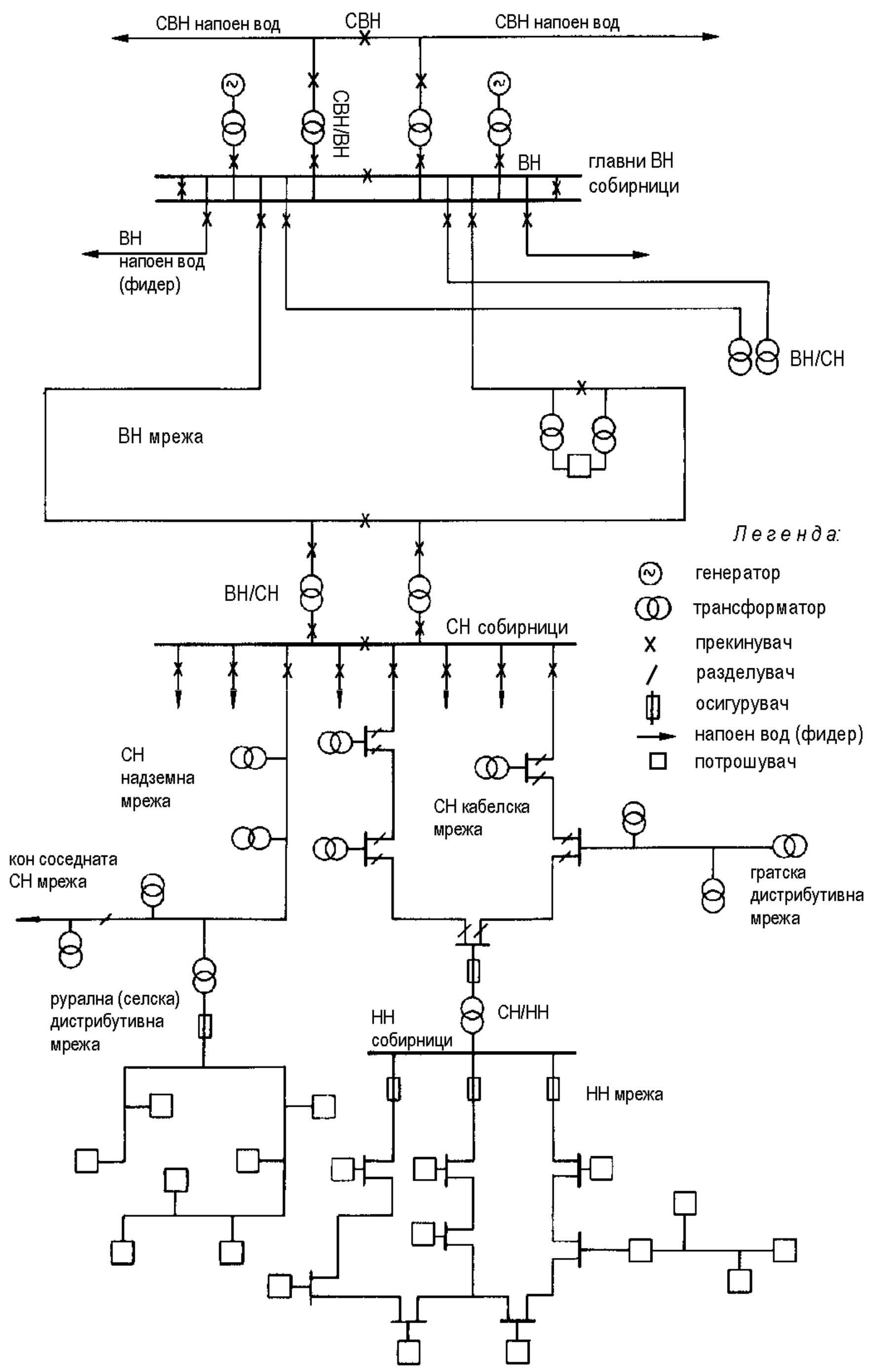
Номинален напон kV	Највисок погонски напон kV
3*	3,6*
6*	7,2*
10	12
20	24
35	38
60	72,5
110	123
220	245
380	420

Не е на одмет да се забележи дека, кога се зборува за номинален напон (или воопшто напон) на трифазна мрежа, редовно се подразбира меѓуфазен напон. Кога се зборува за фазниот напон, тогаш тоа посебно се нагласува.

Во трифазните мрежи со напон над 1000 V се стандардизирани две вредности на напонот:

- *номинален напон* и
- *највисок погонски напон*.

Нивните вредности се дадени во табелата 1.1.



Слика 1.2. Заемна поврзаност на мрежите со разни напонски нивоа

За напоните над 1 kV често се користи и следната поделба[5]:

- напоните од 1 до 35 kV се нарекуваат *средни напони*;
- напоните 110 и 220 kV се нарекуваат *високи напони*;

---

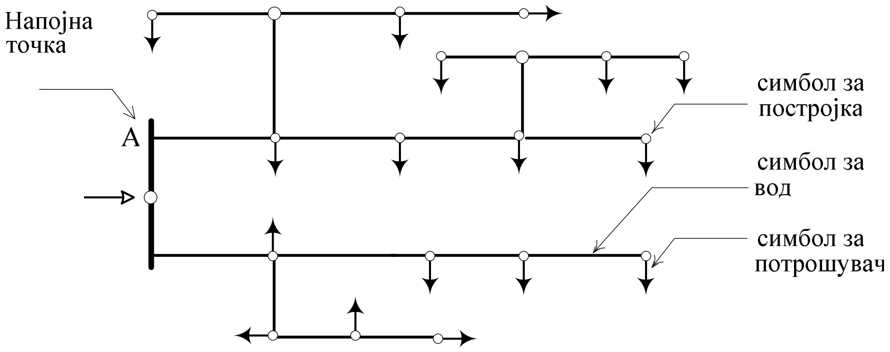
[5] Наведената поделба е условна и е вообичаена во „инженерската терминологија”, а како таква се среќава и во стручната литература. Инаку, според прописите, мрежите со номинален напон до 1000 V се нарекуваат *нисконапонски*, додека останатите (со номинален напон над 1000 V) се *високонапонски мрежи*.

– напоните повисоки од 220 kV се нарекуваат *многу високи напони*.

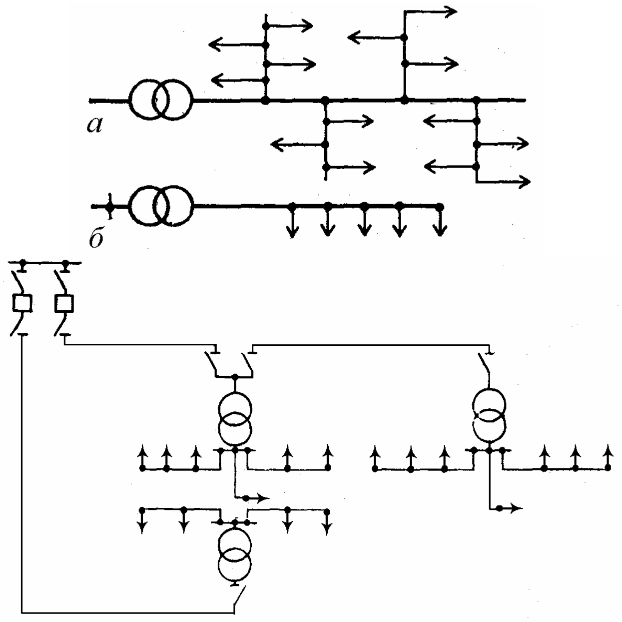
Според *шемата на поврзувањето* мрежите најчесто се делат на:

- *отворени (радијални),*
  - *отворени со зголемена доверливост,*
  - *јамкасти (затворени)* и
  - *сложено–затворени мрежи*.

При напојувањето на приемниците односно потрошувачите со електрична енергија преку отворена мрежа[6], низ секој елемент од мрежата енергијата тече само во една насока (сл. 1.3 и 1.4) и со исклучувањето на кој и да е елемент на ваквата мрежа се прекратува напојувањето со електрична енергија на еден или повеќе потрошувачи.



Слика 1.4. Отворена (радијална) мрежа – принципиелен приказ



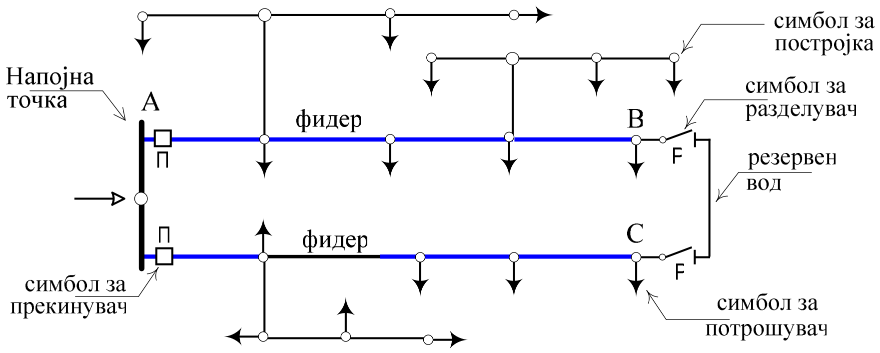
Слика 1.4. Примери за отворени мрежи

---

[6] Отворена мрежа е мрежа во која не постојат затворени јамки (контури) ниту пак постојат резервни водови со чие вклучување е можно формирање на такви јамки.

Кај отворените мрежи со зголемена доверливост[7] (сл. 1.5), ако поради дефект дојде до исклучување на било кој од водовите, ќе дојде само до краткотрамен прекин во снабдувањето на дел од потрошувачите, т.е. додека не се вклучи во погон друг, *резервен вод*, кој нормално не е оптоварен. На пример, во мрежата од сликата 1.2, при нормален погон (нормален режим на работа) раставувачите (разделувачите) „Р” во постројките “В” и “С” се отворени, а водот В - С е во резерва и не пренесува електрична енергија. Но ако дојде до дефект на магистралниот вод А - В, тој се исклучува на својот почеток и по изолирањето на повредената делница и затворањето на разделувваччите „Р”, потрошувачите што биле напојувани преку водот „А - В” ќе продолжат да добиваат енергија преку водот В - С. Аналогно би се постапило и во случај на дефект на водот А - С.

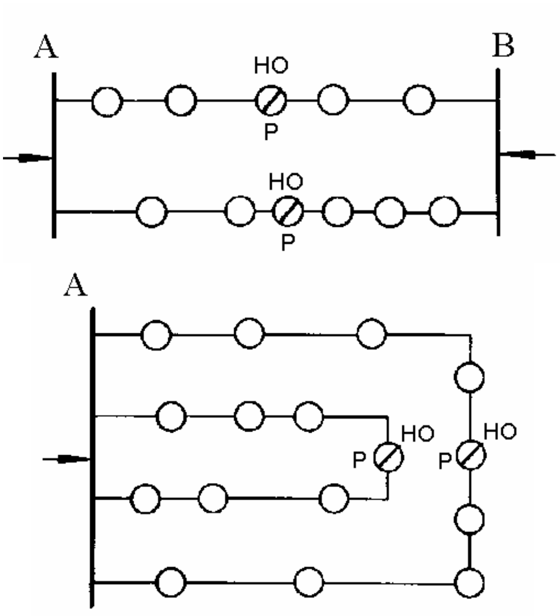
Вклучувањето на резервните водови кај ваквите мрежи се врши рачно или автоматски. Притоа се настојува тоа да се направи во што е можно пократко време, за да биде што е можно пократок прекинот во електроснабдувањето.



Слика 1.5. Отворена мрежа со зголемена доверливост

---

[7] Отворена мрежа со зголемена доверливост е таква мрежа која во погонот, нормално, има радијална структура и не содржи ниту една затворена контура. Меѓутоа, ваквите мрежи имаат т.н. “резервни водови” (или резервни врски) кои нормално се исклучени (т.е. не пренесуваат електрична енергија), а се вклучуваат, кога е тоа неопходно (на пр. при појава на дефект на некој вод од мрежата) и остануваат вклучени сè додека е тоа неопходно (на пр. до отстранувањето на дефектот и поправката на дефектниот вод).



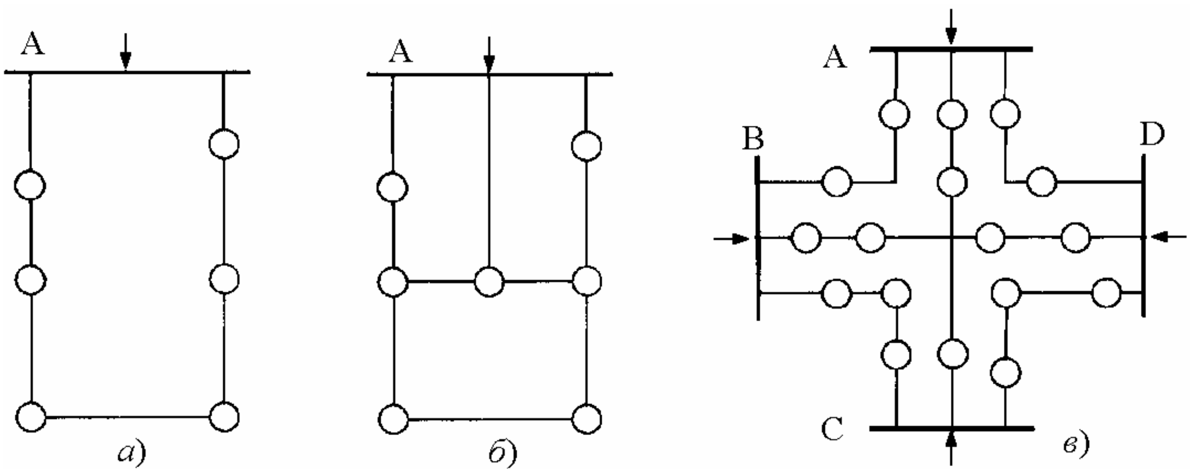
Слика 1.6. Примери за отворени мрежи со зголемена доверливост

лево: <u>двострано</u> напојувана мрежа; десно: <u>мрежа со отворени прстени</u> (еднострано напојувана)

Легенда: **А, В – напојни ТС; Р – разделувач;**

НО – нормално отворен уред -○- - постројка

Кај јамкастите (затворени) мрежи (слика 1.7а) елементите на мрежата образуваат јамка (прстен). Поради тоа секој потрошувач има можност да се снабдува со електрична енергија и во случај на дефект (исклучување) на кој и да е од елементите што ја образуваат јамката.



Слика 1.7. Затворени мрежи: јамкаста, т.е. прстенеста (а) и сложено затворена мрежа (б, в)

Сложено-затворена мрежа е мрежа која во себе содржи повеќе јамки (затворени контури). Се разбира, освен јамките, таа може во некои свои делови да има и радијална структура, т.е. да содржи и отворени мрежи. На сликата 1.7б и 1.7в се прикажани две сложено-затворени мрежи.

1.5. ЕЛЕКТРИЧНИ ПАРАМЕТРИ НА ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Кога вршиме анализа на работата на една електрична мрежа, разликуваме:

- *параметри на елементите* на мрежата и
- *параметри на режимот на работа* на мрежата.

Параметри на елементите на мрежата се, на пример: активните отпорности и спроводности, реактивните отпорности и спроводности на елементите, пресеците на спроводниците од поедините водови, номиналните моќности, коефициентите на трансформација на енергетските трансформатори и друго.

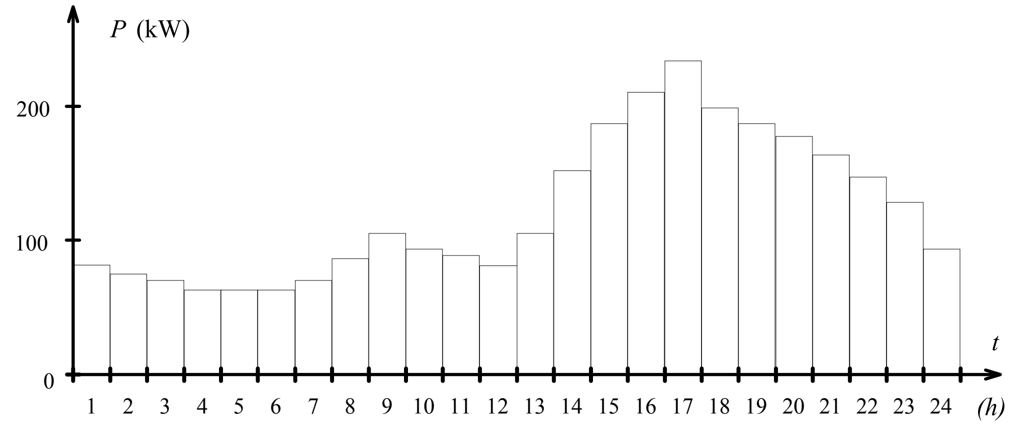
Во *параметрите на режимот на работа* на мрежата спаѓаат: фреквенцијата, напоните во поедините јазли, струите и моќностите низ елементите од мрежата, факторот на моќност $\cos\varphi$ и друго. Покрај тоа, тука спаѓаат и вредностите кои ја карактеризираат несиметријата на трифазниот систем, несинусоидалноста на кривата на напонот и друго.

Под *режим на работа* (работен режим) на една електроенергетска мрежа се подразбира нејзината електрична состојба. Всушност, оваа состојба непрекинато се менува, што е последица на промената на оптоварувањата на потрошувачите, вклучувањата и исклучувањата на поедините приемници, промената на вклопната состојба во мрежата и друго.

Промената на оптоварувањето на еден потрошувач или на група потрошувачи во текот на едно деноноќие обично се претставува графички во вид на дијаграм кој се нарекува *дневен дијаграм на оптоварувањето*. Тој се црта во правоаголен координатен систем, при што на апсцисната оска се нанесува времето, додека на ординатната оска се нанесуваат соодветните оптоварувања. Вообичаено е денот да се подели на 24 часа, т.е. единица за време во дијаграмите на оптоварување да биде 1 час[8]. За илустрација, на сликата 1.8 е прикажан типичен дневен дијаграм на активна моќност на една поголема станбена зграда.

---

[8] Во поново време дневните дијаграми на оптоварување на потрошувачите се снимаат автоматски, со помош на таканаречените „регистратори”, со зголемена „резолуција”, на секои 15 минути. На тој начин дневниот дијаграм на оптоварувањето на потрошувачите се опишува попрецизно, со вкупно 24×4 = 96 вредности.



Слика 1.8. Дневен дијаграм на оптоварување на потрошувач

Промените на оптоварувањето на еден потрошувач или на оптоварувањето на еден елемент од мрежата се случајни и не можат однапред во целост да се предвидат. Исто така, дијаграмот на оптоварување во различни денови е различен, иако обликот на дневниот дијаграм за различни денови донекаде е ист.

При пресметките на мрежите обично се разгледуваат идеализирани (претпоставени) карактеристични режими на нивната работа, кои можат и воопшто да не се реализираат. Притоа се претпоставува дека се работи за *стационарни режими* на работа, т.е. за режими во коишто напоните, струите и оптоварувањата се константни.

Споменатите пресметки на мрежите за карактеристичните режими на работа всушност се проверки со кои сакаме да утврдиме какво ќе биде поведението на мрежата и какви ќе бидат режимските параметри за секој од случаите што реално можат да се јават. Параметрите на режимот не смеат да бидат произволни, бидејќи секој елемент од мрежата има номинални карактеристики кои, како технички ограничувања, ги определуваат дозволените параметри на работниот режим на мрежата во нормални услови.

Покрај анализата на режимите што се јавуваат во нормални услови на работа, потребно е да се разгледуваат и *ненормални (хавариски)* услови на работа, т.е. да се разгледуваат и анализираат режими што се јавуваат по некоја хаварија (дефект) во мрежата[9].

---

[9] По настанатата хаварија (дефект) системот преминува од нормална во хаваријна состојба. За време на траењето на таквата состојба мрежата е обично подложена на зголемени струјни и напонски напрегања кои можат да доведат до привремени или трајни оштетувања на некои нејзини елементи. Затоа мрежата мора да биде снабена со уреди кои овозможуваат што е можно побрзо отстранување на причините кои довеле до нарушувањето на состојбата и воспоставување на нормалната состојба на погонот. Во денешно време таквите уреди обично се со автоматско дејство.

Хавариски режим на работа на мрежата имаме тогаш кога поради дефект некој од елементите на системот мора да биде исклучен и кога имаме отежнати услови на работа. Во ваквите работни режими режимските параметри обично се разликуваат во поголема мера од своите вообичаени вредности, но сепак, иако ваквите режими траат релативно кратко време и ретко се случуваат, параметрите на режимот од чисто технички причини мораат да бидат во прифатливи граници.

Пресметките што ќе ги правиме се однесуваат на случајот кога во трифазната мрежа имаме потполна симетрија или пак кога несиметријата е сосема мала. Но, во практиката е можно да дојде и до нарушување на симетријата на напоните и струите во позначителна мерка, па дури и да дојде до нарушување на синусоидалноста на кривата на напонот, т.е. до појава на *виши хармоници*.

Причина за несиметријата се еднофазните електрични приемници чиишто моќности стануваат сè поголеми и поголеми. Во јавните дистрибутивни мрежи несиметријата е присутна во нискиот напон (231/400 V), додека во СН и ВН преносни мрежи таа е многу малку присутна, скоро незабележителна. Во индустриските мрежи несиметријата ја внесуваат еднофазните електролачни печки, големите уреди за заварување и слични потрошувачи. Причина за несинусоидалната промена на напонот и појавата на вишите хармоници во мрежата се најчесто насочувачките уреди, нелинеарните потрошувачи и др.

Анализите на несиметричните режими на работа и анализите на преодните режими на работа на една мрежа нема да се разгледуваат во овој материјал.

1.6. БАРАЊА ШТО ТРЕБА ДА ГИ ЗАДОВОЛАТ ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Основна задача на електричните мрежи е тие да вршат доверливо електроснабдување на потрошувачите со електрична енергија која во исто време треба да има и определен *квалитет*[10]. Истовремено,

---

[10] Пошироко гледано, задачата на ЕЕС е да врши трајно задоволување на сите потреби на потрошувачите од електрична енергија во бараните количини. Притоа, електричната енергија што им се испорачува на потрошувачите мора да биде квалитетна. Мерките за квалитетот на електричната енергија се: *фреквенцијата, квалитетот на напонот* и *континуитетот во испораката* на електричната енергија. *Фреквенцијата* на напонот мора да биде константна, а нејзиното отстапување од номиналната вредност (кај нас 50 Hz) да биде незначително ($\pm 0{,}1$ Hz). Поголемите отстапувања на фреквенцијата обично се знак за настанат дефект во системот. *Напонот*, поради падовите на напон, не може во сите точки од мрежата да има иста вредност – еднаква на номиналната. Сепак, со правилно димензионирање на мрежата и со примената на разни средства за регулација на напоните,

работата на мрежата треба да одговара и на барањата за максимална *економичност*[11]. Тоа се однесува како на условите на проектирањето така и на условите на експлоатацијата.

Обично најнапред се настојува да се задоволат барањата за обезбедување на *доверливоста* и квалитетот на испорачаната електрична енергија и на тој начин се доаѓа до определен број технички решенија. Потоа прифатливите решенија се коригираат според критериумите на економичност. Најважна задача на инженерската дејност во областа на електроенергетските мрежи и системи е аргументирано исполнување на горните барања.

Проблемот со *доверливоста во електроснабдувањето* на потрошувачите е последица на фактот што практично секој елемент на мрежата во текот на својата работа е подложен на повреди, а тоа обично предизвикува прекини во електроснабдувањето. Намалувањето на обемот на повредите и прекините најчесто е условено со значителни дополнителни трошоци, кои се сврзани со резервирање на поедини елементи на мрежата, нејзино побогато димензионирање, зголемување на нејзината преносна моќ и друго. Инаку причините за прекините и оштетувањето на елементите од мрежата се наоѓаат најчесто надвор од неа: атмосферски празнења (удар на гром), олујни ветришта, механички повреди, големи количини на нафатен мраз во зимскиот период и слично, макар што понекогаш причините можат да се бараат и во неправилното ракување и одржување на опремата, нејзината дотраеност итн.

Изградбата и експлоатацијата на електроенергетските мрежи се поврзани со вложување на големи материјални средства. Затоа не само

можно е да им се обезбеди на потрошувачите квалитетен напон, т.е. напон кој малку ќе отстапува од својата номинална вредност. Исто така, напонот мора да биде „чист” од виши хармоници, т.е. да има синусоиден облик, а трифазниот систем на напони во секоја точка од мрежата треба да биде симетричен. *Континуитет во испораката* (трајна расположивост) на електричната енергија претставува способност на системот на потрошувачите да им испорачува електрична енергија во секој момент, и тоа во количини кои им се потребни, независно од тоа дали сите елементи од ЕЕС се во погон или пак се исклучени од разни причини. Се разбира дека, за ЕЕС да биде доверлив во испораката на електрична енергија, тој ќе мора да располага со извесна резерва како во производните така и во своите преносни капацитети.

[11] Сите активности сврзани со погонот, одржувањето и изградбата на ЕЕС треба да бидат насочени така што, со задоволителен квалитет, системот трајно ќе им испорачува на потрошувачите електрична енергија со најниска можна цена. Во ова особено важна улога игра преносната мрежа, бидејќи таа овозможува меѓусебно поврзување и надополнување и на изворите и на потрошувачите на електрична енергија, независно од нивниот карактер и нивните локации. Со други зборови, преносната мрежа овозможува економично водење на ЕЕС (т.е. воведување на т.н. „економски диспечинг”).

при нивното проектирање и изградба, туку и при нивната работа, во условите на експлоатација, преку сестрани анализи треба да се обезбеди што е можно поголема економичност во нивното работење. Ова е особено нужно при изборот на вклопната состојба, т.е. при изборот на шемата на поврзување на водовите, при определувањето на потребната резерва, при изборот на номиналните параметри на елементите, при определувањето на соодветниот степен на автоматизација и слично.

1.7. ЗАДАЧА НА ПРЕСМЕТКИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ

Во сите фази на проектирањето, а подоцна и во текот на самата експлоатација на една електроенергетска мрежа, потребно е да се прават низа пресметки на нејзините режими на работа. Целта на овие пресметки е да се изврши проверка на техничките услови, т.е. проверка дали струите низ поедините елементи и напоните во поедините јазли се во дозволените граници. Покрај тоа, со пресметките се проценуваат и загубите на активната и реактивната моќност и енергија во мрежата, како и вредноста на овие загуби, што од своја страна, на извесен начин, ја карактеризира и економичноста на работата на мрежата.

Во зависност од дадените услови и поставената задача, пресметките на работните режими се изведуваат повеќе или помалку детално, со различен степен на точност и со земање предвид разни влијателни фактори. На пример, при разработката на планот на развој на електроенергетскиот систем на земјата, истовремено со изборот на локацијата и моќностите на идните електрични централи, се прават пресметки на работните режими и на преносната мрежа.

Во овие пресметки, оптоварувањата на потрошувачите се познати само ориентационо и најчесто секоја дистрибутивна мрежа се претставува како еден единствен потрошувач. Затоа од резултатите на овие пресметки не може да се бара да се одликуваат со голема точност, но тие сепак можат да бидат од корист при проценувањето на идните режими на работа.

При проектирањето на ЕЕС односно мрежите со разни напонски нивоа, врз основа на претходните пресметки на работните режими, се избираат параметрите на идните водови, трансформатори, електрични централи, како и карактеристиките на уредите за заштита и автоматика. Потоа пресметките на работните режими се изведуваат подетално и со поголема точност.

При пресметките на работните режими на преносната и дистрибутивната мрежа веќе се поточно познати параметрите на нејзините поедини елементи, а во пресметките се влегува со попрецизно определени оптоварувања на потрошувачите. Преку овие пресметки се проверува прифатливоста на параметрите на режимот за одделни елементи од мрежата, се избираат уреди за заштита и автоматика и слично. Бидејќи ЕЕС треба да работи не само сигурно

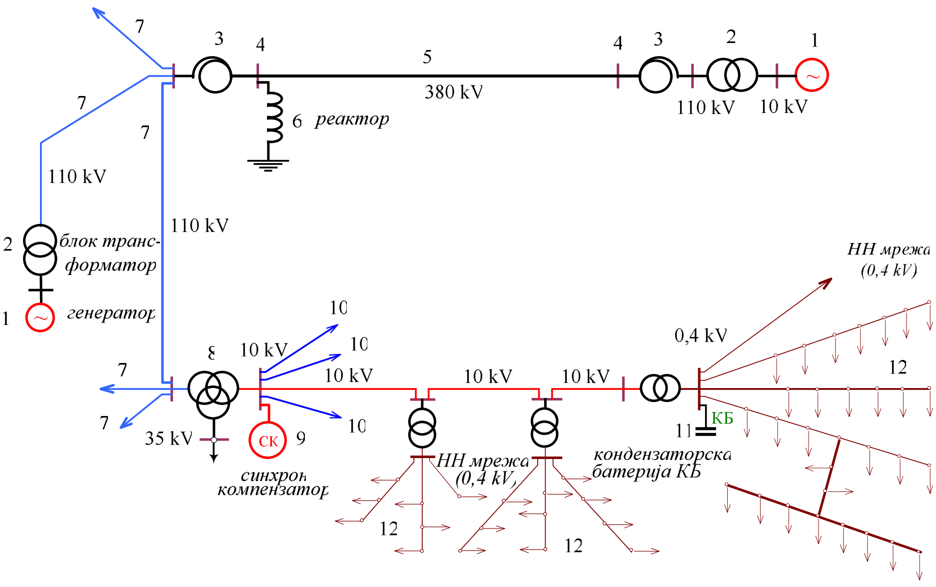
туку и економично, подоцна се прават пресметки за оптимизација на режимите за работа на ЕЕС, како што се: пресметките за определување на економски најсоодветната распределба на моќностите меѓу електричните централи во системот, пресметките за определување на минимални загуби на електричната енергија во мрежата и слично. Овие пресметки се изведуваат со релативно висок степен на точност, при што се уважуваат и помалку значителните фактори, кои во фазата на проектирањето биле занемарувани.

Во денешно време сите овие пресметки, почнувајќи од тие што се вршат уште во фазата на проектирањето, па сè до пресметките што се во врска со оптимизацијата на режимите на работа на изворите и самата мрежа во ЕЕС, се вршат со помош на компјутери.

2. ЕЛЕМЕНТИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ И НИВНА КОНСТРУКТИВНА ИЗВЕДБА

2.1. СОСТАВ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ СИСТЕМИ

Во современите ЕЕС изворите често се прилично оддалечени од поедините потрошувачки центри и енергијата се пренесува по долг и сложен пат. Притоа основната улога во прифаќањето на произведената електрична енергија и нејзиниот пренос до главните потрошувачки центри ја има високонапонската *преносна мрежа*, додека пак *дистрибутивната мрежа* има задача пренесената електрична енергија да ја распредели (дистрибуира) до крајните нејзини корисници – потрошувачите. Изворите, заедно со преносната и дистрибутивната мрежа, како и потрошувачите го сочинуваат *ЕЕС* на една земја или област.

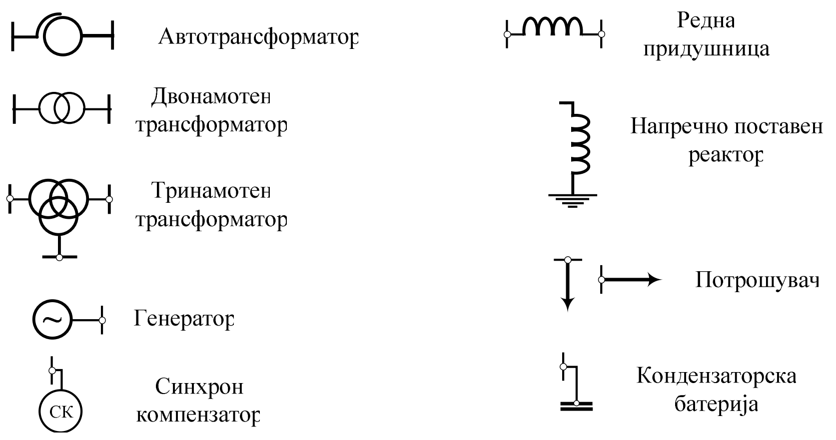


Слика 2.1а. Шематски приказ на дел од еден ЕЕС

1) Синхрон генератор; 2) Блок-трансформатор; 3) Автотрансформатор; 4) 380 kV собирници; 5) 380 kV вод; 6) Придушница (реактор); 7) 110 kV вод; 8) Тринамотен трансформатор; 9) Синхрон компензатор (СК); 10) 10 kV дистрибутивен вод; 11) Кондензаторска батерија (КБ); 12) Нисконапонска (НН) дистрибутивна мрежа

На сликата 2.1а е прикажан, во упростена форма, еден од можните начини и патишта на пренесувањето на електричната енергија во еден поголем ЕЕС. Истата слика е искористена и како можност за запознавање со симболите што се користат во еднофазните (еднополните) заменски шеми на ЕЕС. Се разбира, на сликата 2.1а е прикажан само еден дел од електроенергетскиот систем.

На сликата 2.1б се прикажани вообичсените симболи за графичко прикажување на одделните елементи на ЕЕС.



Слика 2.1б. Симболи за поважните елементи на ЕЕС

2.2. СОСТАВ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ

Во составот на електроенергетските мрежи спаѓаат следните елементи:

- *надземни водови (далекуводи)*,
- *кабелски водови*,
- *двонамотни и тринамотни енергетски тр-ри*,
- *кондензаторски батерии*,
- *синхрони компензатори*,
- *автотрансформатори*,
- *кондензаторски батерии* и
- *придушници (реактори)*.

Меѓутоа, една мрежа не мора секогаш да ги содржи сите наведени елементи.

Во натамошниот дел од текстот накратко ќе бидат изложени основните карактеристики и особености на секој од наведените елементи.

2.4. НАДЗЕМНИ ВОДОВИ

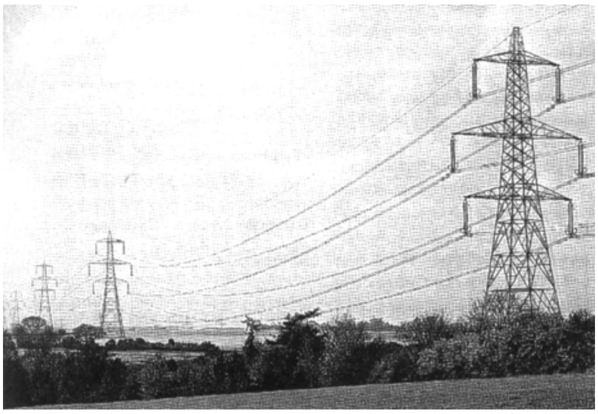
Надземните водови во основа се составени од:

столбови,

спроводници,

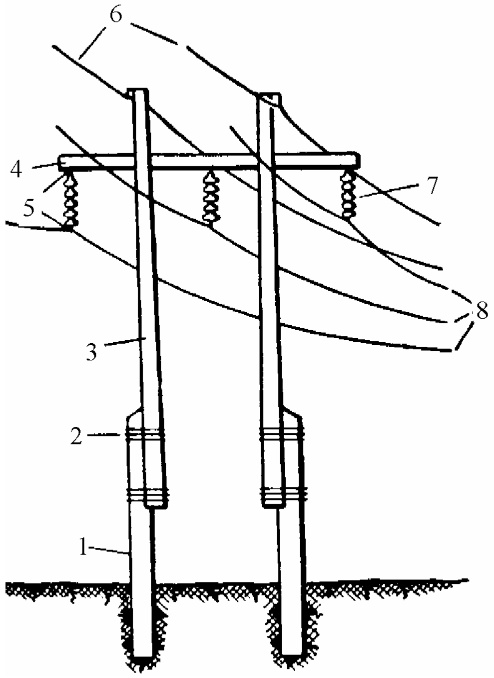
изолатори,

соодветен обесувачки и споен прибор.



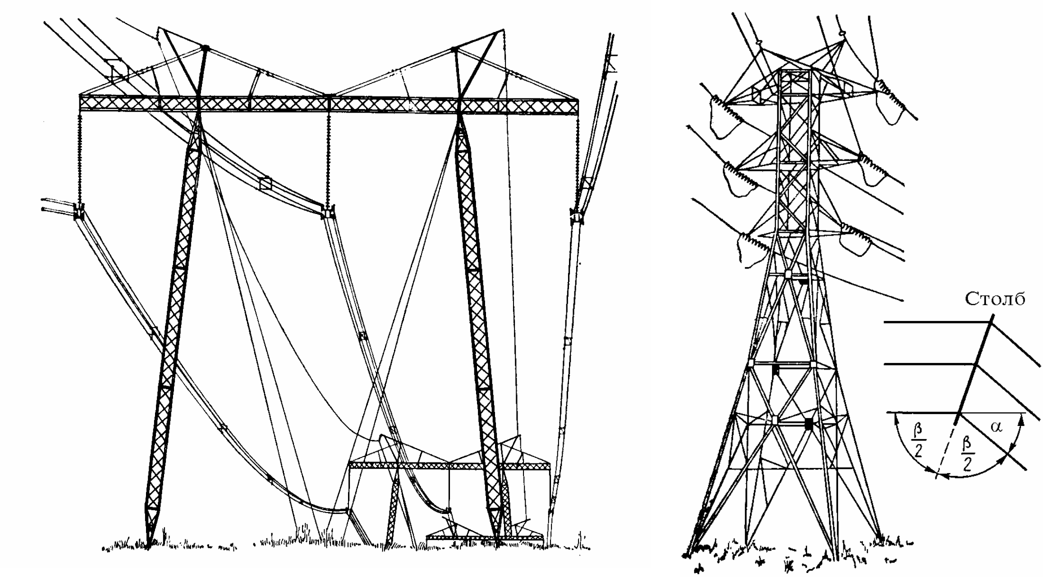
Слика. Дел од еден 400 kV двосистемски н. вод

На сликата 2.2 е прикажан електричен столб со сите поважни компоненти од кои се составени надземните водови



Слика 2.2а. Дрвен електричен столб од еден 110 kV надземен вод

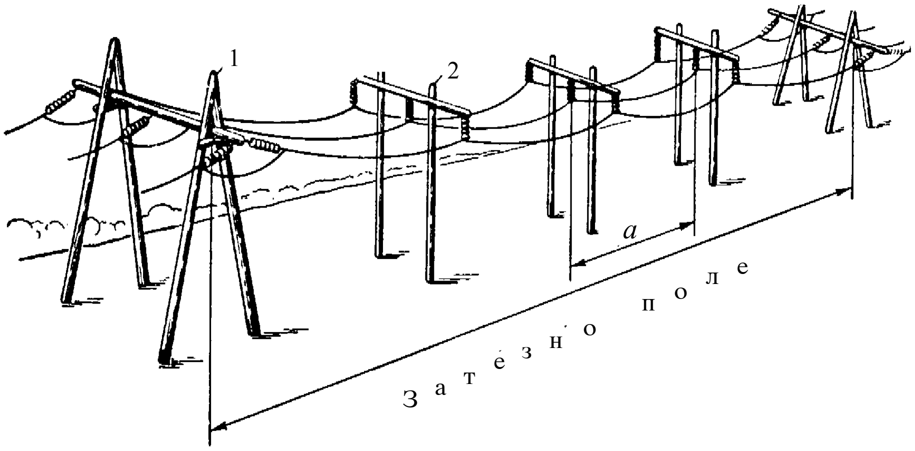
1) Ногара на столбот 2) Бандаж (челична жица) ; 3) Јарбол; 4) Пречка (портал); 5) Арматура за прицврстување на изолаторите 6) Заштитно (громобранско) јаже; 7) Изолаторски синџир; 8) Фазни спроводници



Слика 2.2б. Челично-решеткасти столбови: Носечки портален столб за 750 kV напон (лево) и двосистемски 110 kV аголно-затезен столб (десно).

Растојанието помеѓу два соседни столба од еден надземен вод се нарекува *распон* (сл. 2.3) и се означува со *a*. Под влијание на сопствената тежина, спроводниците долж распонот не се прави, туку заземаат облик на *синџирница (ланчаница)* (слика 2.3 и слика 2.4).

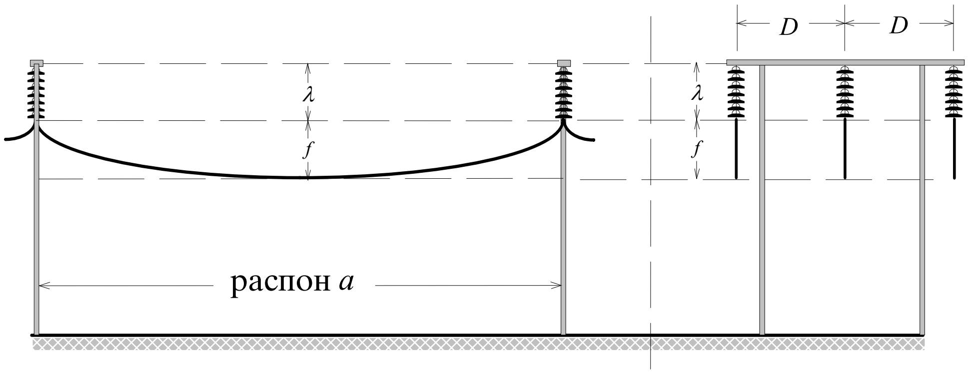
Растојанието помеѓу замислената права линија што ги сврзува точките на обесување на спроводниците и самиот спроводник на средината од распонот се бележи со *f* и се нарекува *провес* (*уклон*, *угиб*).



Слика 2.4а. Затезно поле - дел од надземен вод
1) Затезен столб 2) Носечки столб

Слика 2.4б. Монтажа на еден 400 kV челичен аголно-затезен столб

Растојанието означено со *h* на сл. 2.5 треба да биде доволно големо за да се обезбеди безопасно движење на луѓето и транспортните средства под спроводниците од водот. Ова растојание зависи од условите на теренот низ кој минува далекуводот и од неговиот номинален напон.



Слика 2.5. Дефиниција на поимите „распон” и „провес” кај н. водови

Во нашата земја постојат прописи кои се регулирани со посебен правилник за градба на надземни електроенергетски водови[12]. Височината h на спроводниците над тлото и над објектите на него според овој Правилник мора да биде усогласена со т.н. “*сигурносна височина*” H_S. Според Правилникот, сигурносната височина е најмалата дозволена вертикална оддалеченост на спроводниците, односно деловите под напон, од земјата или од некој друг објект на земјата во критичниот случај, кога провесот на спроводниците е најголем. Според истиот Правилник, критичната состојба се јавува при максималната температура на амбиентот $\theta = 40^{o}$C, кога поради високата температура спроводниците се олабавени (опуштени), или пак зиме, при температура од –5 ^{o}C, кога на спроводниците е нафатен зимски додатен товар (мраз, снег и слично). За водовите за кои се предвидува дека во текот на летните месеци можат да имаат високо специфично струјно оптоварување, Правилникот препорачува височината h да се контролира и пресметува за температура на спроводниците $\theta = 60^{o}$C.

Во табелата 2.1 се прикажани сигурносните височини што ги пропишува нашиот Правилник за некои поважни случаи. Оваа проблематика е многу подетално обработена во споменатиот Правилник.

Табела 2.1. Сигурносни височини (m) кај надземните водови

Услови на теренот	НН водови	ВН водови до 110 kV
Непристапни места	4	5
Места пристапни за возила	5	6
Населени места	5	7
Патишта од I до IV ред	6	7
Градски улици	6	7
Згради со запалив покрив	12	12

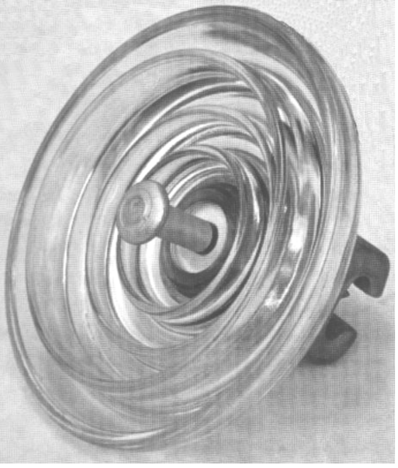
---

[12] Во Република Македонија проблематиката на градба на надземните електроенергетски водови сѐ уште се регулира со некогашниот “Правилник за техничките нормативи за изградба на надземни електроенергетски водови со номинален напон од 1 kV до 400 kV”. (Службен лист на СФРЈ, бр. 65/1988, стр. 1618 - 1643).

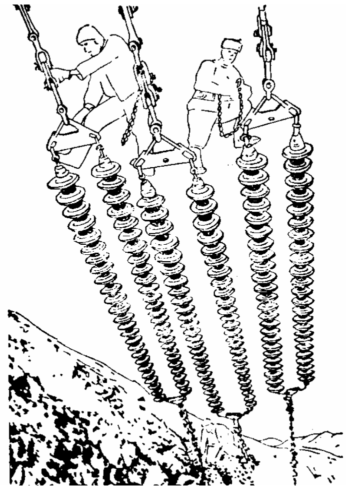
За водови со номинален напон 220 kV сигурносните височини се за 0,75 m, додека за водовите со номинален напон 380 kV за 2 m поголеми од наведените вредности во последната колона во табела 2.1.

Растојанието *D* меѓу спроводниците во средината од распонот (слика 2.4) зависи од номиналниот напон на водот и од големината на распонот. Со цел да се обезбеди потребното изолационо растојание и погонот да се направи сигурен, ова растојание е исто така нормирано. Ориентационите вредности за ова растојание се дадени во табелата 2.2.

Височината на столбовите *H* се определува во основа со сумирање на: сигурносната височина H_s , максималниот провес f и должината на изолаторот односно *изолаторскиот синџир* λ (сл.2.5).



Слика 2.6а. Капест изолатор (стаклен) – основен елемент на изолаторските синџири



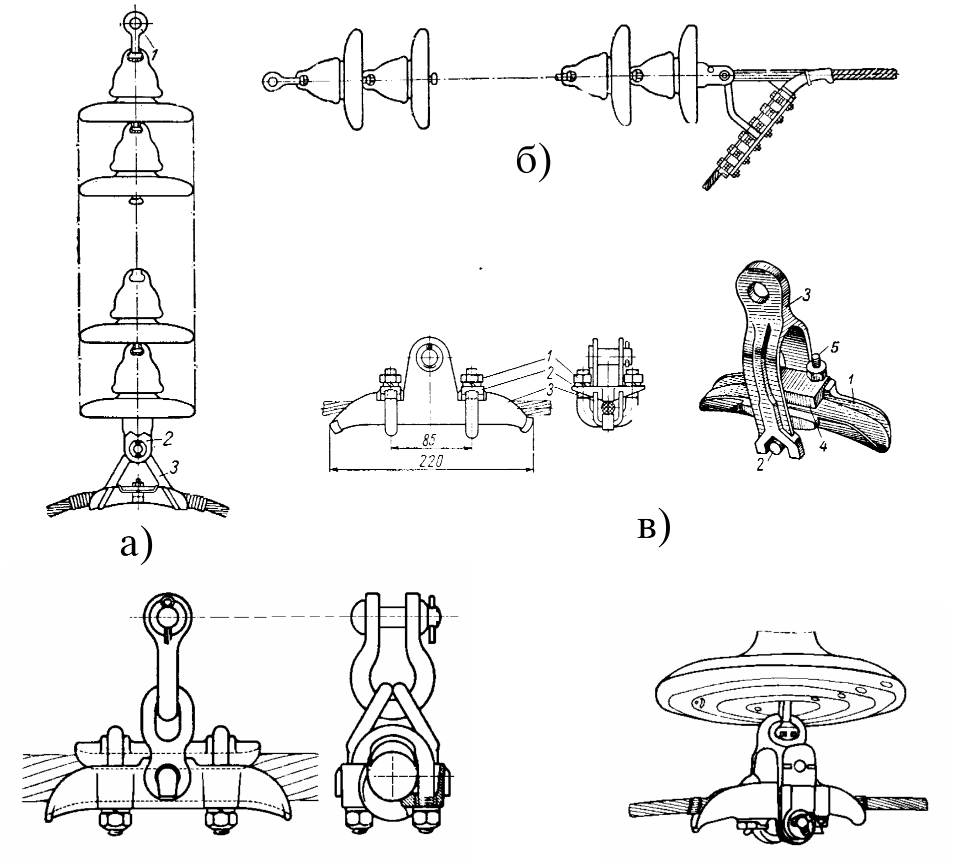
Слика 2.6б. Изглед на изолаторски синџири за 500 kV вод

Бројот на изолаторските елементи (членови) во изолаторскиот синџир зависи од напонот на водот и од типот на употребените изолаторски елементи во него. Кај нас изолаторските синџири за напон

10 и 20 kV содржат 1 – 2 елементи, за напон 35 kV 3 – 4 елементи, за напон 110 kV 6 – 7 елементи, за напон 220 kV 11 – 13 елементи и за напон 380 kV 17 – 21 елемент (слика 2.7).

Табела 2.2. Просечни вредности на растојанието помеѓу спроводниците (m) кај надземните водови во зависност од нивниот номинален напон

Номинален напон U_n (kV)	Меѓусебно растојание D (m)
6 – 10	0,8 – 1,5
35	3,0 – 3,5
110	4 – 5
220	6 – 8
380	9 – 11



Слика 2.7. Изолаторски синџири кај надземните водови

а) Носечки (висечки) синџир б) Затезен изолаторски синџир в) Носечка стегалка (арматура) за прицврстување на спроводникот

Должината на распонот *a* обично ја определуваат економските фактори, бидејќи со зголемувањето на распонот се зголемува провесот, што условува зголемување на височината на столбовите, односно зголемување на нивната цена, но притоа бројот на употребените

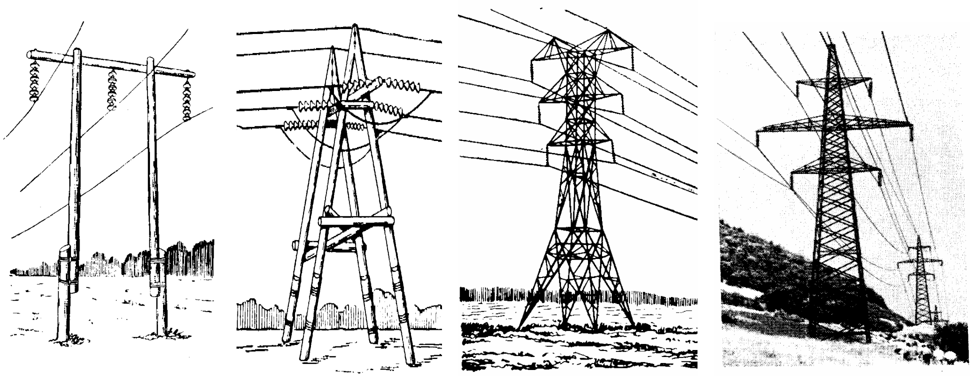
столбови (а со тоа и бројот на употребените изолатори, заедно со припадниот обесувачки и споен прибор) се намалува. Затоа во конкретните услови треба да се определи вредноста на таканаречениот “*економски распон*”, т.е. распон за кој вкупните трошоци за изградба на водот ќе бидат најмали.

За да се има увид во големините на распоните што се применуваат кај надземните водови, ќе наведеме дека за водови со челично–решеткасти столбови распоните за поедините водови со разни напонски нивоа се движат во границите како што е тоа прикажано во т. 2.4.

Табела 2.4. Просечни вредности на распоните кај надземните водови со челични–решеткасти столбови

Номинален напон U_n (kV)	Просечен распон a (m)
35	160 – 250
110	250 - 400
220	300 - 400
380	380 - 430

Најголемиот процент од столбовите кај секој далекувод се таканаречените “*носечки столбови*” (сл. 2.8 а, в, г). Овие столбови се наменети главно за прифаќање на вертикалните сили со кои спроводниците и јажињата дејствуваат вертикално надолу поради својата тежина и тежината на евентуално нафатениот снег и мраз на нив. Меѓутоа, од причини на сигурност и локализирање на хавариите до кои доаѓа повремено кај далекуводите под дејство на ветрот и нафатените додатни товари од снег и мраз, на секои 3 – 5 km се поставуваат поробусни столбови, кои освен вертикални сили прифаќаат и значителни хоризонтални сили. Овие столбови се нарекуваат “*затезни столбови*”. При скршнување на трасата на далекуводите на местото на скршнувањето исто така, се поставуваат затезни столбови кои се нарекуваат “*аголно-затезни столбови*”

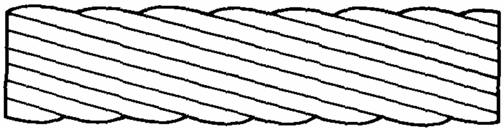


Слика 2.8. Видови на столбови кај надземните водови

а) Дрвен, носечки б) Дрвен, аголно-затезен
в) Метален 110 kV, носечки г) Метален 220 kV, носечки

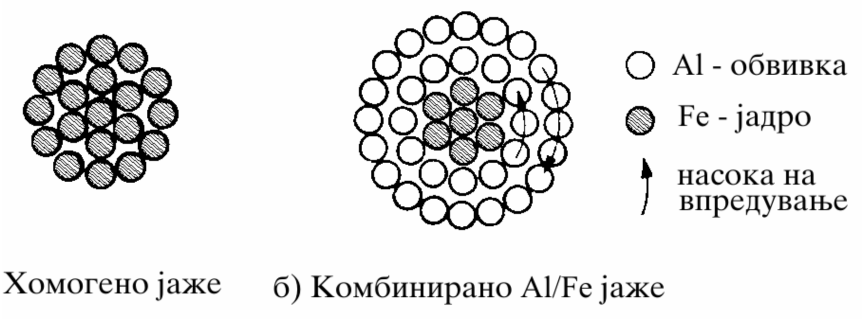
Спроводниците за електроенергетските водови најчесто се изработуваат во вид на јаже, формирано со впредување на округли

жици со дијаметар од 1,44 до 4,55 mm. За постигање на поголем попречен пресек на јажето се зголемува бројот на впредените жици.



Слика 2.9. Спроводник во форма на јаже за надземен вод

За надземните водови се употребуваат спроводници (јажиња) од алуминиумски жици, од челични жици (само за заштита на водот од директните атмосферски празнења) и од комбинација на алуминиумски и челични жици, таканаречените *алучел–јажиња*. Кај последниве внатрешниот дел, кој се нарекува и *челично јадро*, се состои од определен број челични жици и има задача да преземе на себе дел од аксијалните сили на затегање на кои е изложено јажето. Челичното јадро е обвиено со неколку слоеви алуминиумски жици, наречени алуминиумова *обвивка*. Тие претставуваат главен (над 98%) спроводен дел на јажето.



Слика 2.10. Алучел-јаже за надземен вод

За високонапонските (ВН) надземни водови е задолжителна употребата на алучел–јажињата, додека кај нисконапонските (НН) мрежи спроводниците се најчесто јажиња од алуминиум.

Во стручната и техничка документација јажињата од алуминиум и комбинираните алучел јажиња се означуваат со стандардизирани ознаки. Кај нас се од април 1995 г. на сила МКС–стандардите кои се практично идентични со некогашните JUS стандарди и прописи. Така, на пример, ознаката за алуминиумско јаже со номинален попречен пресек 35 mm^2 гласи: Е–Al јаже 35 МКС.N.C1.302. Од друга страна, на пример, алучел–јажето со номинален пресек на алуминиумскиот дел од 240 mm^2 и номинален пресек на челичниот дел од 40 mm^2 ја има следната ознака: Al/Č јаже 240/40 МКС.N.C1.351.

Некои податоци за алуминиумските јажиња (според МКС.N.C1.502) se дадени во табелата 2.4. Во табелата 2.5 се дадени некои од поважните податоци за комбинираните алучел–јажиња (според МКС.N.C1.351).

Податоците за трајно дозволените струи I_d од овие табели се однесуваат на условите кога температурата на воздухот изнесува θ_o = 40°C , така што со наведените струи (при отсуство на ветер) температурата на спроводниците би ја достигнала својата максимална дозволена вредност θ = 80°C. Меѓутоа, доколку температурата на околниот воздух е помала од θ_o = 40°C, тогаш спроводниците ќе можат струјно повеќе да се оптоварат. Притоа, дозволеното струјно оптоварување на спроводниците I'_d во новите услови може да се добие со корекција на вредностите од табелите 2.4 и 2.5, според релацијата:

$$I'_d = k_f \cdot I_d. \tag{2.1}$$

Зависноста на корекциониот фактор k_f од температурата на околниот воздух θ_o е дадена во табелата 2.6.

Табела 2.4. Конструкција и состав на хомогените јажиња од алуминиум (Al), според МКС.N.C1.502

Номинален пресек (mm^2)	Вистински пресек (mm^2)	Состав на јажето број и пречник на жиците, (mm)		Надворешен пречник d (mm)	Активна отпорност r_{20} (Ω/km)	Трајно дозволена струја (A)
16	15,89	7	1,7	5,1	1,802	90
25	24,25	7	2,1	6,3	1,181	120
35	34,36	7	2,5	7,5	0,833	150
50	49,48	7	3,0	9,0	0,579	185
70	65,82	7	2,1	10,5	0,437	225
95	93,27	19	2,5	12,5	0,309	285
120	117,00	19	2,8	14,0	0,246	330
150	147,10	37	2,25	15,7	0,196	380
185	181,60	37	2,5	17,5	0,159	435
240	242,50	61	2,25	20,2	0,119	515
300	299,40	61	2,5	22,5	0,080	600
400	400,10	61	2,89	26,0		
500	499,80	61	3,23	29,1		
600	586,00	61	3,5	31,5		
700	710,00	61	3,85	34,7		

Табела 2.5. Конструкција и состав на комбинираните алучел-јажиња Al/Č , според МКС.N.C1.351

Номинален пресек (mm^2)	Вистински пресек (mm^2)	Al-плашт број и пречник на жиците, mm		Č-јадро број и пречник на жиците, mm		Надвор. пречник d (mm)	Активна отпорност r_{20} (Ω)	Трајно дозволена струја (A)
16/2,5	15,3/2,6	6	1,80	1	1,80	5,4	1,879	90
25/4	23,8/4,0	6	2,25	1	2,25	6,8	1,203	125
35/6	34,3/5,7	6	2,70	1	2,70	8,1	0,835	145
50/8	48,3/8,0	6	3,20	1	3,20	9,6	0,595	170
70/12	69,9/11,4	26	1,85	7	1,44	11,7	0,413	235
95/15	94,4/15,3	26	2,15	7	1,67	13,6	0,306	290
120/20	121,6/19,5	26	2,44	7	1,90	15,5	0,237	345
150/25	148,9/24,2	26	2,70	7	2,10	17,1	0,194	400
185/30	183,8/29,8	26	3,00	7	2,33	19,0	0,157	455
210/35	209,1/34,1	26	3,20	7	2,49	20,3	0,138	490
240/40	243,0/39,5	26	3,45	7	2,68	21,9	0,119	530
360/57	360,2/57,3	26	4,20	19	1,96	26,6	0,080	675
490/65	490,3/63,6	54	3,40	7	3,40	30,6	0,059	840
170/40	171,8/40,1	30	2,70	7	2,70	18,9	0,168	435
240/55	241,3/56,3	30	3,20	7	3,20	22,4	0,119	530
350/80	349,3/78,9	30	3,85	19	2,30	26,9	0,083	675
490/110	487,8/111	30	4,55	19	2,73	31,7	0,059	840
50/30	51,2/29,8	12	2,33	7	2,33	11,7	0,564	
95/55	96,5/56,3	12	3,20	7	3,20	16,0	0,389	
120/70	122,0/71,3	12	3,60	7	3,60	18,0	0,299	
75/80	74,8/78,9	18	2,30	19	2,30	16,1	0,236	

Табела 2.6. Зависност на корекциониот фактор k_f од температурата на амбиентот

θ_o (°C)	40	30	20	10	0
k_f	1,00	1,12	1,22	1,30	1,36

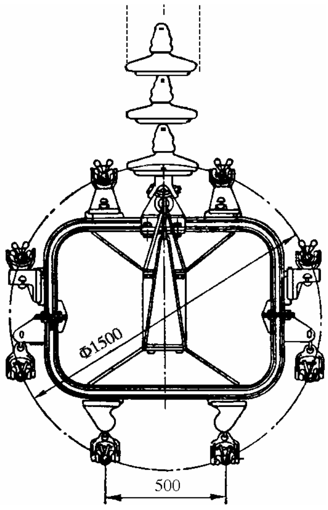
Во врска со табелите 2.4 и 2.5 треба да се забележи дека во нив се дадени податоците само за некои (почесто употребувани) јажиња, а не за сите типови јажиња содржани во наведените стандарди. Во овие табели под *пресметковен* (или *вистински*) пресек се подразбира сумата на геометриските пресеци на поедините жици од кои е изведено јажето. Наведените активни отпорности r_{20} на јажињата се однесуваат на температурата $\theta = 20^{o}$C, и тие се ориентациони.

За заштита на надземните водови од атмосферски празнења се користат заштитни (громобрански) јажиња, поставени над фазните спроводници. Заштитните јажиња најчесто се изработуваат од челик, со пресек 35, 50 и 70 mm^2. Кај водовите со номинален напон 380 kV, а понекогаш и кај водовите со пониски номинални напони, заштитните јажиња се изработуваат од специјални легури на алуминиумот (алумовелд AW и алдреј и слично) или пак за таа цел се користат алучел–јажињата.

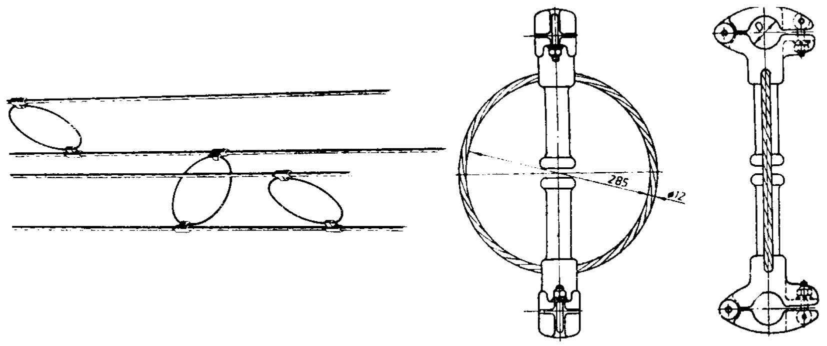
За водови со напон повисок од 220 kV, како спроводници се користат и по неколку алучел–јажиња за секоја од фазите (*спроводници во сноп*).

Со тоа се постигнува поголема пропусна способност на водот, поголем напречен пресек по фаза (помала активна отпорност по фаза) и порамномерно електрично поле околу спроводниците и ослабување или елиминирање на *короната*[13] .

Во овие случаи растојанието помеѓу спроводниците во снопот изнесува околу 40 cm. За да се одржува ова растојание помеѓу спроводниците во просторот, по должината на распонот се поставуваат специјални елементи, наречени *растојници* (сл. 2.12).

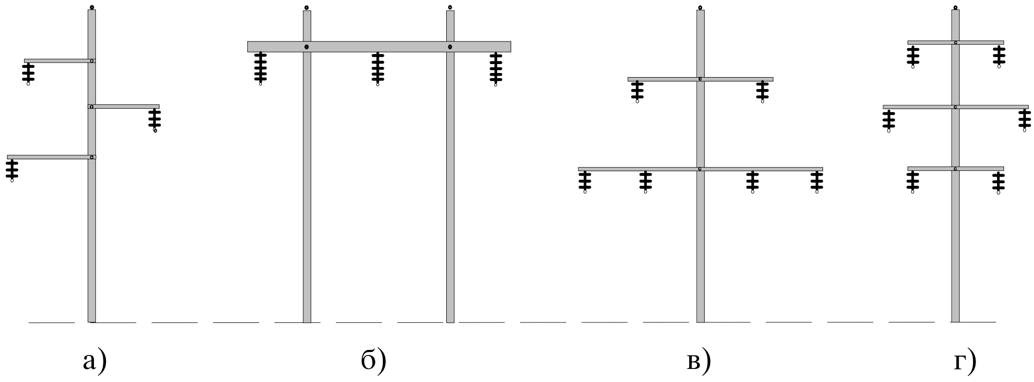


Слика 2.11. Сноп од спроводници кај еден 1150 kV надземен вод



Слика 2.12. Спроводници во сноп и растојници кај надземните водови

[13] Короната претставува појава кога под дејство на јакото електрично поле во близината на спроводниците доаѓа до јонизација на воздухот. Таа е извор на активни загуби (за што ќе стане подетално збор во следната глава), извор на радио пречки и генератор на агресивни гасови (озон и сл.).



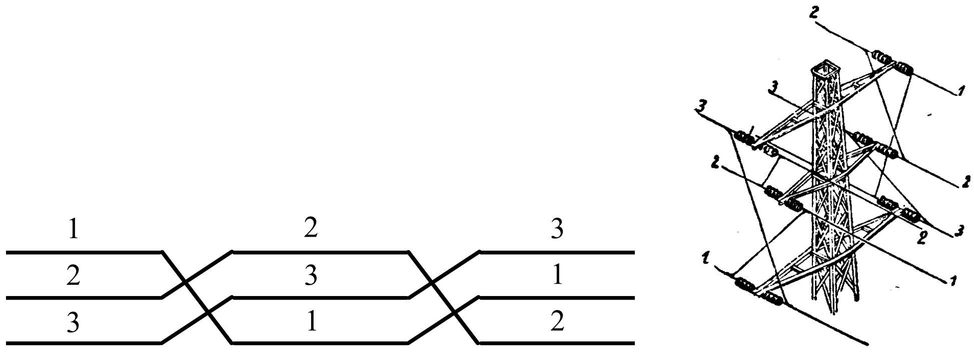
Слика 2.14. Можни распореди на фазните спроводници
а) Триаголен распоред; б) Хоризонтален распоред
в) Распоред во два триаголника г) Распоред во вид на бочва

Меѓусебниот распоред на фазните спроводници, т.е. *диспозицијата* на спроводниците на главата на столбовите, може да биде различен. Во таа смисла разликуваме:

- *распоред во триаголник* (сл. 2.13 а),
- *хоризонтален распоред* (сл. 2.13 б),
- *распоред на два триаголника* (сл. 2.13 в),
- *распоред во вид на бочва* (сл. 2.4 г) и други.

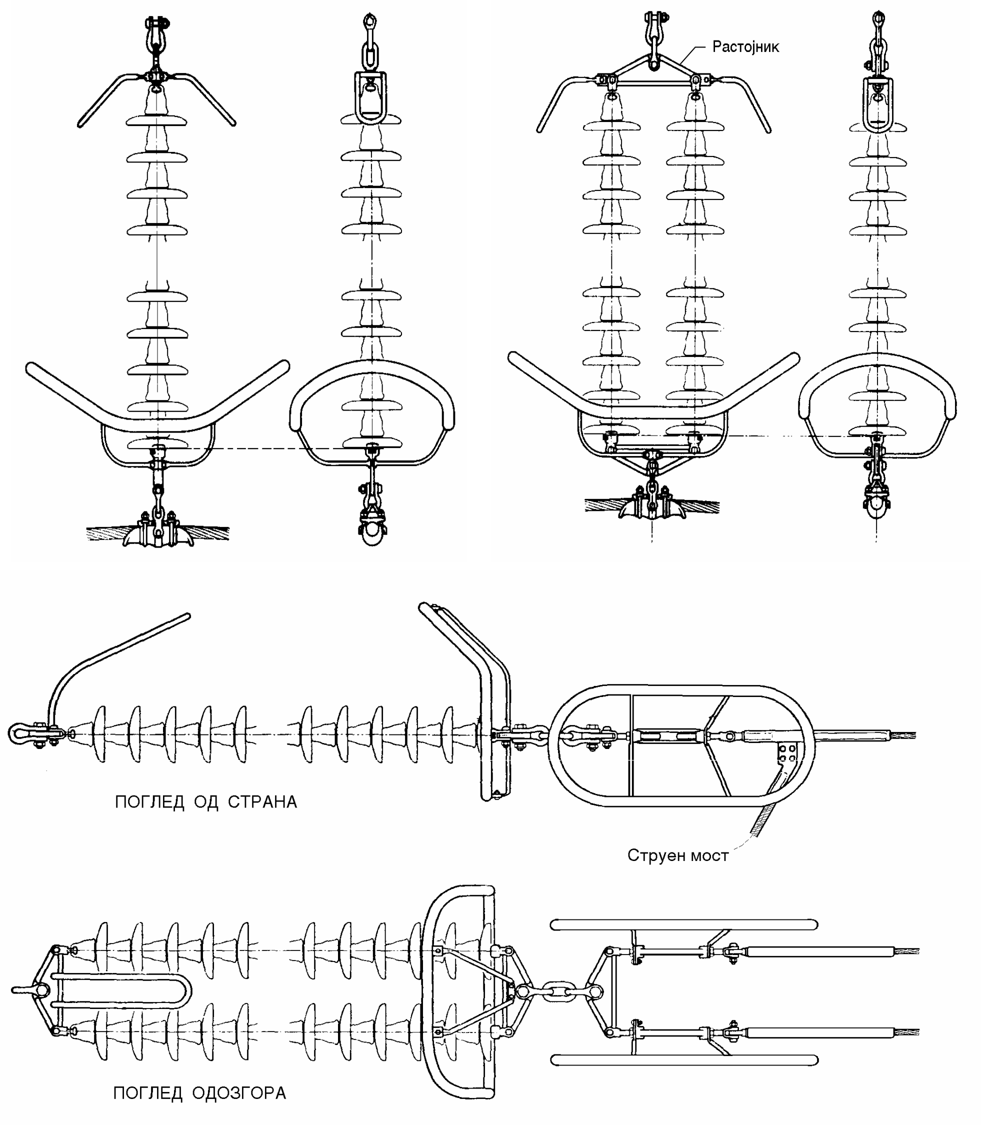
Притоа, распоредот на спроводниците како на сликите 2.13 а, 2.13 в и 2.13 г најчесто се користи за водовите со напон до 220 kV, додека распоредот прикажан на сликата 2.13 б обично се користи кај водовите со напон 220 kV и повеќе.

Разликата во меѓусебните положби на спроводниците на различни фази условува разлики во електричните параметри на поедините фази. За надминување на овие неусогласености се применува *транспозиција* (вкрстосување) на спроводниците (сл. 2.14). За таа цел водот се дели на три еднакви дела и секој фазен спроводник во секоја третина од водот зазема друга позиција. На водовите со должина до 100 km транспозиција не се врши.



Слика 2.14. Транспозиција на фазните спроводници
и столб за транспозиција (десно)

Громобранските јажиња се поставуваат над спроводниците на надземниот вод за да ги прифатат врз себе евентуалните атмосферски празнења. Вообичаено е тие да се заземјуваат (т.е. галвански да се поврзуваат за телото на столбот) при секој столб на водот. Притоа, поради несиметричната положба на громобранското јаже во однос на трите фазни спроводници, како и поради евентуална несиметрија на струите во поедините фази, во громобранските јажиња се индуцираат определени струи, кои се извор на дополнителни загуби на моќност во преносот. Овие загуби се забележливи кај водовите со највисок напон.

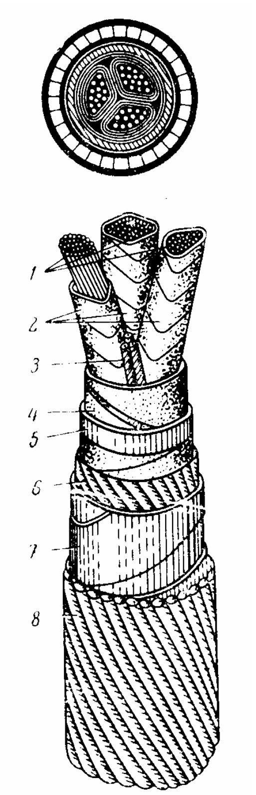


Слика 2.15. Изолаторски синџири (вериги) за ВН наземени водови (комплет, заедно со заштитните рогови и прстени):

- Висечки (носечки) – единечен и двоен (горе);
- Затезен (двоен) – долу.

2.4. КАБЕЛСКИ ВОДОВИ

Под поимот *електроенергетски кабел* подразбираме извесен број спроводници направени од добро спроводен материјал (бакар, алуминиум), изолирани како во однос на околината, така и во однос еден на друг, сместени во заедничка обвивка (плашт) која го штити кабелот од надворешните влијанија (влага, механички оштетувања, корозија и др.) (сл. 2.16).

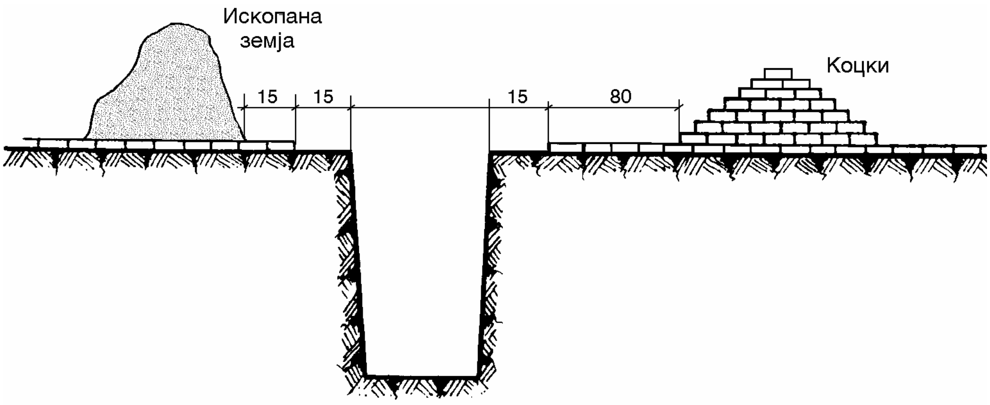


Слика 2.16. Изглед на три-фазен 10 kV класичен појасен кабел со изолација од импрегнирана хартија (IP)

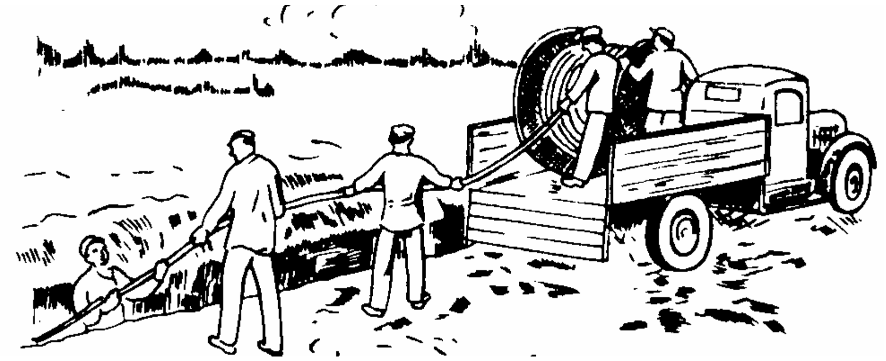
Слика. 2.17. Конструктивни елементи на еден класичен кабел

Легенда: **1) Бакарни или алуминиумски жили; 2) Фазна изолација од импрегнирана хартија (IP); 3) Полнител од јута; 4) Појасна изолација од импрегнирана хартија; 5) Оловен (или Al-плашт); 6) Заштитен слој од јута; 7) Арматура (оклоп од челични ленти); 8) Надворешен зашт. слој од јута.**

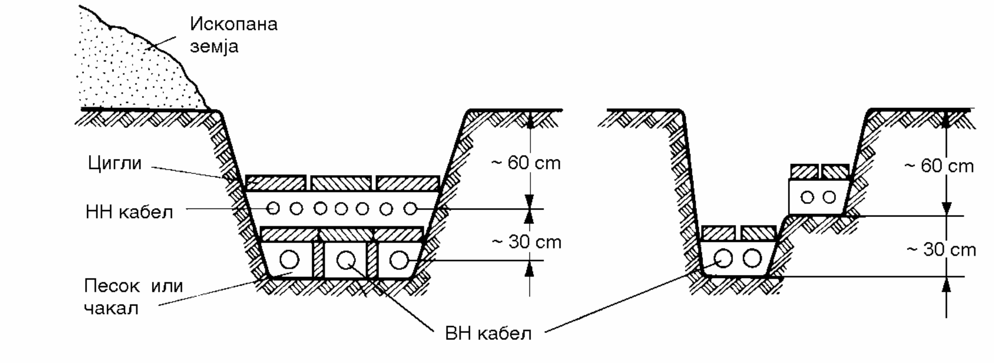
Каблите можат да бидат поставени директно во земјата, во вода, во воздух или во специјални кабелски канали.



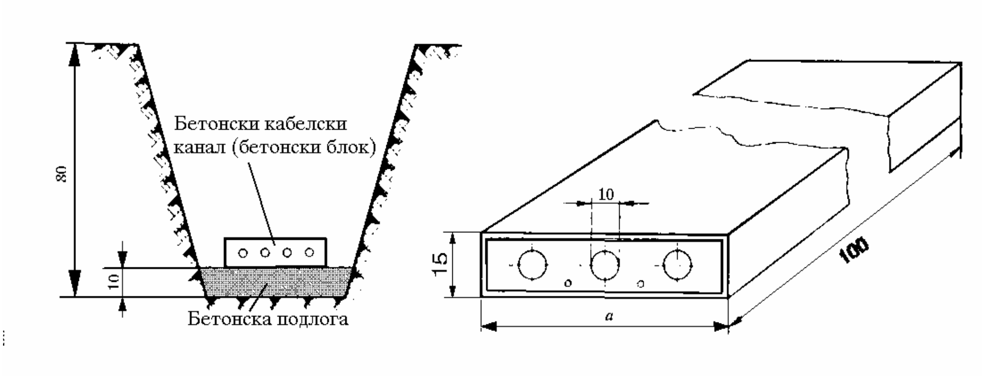
Слика 2.18. Изглед и димензии на кабелски ров пред полагање на кабелот



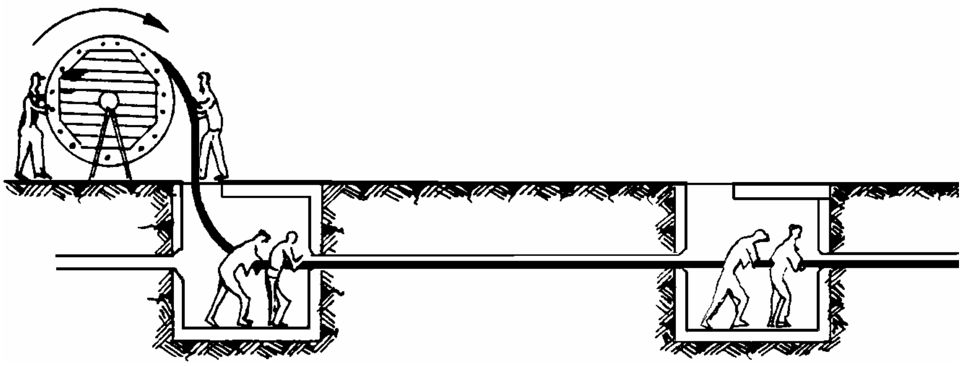
Слика 2.19. Рачно полагање на енергетски кабел во кабелски ров



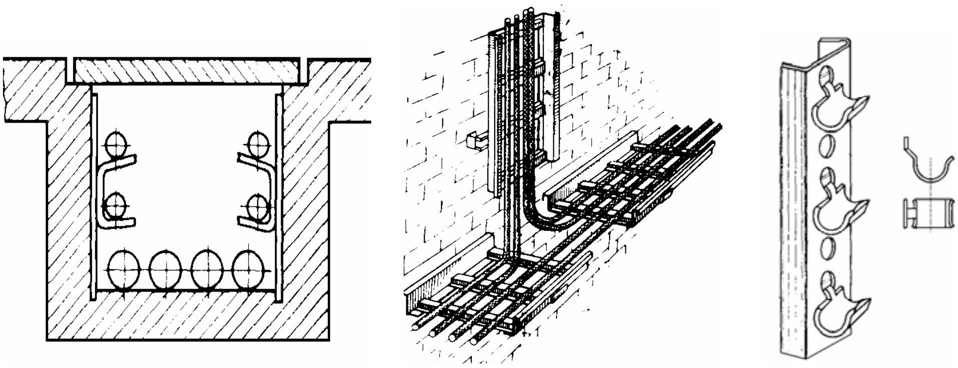
Слика 2.20. Поголем број кабли поставени во кабелски ров



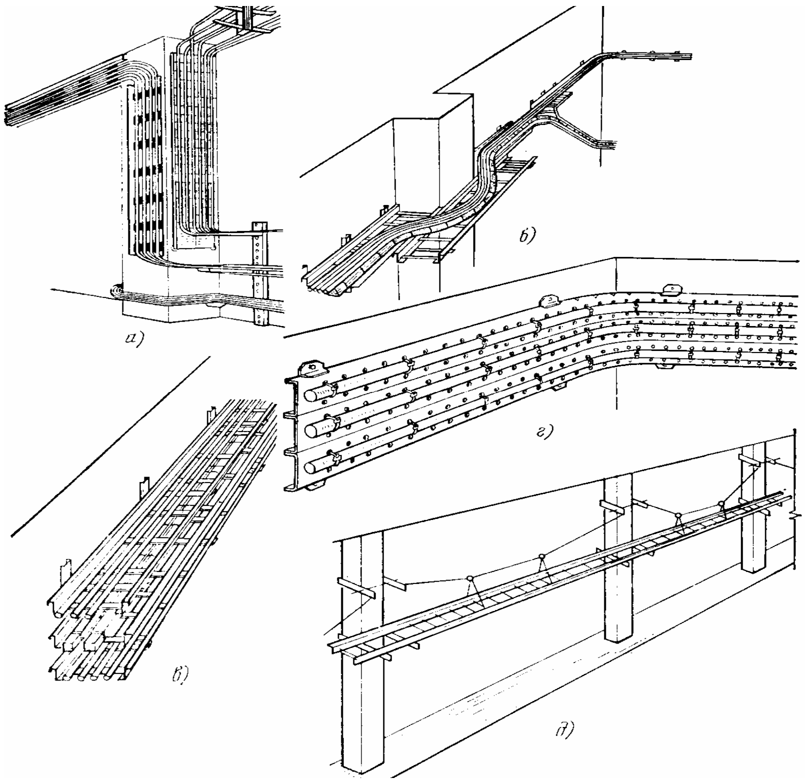
Слика 2.21. Кабли поставени во бетонски блокови (кабловици)



Слика 2.22. Полагање на кабел во кабелска канализација



Слика 2.24. Кабли поставени во кабелски канал (лево); и водење на кабли на кабелски регали (десно); специјална конструкција за водење на кабли по ѕид (сосема десно)



Слика 2.24. Различни начини на водење на кабли поставени во воздух:

а) на ѕид; б) на кабелски решетки; в) на кабелски регали; г) вертикално на ѕид; д) на спцијални контрукции

Кабелските водови се значително поскапи од надземните. Меѓутоа, во голем број случаи (градски дистрибутивни мрежи, индустриски мрежи) од низа причини (технички, естетски, урбанистички и др.) нивната примена е неопходна, па дури и задолжителна (близина на аеродром, премин преку железничка пруга и слично).

Спроводниците на каблите се изработуваат од бакар или алуминиум со висок степен на чистота. Спроводникот заедно со соодветната изолација околу него образува *жила*. Според бројот на жилите разликуваме: едножилни, двожилни, трижилни и четирижилни електроенергетски кабли.

Едножилните кабли главно се применуваат за водови со наизменична струја, со номинален напон 110 kV и повеќе, но во последно време едножилните кабли широко се применуваат и за водови со номинален напон 35 kV, па и 20 kV.

Двожилните електроенергетски кабли се користат само за водови со еднонасочна струја.

Трижилните електроенергетски кабли се користат за трифазни водови за сите напони до 35 kV вклучително.

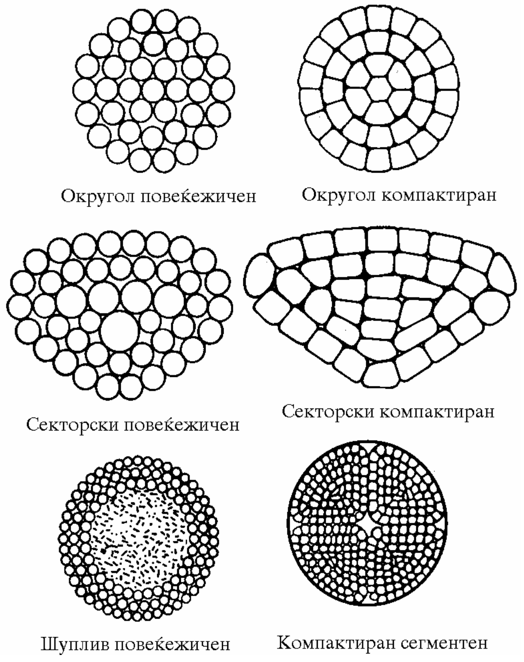
Четирижилните електроенергетски кабли се користат за четириспроводннте трифазни водови, кои се најчесто со низок напон (до 1000 V).

Спроводниците на поедините жили од кабелот можат да бидат полна округла жица или јаже (впредено).

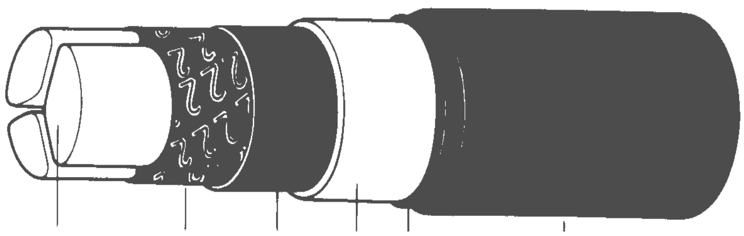
Множеството на жилите на кабелот го претставува неговиот “активен дел”, кој се нарекува *јадро на кабелот*. Бидејќи тежината и цената на надворешните слоеви зависи од пречникот на јадрото, се настојува да се постигне што е можно повисок “фактор на пополнетост” на спроводниците.

Затоа, поедините жици во јажето често се профилираат наместо да бидат округли, а таквите жили се нарекуваат “компактирани”.

Онаму каде што тоа го допушта јачината на електричното поле (повеќежилни кабли со голем пресек и со напон до 10 kV), се применуваат и таканаречените “*секторски спроводници*” (сл. 2.26) кои немаат кружен пресек.



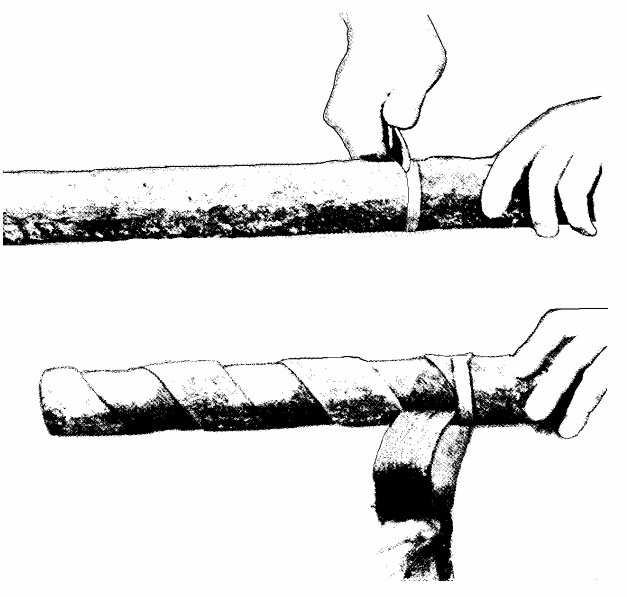
Слика 2.25. Облици на спроводниците



Слика 2.26. Кабли со секторски пресек

а) Изглед на спроводник со секторски пресек
б) Кабли со секторски пресек од типот “Solidal”

Околу јадрото на кабелот се поставува безрабна и херметички непропусна обвивка од олово, алуминиум или поливинилхрорид (PVC) – таканаречен *плашт*. Плаштот има задача да го штити јадрото на кабелот и неговата изолација од продорот на влагата и другите штетни и агресивни материи во јадрото на кабелот.

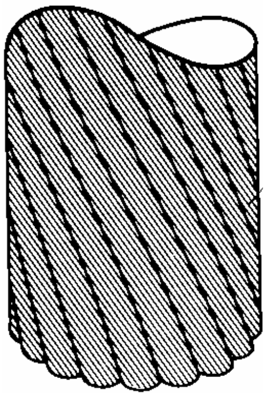


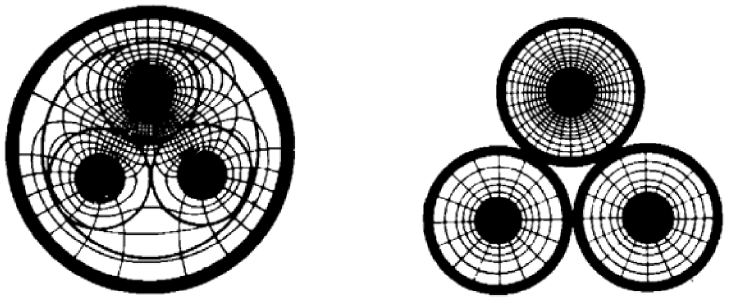
Слика 2.27. Метални ленти (бандаж)
како механичка заштита на кабелот

Честопати врз плаштот кабелот може да има уште една изолациона обвивка и *бандаж* во облик на метална лента намотана над плаштот. Лентата обично е направена од поцинкуван челик, но поради избегнување на феромагнетизмот (индуцирање на струи во лентата и појава на дополнителни загуби) лентата се прави и од легиран бакар.

Кога се очекува кабелот да биде изложен на механички напрегања и кога постои можност за механички оштетувања (на пример, кабли во индустрија, јагленокопи, руднички кабли и др.), над бандажот се поставува уште и *арматура*. Арматурата се состои од челични . поцинкувани жици со кружен или правоаголен пресек, спирално намотани (со долг чекор) околу бандажот. Преку оваа механичка заштита доаѓа повторно нов слој – *антикорозивна заштита* од импрегнирана ткаенина, PVC и друго

Кај каблите со среден и висок напон, еден од основните проблеми се електричните напрегања на изолацијата и регулацијата на електричното поле. Затоа кај каблите со номинален напон 20 kV и повеќе, чиишто жили се изведени во вид на јаже, преку спроводникот се врши намотување на спроводна лента или слој од карбонизирана хартија, која со додаток на графит е направена да биде спроводна. Со тоа се врши “мазнење”, т.е. “гладење” на електричното поле во близината на површината на спроводникот, бидејќи, во спротивно, поради нерамномерната површина, полето би било исто така нерамномерно.





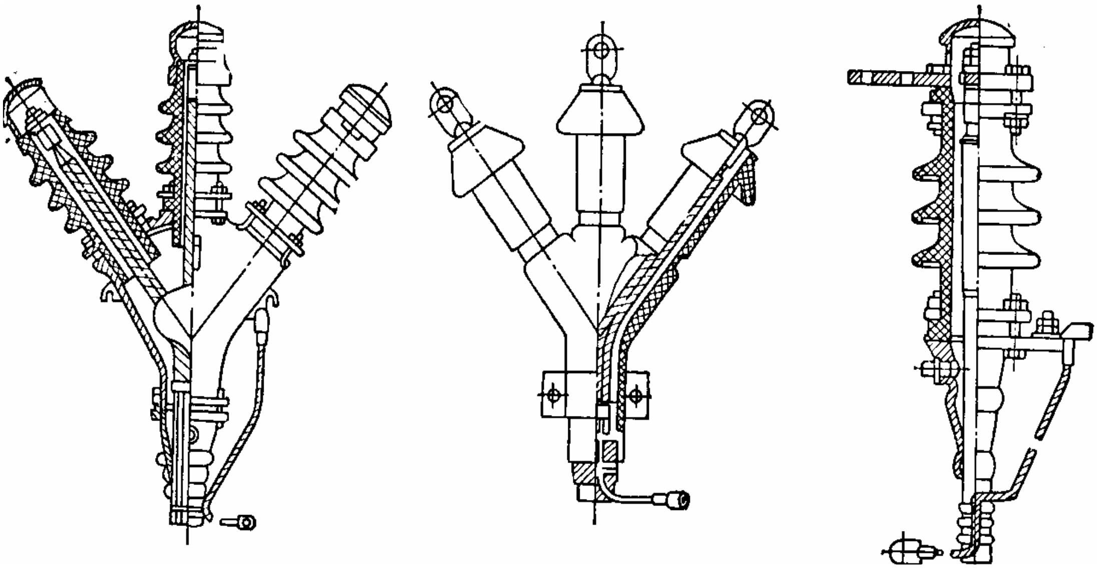
а) Појасен кабел   б) Заштитен Н - кабел

Слика 2.28. Електрично поле во трифазен појасен кабел

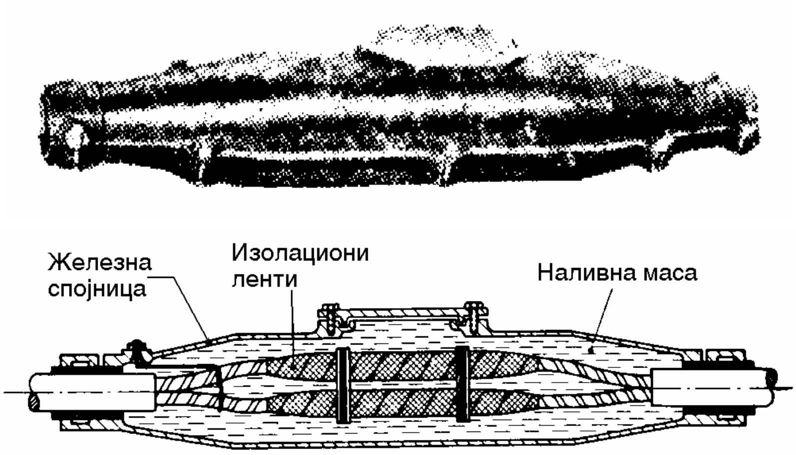
а) без екранирање на жилите ; б) со екранирање на жилите

Покрај тоа, секоја жила кај овие кабли преку изолацијата добива своја метална обвивка, која во погонски услови се наоѓа на потенцијал на земјата. Металната обвивка најчесто се изведува од алуминиумска обвивка (*екран*) и служи само за регулација на електричното поле во изолацијата, т.е. за постигање на радијално електрично поле околу секоја жила и порамномерно напрегање на електричната изолација (сл. 2.28 а и 2.28 б).

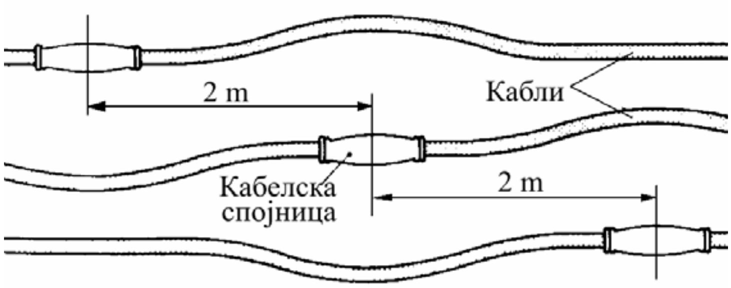
Изолацијата кај “класичните” кабли е повеќеслојна хартија. Хартијата е од специјален вид, со дебелина околу 0,1 mm и ширина од 15 до 25 mm. Сувата хартиена лента се мота најнапред околу спроводникот во потребниот број слоеви, а потоа, во услови на вакуум, таа се ослободува и од последните остатоци на влагата и се импрегнира со квалитетно изолационо масло. Веднаш по импрегнирањето кабелот добива метален плашт, со што се спречува продорот на влагата во изолацијата. Каблите со друг вид изолација (гума и разни видови термопластични вештачки материи) имаат предност во однос на класичните кабли со изолација од импрегнирана хартија, главно поради поедноставната изведба и експлоатација на кабелските водови, т.е. поради поедноставната изведба на *кабелските спојници* (*муфови*) и *кабелските завршници* (*кабелски глави*) (сл. 2.29).



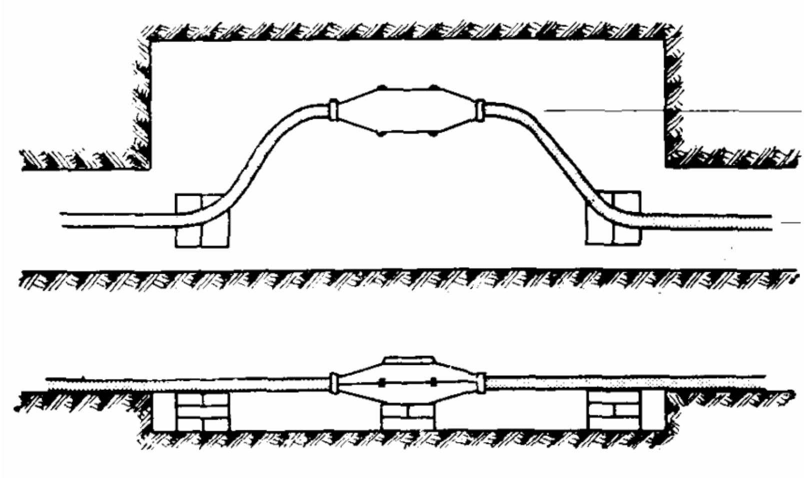
Слика 2.29. Кабелски глави (кабелски завршници)



Слика 2.30. Кабелски спојници (кабелски муфови)



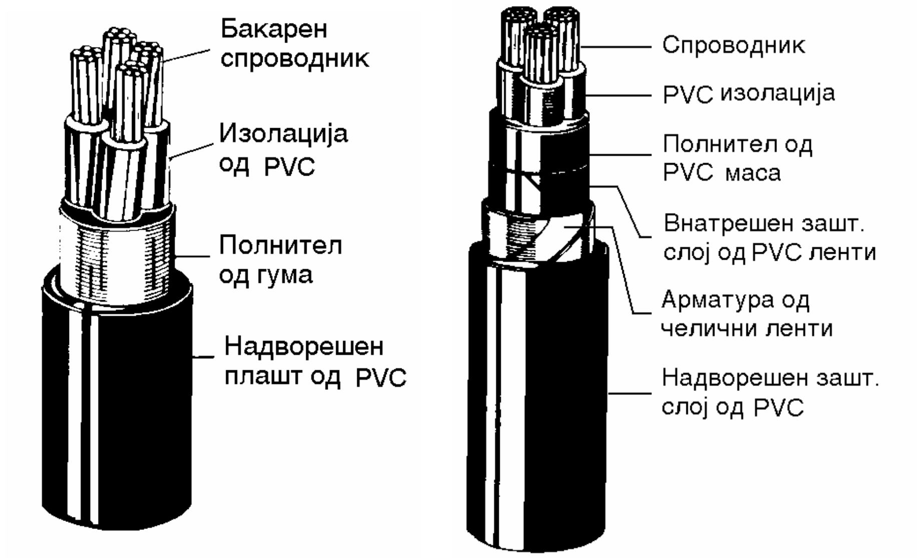
Слика 2.31а. Спојување на едножилни кабли со кабелски спојници



Слика 2.31б. Спојување на трижилен кабел, положен во земја со кабелска спојница (кабелски муф)

Термопластичните материи како што се поливинил–хлоридот (PVC) и полиетиленот (PE) се користат како изолација кај електроенергетските кабли во последно време многу почесто. Светски тренд е тие да ги заменат о целост класичните кабли со изолација од импрегнирана хартија (IP).

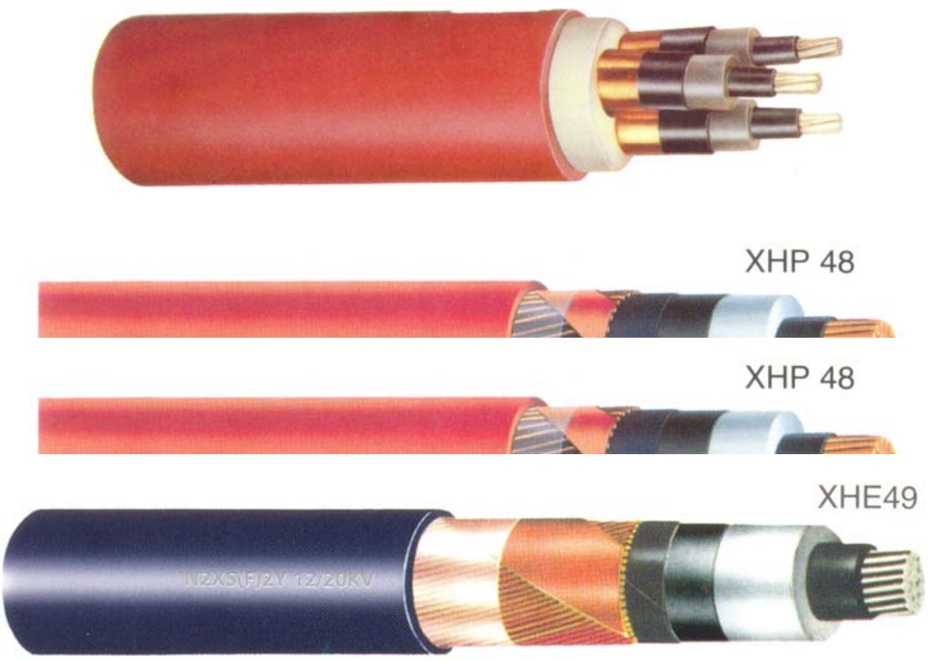
Слика 2.32. Класични кабли со изолација од импрегнирана хартија (IP): четирижилен, за низок напон (1 kV) лево и 35 kV трижилен кабел



Слика 2.34. Кабли со изолација од PVC: четирижилен, за низок напон (1 kV) лево и 10 kV трижилен кабел

PVC главно се користи кај каблите со низок и среден напон, додека полиетиленот (PE), особено вмрежениот полиетилен (XLPE) може да се користи и кај високонапонските водови (досега за водови со напон до 400 kV), но се предвидува дека ќе се користи и кај каблите со највисоки напони.

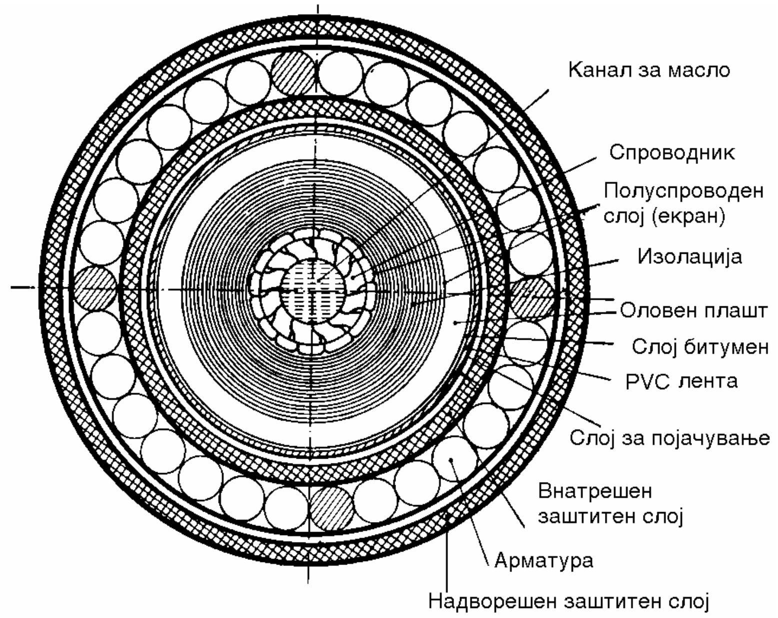
Иако изолацијата од PVC и PE сама по себе е непропусна за влагата, сепак и кај каблите со изолација од овој вид најчесто се применува заштитен плашт од олово или од PVC со добри механички особини.

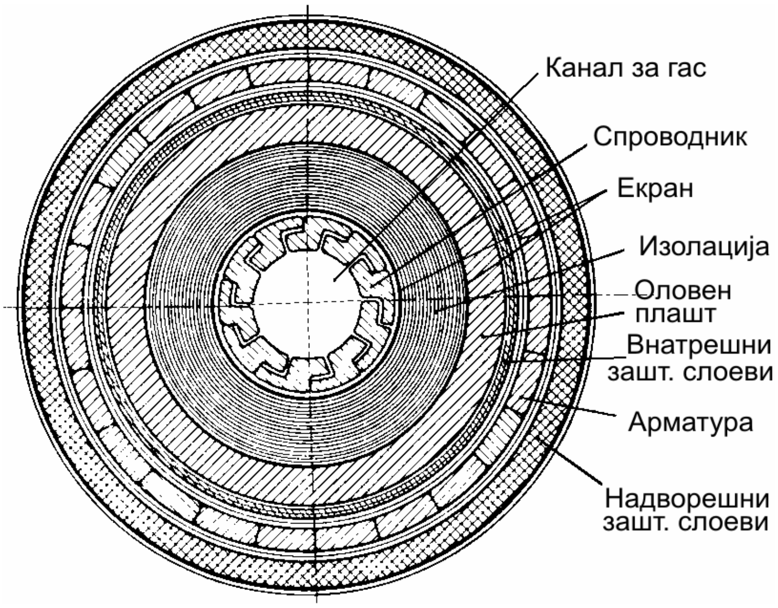


Слика 2.34. Кабел со изолација од вмрежен полиетилен XLPE:

трижилен, за напон $U_n \leq 10$ kV) (горе);
20 kV едножилен кабел (XHP 48) со PVC плашт, (средина);
20 kV едножилен кабел (XHE 49) со PEC плашт, (долу).

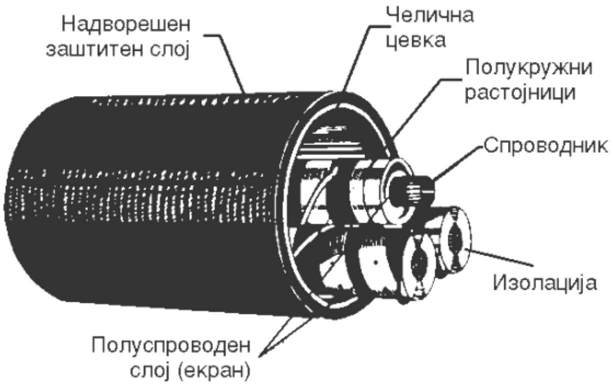
Засега кај највисоките напони како изолација се користи класична изолација IP, потопена во масло под притисок или гас под притисок (сл. 2.35) (кај каблите со највисоки напони, спроводниците се поставени и херметички затворени во челични цевки, низ кои струи масло или гас под притисок, со што се врши истовремено и електрично изолирање и ладење на спроводниците).

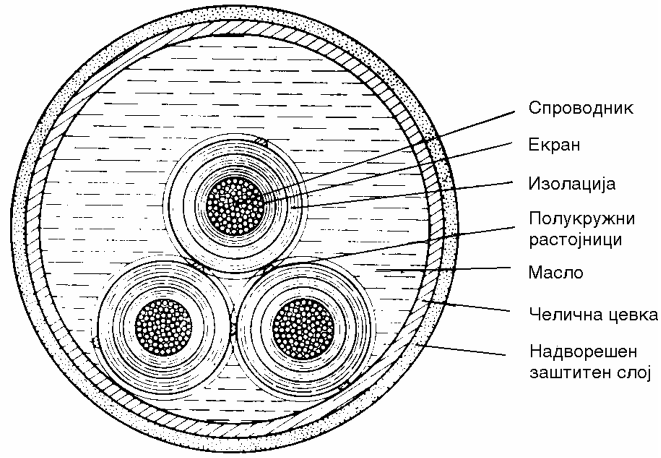




Слика 2.35. ВН кабли со масло и гас под притисок.

Едножилен кабел со масло под (среден) притисок 0,3 MPa (лево).
Едножилен кабел со гас под висок притисок (1,5 MPa) (десно)

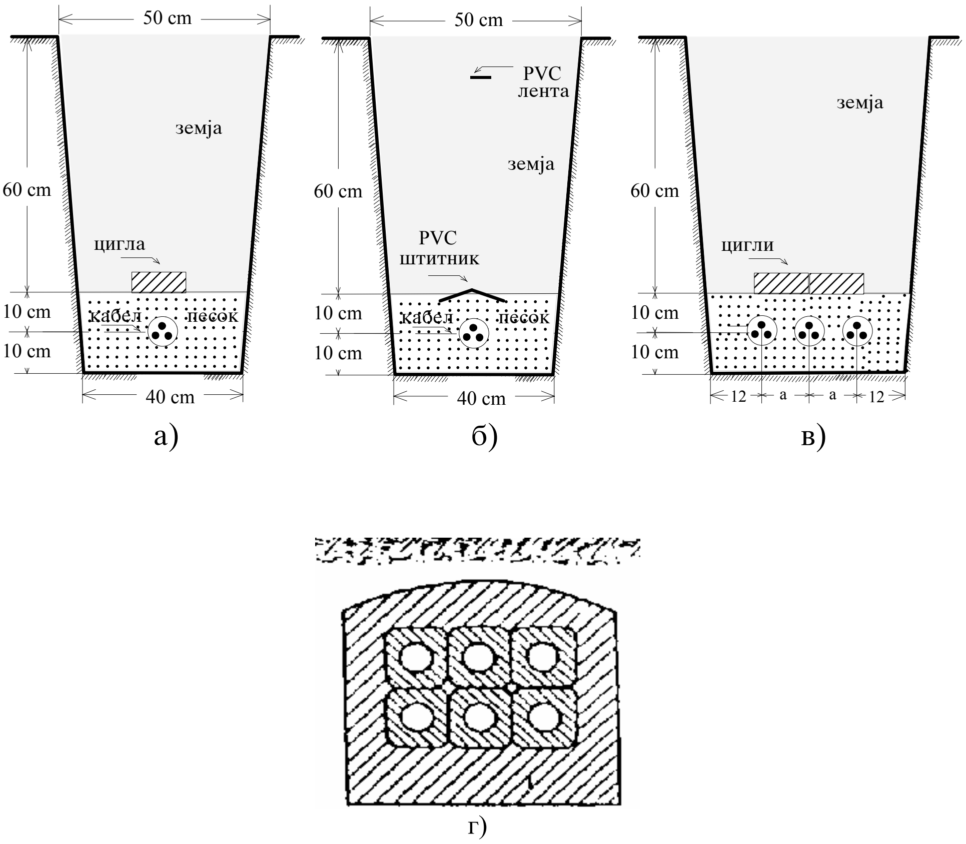




Слика 2.36. ВН кабли во челична цевка исполнета со масло

Кабелски вод (три еднофазни кабли), поставени во челична цевка (лево).
Кабелски вод (три еднофазни кабли, поставени во челична цевка исполнета со масло) (десно).

Најпогодно и најефтино е поставувањето на каблите во земја. При поставувањето на кабелот во земјата најнапред се ископува *кабелски ров*, длабок околу 0,8 – 1 m (сл. 2.15 а). Во ровот кабелот се поставува на постела од ситен просеан песок или од ровка земја, дебела околу 10 cm, а потоа се покрива со нов слој ситен и просеан песок (земја), дебел пак 10 cm. Над овој слој песок се поставува пластичен штитник, широк околу 14 cm или пак попречно поставена цигла, како заштита од механички оштетувања. Во последно време на извесна висина над циглата (штитникот) се поставува и PVC лента со позабележителна боја за предупредување, широка околу 15 cm, на која е напишана напомена дека под неа е поставен енергетски кабел. Со тоа оштетувањата на каблите при ископи и други земјени работи, што се вршат со механизација, се сведуваат на многу мала мерка.



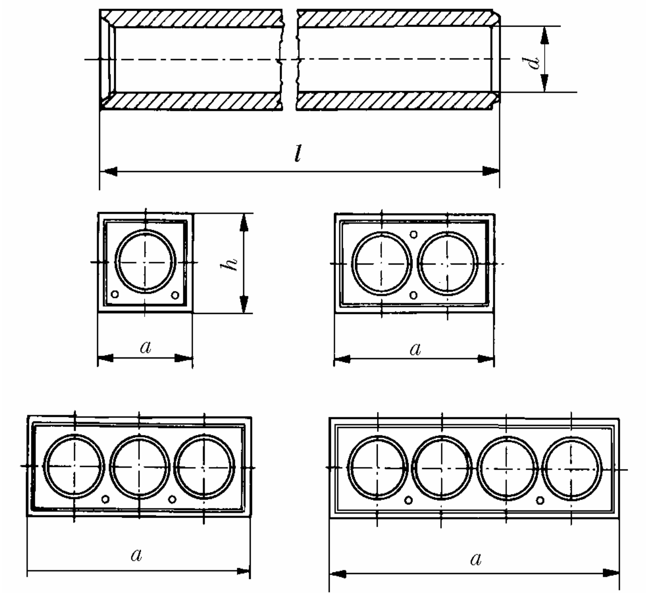
Слика 2.37. Начини на полагање на каблите во земја

а) Кабел положен директно во ров, заштитен со опека; б) Кабел положен директно во ров, заштитен со PVC–штитник; в) Поголем број кабли положени во земјен ров; г) Кабли положени во бетонски блокови

По потреба, во еден ист кабелски ров може да се постави и поголем број кабли (сл. 2.37 в). Во тој случај широчината на ровот ќе зависи од бројот на поставените кабли, а растојанието "*a*" помеѓу секои два соседни кабли зависи од номиналниот напон на каблите и изнесува: 7 cm за нисконапонските кабли (до 1 kV), 10 cm за кабли со номинален напон од 10 kV и 20 cm за кабли со напон од 20 и 35 kV.

Кога енергетските кабли се полагаат под железничка пруга или под јавни патишта, за да се заштитат од механички оштетувања, тие обично се ставаат во метални цевки или пак во *бетонски блокови* (сл. 2.37 г) кои се нарекуваат и *блоковници*.

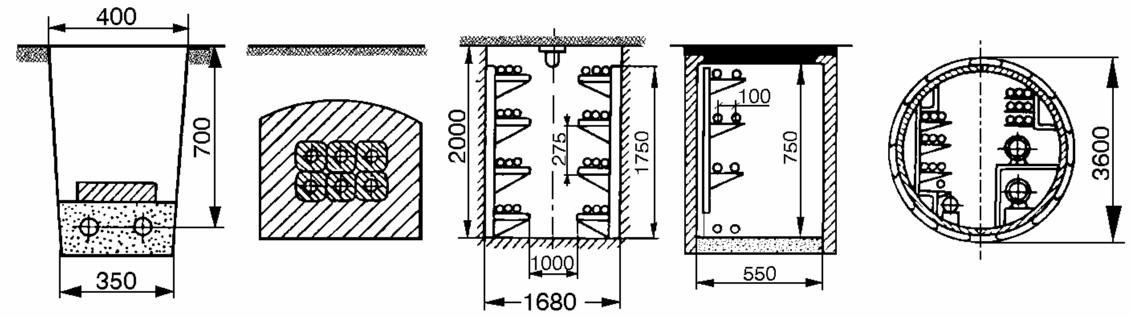
Со полагањето на кабелот во бетонски блок битно се влошуваат условите за ладење, поради што е потребно да се врши редукција на струјното оптоварување на кабелот.



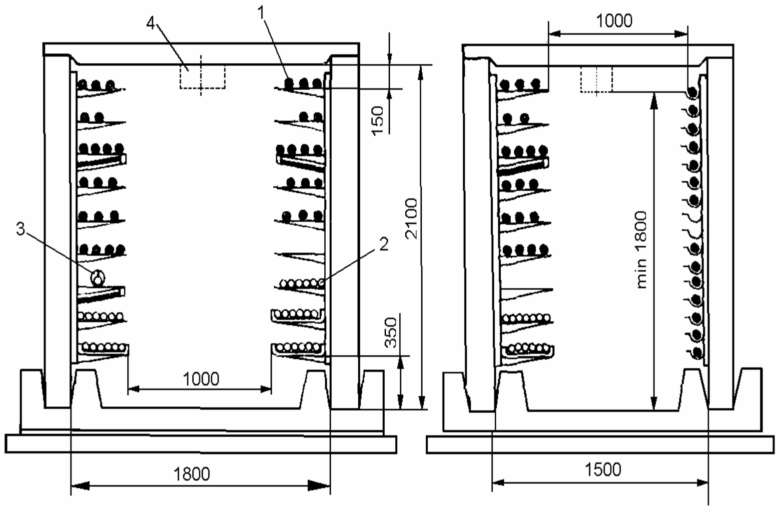
Слика 2.38. Бетонски блоковници во кои се полагаат енергетските кабли

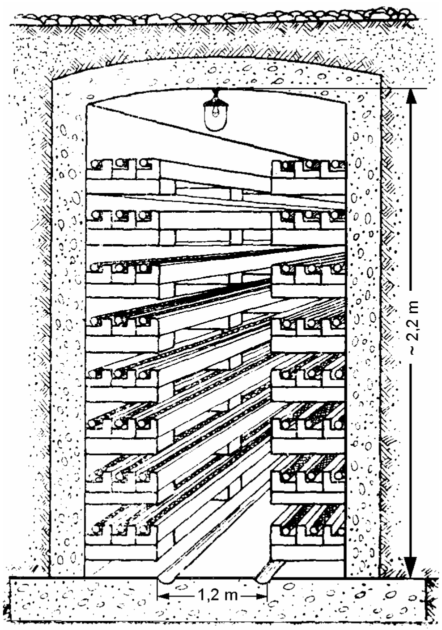
Затоа ваквиот начин на полагање се применува само во неопходни случаи, како што се преминитe под пруга, односно фреквентен пат, како и во услови на густ сообраќај во градските населби, фабричките хали и фабричките дворови.

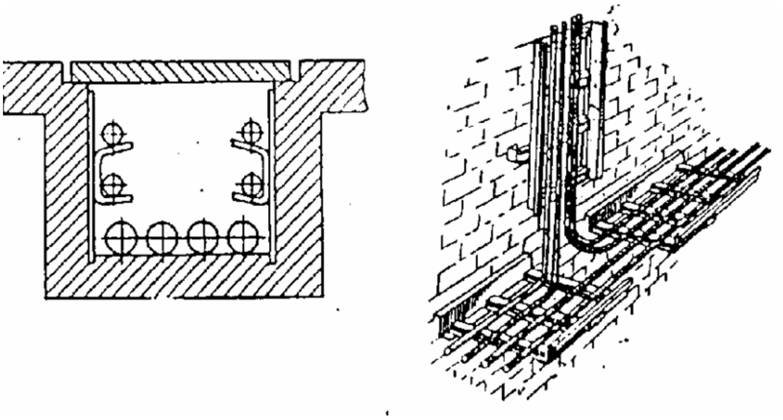
Кога е потребно поголем број кабли да се водат паралелно, при што просторот е презаситен со подземни инсталации (што е на пример честа појава во електричните централи, големите градови, големите индустриски комплекси и слично), се применуваат и други начини на полагање на електроенергетските кабли. За таа цел се користат *кабелски канали* и *кабелски тунели*, но се користат и други начини на водење на каблите (сл. 2.39).



Слика 2.39. Разни начини на полагање (водење) на енергетските кабли



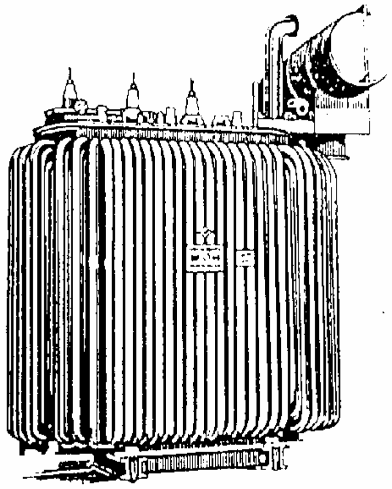




Слика 2.40. Други начини на водење на енергетските кабли

Кабелски тунели (горе); кабелски канал (долу лево) и полагање на регали

2.5. ТРАНСФОРМАТОРИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРИ



Слика 2.41. Изглед на трифазен дистрибутивен трансформатор СН/НН за снижување на напонот

Пренесувањето на електрична енергија на поголеми растојанија е единствено можно при повисоки напони. Меѓутоа, нејзиното користење од страна на поедини електрични приемници е можно само при среден и низок напон. За покачување на напонот кај електричните централи, а подоцна за неговото снижување во близина на потрошувачите, се користат енергетските трансформатори за покачување и за снижување на напонот (т.е. за намалување и за зголемување на струјата). Освен оваа улога, енергетските трансформатори служат и за меѓусебно поврзување на две мрежи со различни номинални напони. Во таков случај тие се нарекуваат и *интерконективни (мрежни) трансформатори*.

Слика 2.42. Енергетски трансформатори 50 kVA и 8.000 kVA

Енергетските трансформатори кај нас најчесто се произведуваат како трифазни, макар што група од три еднофазни трансформатори исто така може да се користи како трифазен трансформатор.

Трифазните трансформатори можат да бидат *двонамотни* и *тринамотни*. За разлика од двонамотните, кои имаат две намотки (примар и секундар), тринамотните трансформатори имаат и трета (терциерна) намотка. Тие обично се употребуваат за снижување на напонот во трансформаторските станици (ТС), каде што е неопходно да се имаат два средни напони (на пример 35 kV и 10 kV во дистрибутивните мрежи, односно 10 kV и 6 kV во индустриските мрежи). Притоа терциерот служи за напојување на локалните потрошувачи кои се наоѓаат во непосредна близина на трафостаницата, додека пак секундарот може да напојува мрежа со поголем радиус (30 – 40 km во случајот кога секундарот е со номинален напон 35 kV). Вообичаено е намотките од примарот и секундарот да бидат врзани во ѕвезда, додека терциерот е врзан во триаголник.

Во мрежите со номинален напон над 110 kV во денешно време широка примена наоѓаат *автотрансформаторите*. Тие имаат низа технички и економски предности во споредба со трансформаторите: значително помали димензии и цена, полесен транспорт и монтажа, помали загуби на моќност и енергија во железото и во бакарот, и друго. Меѓутоа, тие можат да се користат само во мрежи со директно заземјена неутрална точка (во нашата земја единствено ВН мрежи со номинален напон 110 kV и повеќе работат со директно заземјена неутрална точка, додека мрежите со среден напон работат со изолирана неутрална точка или пак со заземјена неутрална точка преку мал активен отпор).

Трансформаторите и автотрансформаторите можат да бидат приклучени во различни точки од мрежата. Режимот на напонот во тие точки зависи од месните услови: од растојанието, т.е оддалеченоста од изворите на напојување, од промената на товарот во текот на денот и друго. Споменатите услови се менуваат во процесот на експлоатацијата и не се однапред познати. Затоа трансформаторите и автотрансформаторите се изработуваат со специјални изводи (отцепи), со помош на кои е можно да се менува бројот на навивките на една од намотките, а со тоа и да се менува и преносниот однос на трансформаторот.

Кај некои трансформатори промената на преносниот однос може да се врши само во услови кога трансформаторот е исклучен од мрежата (регулација во безнапонска состојба – РБС). Кај други промената може да се врши и кога трансформаторот пренесува (трансформира) електрична енергија, без прекинување на погонот (регулација под товар – РПТ), што всушност претставува права регулација. Тоа е овозможено со помош на специјална преклопка, чија цена е прилично висока и малку зависи од моќноста на трансформаторот. Затоа вакви регулациони преклопки се вградуваат само кај поголемите трансформатори и автотрансформатори, кај кои преклопката влегува во вкупната цена со мал процент, а погонот го прави значително поеластичен.

Трансформаторите СН/СН (35 kV/10 kV т.е. 35 kV/ 6 kV), како и трансформаторите СН/НН (10 kV/0,4 kV и 20 kV/0,4 kV и 35 kV/0,4 kV) се изработуваат со релативно мали номинални моќности (од 100 kVA до 4000 kVA) и имаат можност за регулација во безнапонска состојба. Тие имаат вкупно 5 отцепи, еден основен и 4 регулациони: 0% $\pm 2{,}5\,\%$ и $\pm 5\,\%$ (значи опсегот на регулација е од -5% до $+5\%$, со чекор, т.е. степен на регулацијата од 2,5%). Бидејќи за промена на преносниот однос (т.е. за промена на бројот на навивките на намотката снабдена со регулациони отцепи) е потребно трансформаторот да се исклучи од мрежа, оваа операција ретко се изведува – практично сезонски, неколку пати во годината.

Трансформаторите ВН/ВН и ВН/СН се со значително поголеми номинални моќности и по правило се изведуваат со можност за регулација под товар. Во тој случај тие се нарекуваат и *регулациони трансформатори*. Кај нив опсегот на регулација е значително поголем (од -10% до $+10\%$, па дури и од -15% до $+15\%$), додека пак

чекорот на регулација е помал (од 1% до 1,78%). Така, на пример, автотрансформаторите 220/115 kV/kV, инсталирани во нашата ВН мрежа, на 220 kV страна имаат вкупно 23 изводи и чекор на регулација 1,25% од номиналниот преносен однос. Ова обично се пишува на следниот начин: $(220 \pm 11 \text{x} 1{,}25\%)/115$ kV/kV.

Автотрансформаторите (400 ± 2x2,5%)/115 kV/kV, 300 MVA, инсталирани во мрежата на Република Македонија, немаат можност за регулација под товар. Тоа е случај и со повеќето такви автотрансформатори во бившите YU–републики. По правило, регулацијата на преносниот однос се врши на страната на повисокиот напон.

2.6. КОМПЕНЗАЦИОНИ УРЕДИ

Во електроенергетските мрежи се користат и т.н. компензациони уреди. Нив ги делиме условно во две групи.

Во првата група спаѓаат уредите за компензација на реактивната моќност што ја бараат потрошувачите и елементите од мрежата. Тука ги вбројуваме:

- *синхроните компензатори (СК)*,
- *синхроните мотори (СМ)* и
- *попречно вклучените кондензаторски батерии (КБ).*

Во втората група спаѓаат уредите за компензација на реактивните параметри на водовите:

- *сериски (редно) вклучените кондензаторски батерии;*
- *попречно вклучените реактори (придушници).*

Синхрон компензатор е всушност синхрон мотор со полесна конструкција, предвиден за работа во празен од. Кога компензаторот работи во режим на надвозбуда[14], тогаш тој всушност претставува генератор на реактивна моќност и предава реактивна моќност на мрежата. Најголемата моќност што синхрониот компензатор може да ја даде кога тој работи во режим на генератор се нарекува негова номинална моќност. Неа ја означуваме со Q_n.

Кога компензаторот работи во режим на подвозбуда, тогаш тој претставува потрошувач на реактивната моќност, бидејќи тогаш тој прима моќност од мрежата. Максималната реактивна моќност што компензаторот може да ја зема во режимот на подвозбуда изнесува

---

[14] Во режимот на “надвозбуда” внатрешната електромоторна сила на синхрониот компензатор е по модул поголема од модулот на напонот на мрежата. Тогаш струјата тече од синхрониот компензатор кон мрежата и има речиси чисто индуктивен карактер, а синхрониот компензатор дава во мрежата реактивна моќност Q_{SK}. Во режимот на “подвозбуда” имаме обратна ситуација со напоните и обратен ефект во поглед на насоката на струјата и моќноста што ја произведува синхрониот компензатор.

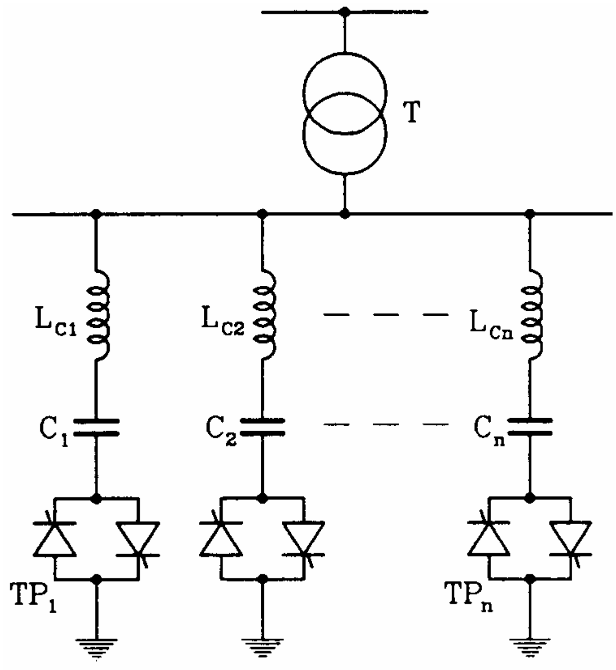
само 50 – 60% од неговата номинална моќност. Реактивната моќност што синхрониот компензатор ја дава (зема) од мрежата зависи од возбудната струја. Со промена на возбудната струја се менува, значи, и неговата реактивна моќност. Оваа промена може да се врши рачно или пак автоматски.

Синхроните компензатори (СК) се релативно скапи елементи. Нивната цена по единица инсталирана моќност е прилично голема, но со зголемувањето на инсталираната моќност таа опаѓа. Затоа од економски аспект е оправдано да се градат само големи синхрони компензатори, со моќност над 20 MVA. За помали потреби од реактивна моќност се користат статичките кондензатори кои имаат помала специфична цена. Бидејќи моќноста на компензаторите е прилично голема, тие најчесто се инсталираат во поважните и поголемите трафостаници, со горен напон 220 kV и повеќе, кои припаѓаат на преносна мрежа, бидејќи таму и постои можност за пласирање на големи реактивни моќности. Синхроните компензатори се произведуваат за номинален напон 6,3 и 10,5 kV. Затоа тие обично се приклучуваат на терциерната намотка на тринамотните трансформатори, односно автотрансформатори.

При својата работа СК земаат и определена активна моќност од мрежата, неопходна за совладување на отпорните моменти при вртењето (моментите предизвикани од триењето во лежиштата и вентилација), како и поради џуловите (*Joule*) загуби на моќност во статорските и роторската намотка. Кога компензаторот работи со својата номинална моќност, тој зема од мрежата активна моќност во износ од 2 до 3% од својата номинална моќност Q_n.

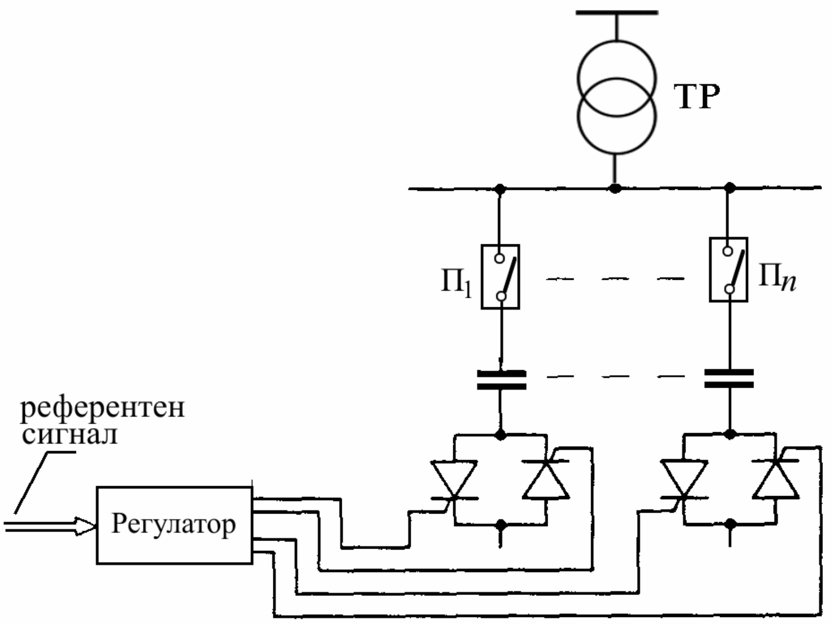
Во последно време за производство на реактивна моќност се применуваат т.н. тиристорски прекинувани кондензатори (слика 2.43). Тие се состојат од поголем број паралелно приклучени кондензаторски групи кои можат лесно, по потреба, да се вклучуваат и исклучуваат со тиристорски прекинувачи TP_1, TP_2, … TP_n и на тој начин да се менува еквивалентиот капацитет напречно приклучен во постројката. Секоја група содржи неколку елементи:

- кондензатор за производство на реактивна моќност (C_1, C_2, . . . , C_n);
- мал индуктивитет (L_{C1}, L_{C2} . . . L_{Cn}) кој служи за ограничување на струјата на впуштање и
- тиристорски мост (TP_1, TP_2, . . . , TP_n).



Слика 2.44. Шема на тиристорски прекинувани кондензатори

Синхроните компензатори се вртливи машини, кои се скапи и бараат особено одржување. Затоа се повеќе тие како скапи елементи се заменуваат со т.н. статички компензатори. На сликата 2.44 е прикажан статички компензатор составен од поголем број тиристорски прекинувани кондензатори.



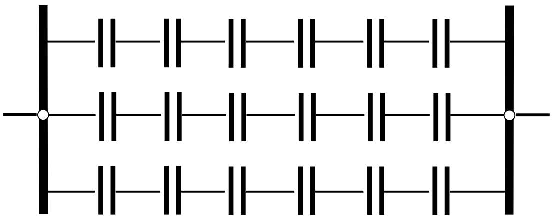
Слика 2.44. Шема на статички компензатор составен од поголем број тиристорски прекинувани кондензатори

Статичкиот компензатор од сликата 2.44 ги има следните основни својства:

- можност за степенеста регулација на реактивната моќност;
- мали загуби на активна моќност;
- не генерира виши хармоници.

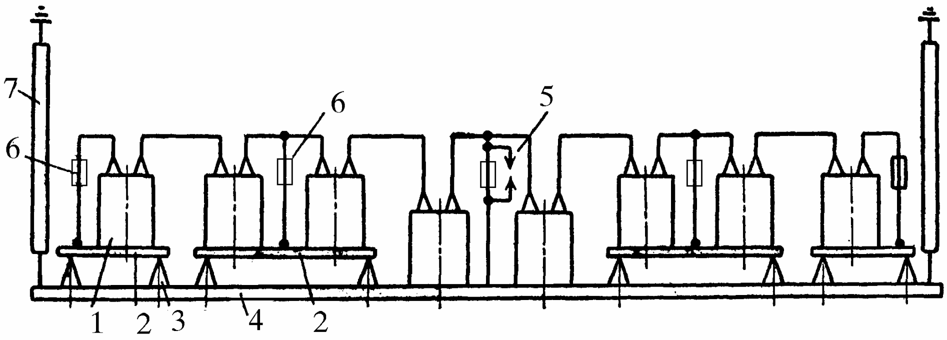
Кондензаторите што се користат за компензација на реактивната моќност на потрошувачите се изработуваат од тенка алуминиумска фолија. Фолијата е изолирана со специјална кондензаторска хартија, импрегнирана со минерално масло или со синтетички диелектрик (совол, полипропилен, пирален, аскарел и др.). Фолијата се намотува во т.н. "свитоци", а тие, зависно од потребите, меѓусебно се поврзуваат паралелно (за зголемување на номиналната моќност) или редно (за зголемување на номиналниот напон). По сушењето во вакуум свитоците се поставуваат во метално куќиште, се потопуваат во масло и херметички се затвораат. На тој начин се добива една *кондензаторска единица*. Кондензаторските единици се произведуваат како еднофазни или како трифазни, со номинални моќности од 1 до 150 kVA.

Со редно или паралелно поврзување на повеќе кондензаторски единици се зголемува вкупната инсталирана реактивна моќност и на тој начин се формираат т.н. *кондензаторски батерии* (слика 2.45).



Слика 2.45. Формирање на кондензаторска батерија со редно и паралелно оврзување на поголем број кондензатори

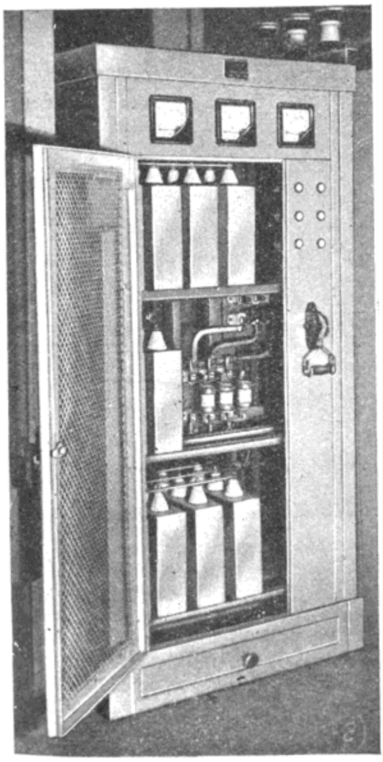
Кондензаторските батерии се врзуваат редно (сериски) и паралелно (напречно). Редните батерии се применуваат тогаш кога се сака да се намали реактивната отпорност на долгите надземни водови, за т.н. "редна компензација". На сликата 2.46 е прикажана една таква редна кондензаторска батерија.



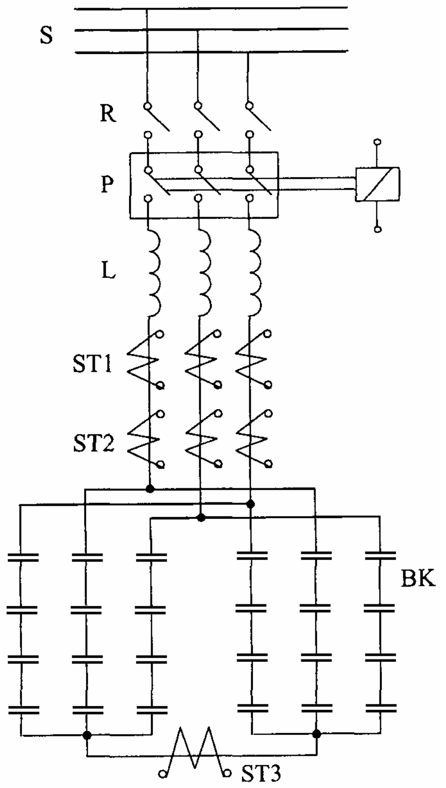
Слика 2.46. Шематски приказ на редна кондензаторска батерија

1) конд. единица 50 kvar 2) Платформа 3) Потпорен изолатор
4) Главна изолациона платформа 5) Искриште 6) Осигурувач
7) Изолаторски синџир кој ја носи изолационата платформа

На сликата 2.47а е прикажана кондензаторска батерија за низок напон додека на сликата 2.47б е прикажана шема на една батерија за паралелна компензација, составена од две полубатерии, врзани во ѕвезда, со ѕвездишта поврзани преку еден струен трансформатор ST4. Со ваквата врска се постигнува заштита на КБ од несиметрија до која може да дојде при пробив на некоја од кондензаторските единици, бидејќи во тој случај низ струјниот трансформатор СТ3 ќе протиече струјата на несиметрија што треба да биде инфдикација за дефектот.



Слика 2.47а. Надворешен изглед на една НН регулирана кондензаторска батерија (380 V)



Слика 2.47б. Принципиелна шема на КБ за паралелна компензација со зашита од неурамнотежени струи по одделните фази

Поради несовршеноста на диелектрикот, во кондензаторската батерија (КБ) при работа се остваруваат и определени загуби на активна моќност (диелектрични загуби). Кај современите кондензаторски единици овие загуби се релативно мали и при нормални услови на работа (нормална температура и напон близок до номиналниот) тие обично се движат во границите од 0,15% (кај СН единици) до 0,30% (кај НН единици). Ова значи дека на секој произведен Mvarh, кондензаторските батерии земаат од мрежата активна енергија од 1,5 kWh до 3 kWh.

Во постројките за попречно вклучување на КБ (кондензаторите се вклучени паралелно на мрежата) батериите имаат улога на генератор (извор) на реактивна моќност. Притоа, зависно од важноста на постројката и зависно од карактерот на промената на моќноста на компензи-

раните потрошувачи, кондензаторската батерија може да биде со или без регулација.

Кај нерегулираните КБ, бројот на кондензаторските единици не може да се менува. Ако вкупниот (еквивалентниот) капацитет на ваквата батерија изнесува C_k, тогаш реактивната моќност Q_k што ќе се произведува од батеријата ќе биде пропорционална на квадратот на погонкиот напон U, т.е:

$$Q_k = \omega \cdot C_k \cdot U^2 \tag{2.2}$$

Бидејќи погонскиот напон има секогаш вредност блиска до неговата номинална вредност U_n и малку се менува, а кружната фреквенција ω е константна, тоа значи дека и генерираната реактивна моќност Q_k од една нерегулирана кондензаторска батерија ќе биде практично константна.

Кај регулираните кондензаторски батерии бројот на вклучените кондензаторски единици може да се менува во зависност од режимот на работа на електричната мрежа. Вклучувањето и исклучувањето може да се врши во зависност од реактивната моќност на товарот, во зависност од напонот во точката каде што е приклучена батеријата или, пак, во зависност од времето. Тоа најчесто се врши автоматски, но понекогаш се врши рачно.

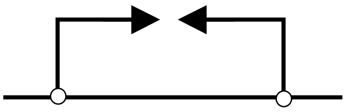
На пазарот денес се нудат комплетни кондензаторски батерии за низок напон, со моќности до 600 kVA, со произволен број степени (до 12) и со автоматски регулатор на моќноста на батеријата. Регулацијата со толку голем број степени може да се третира практично како континуирана.

Кога се работи за среднонапонски кондензаторски батерии (10 kV, 20 kV и 35 kV), поради скапата комутациона апаратура (прекинувачи, разделувачи, придушници и друго), бројот на степените е значително помал, а регулацијата е дискретна и погруба. Меѓутоа, единечната цена на инсталираниот киловар кај СН кондензаторски батерии е и до 40% помала во однос на единечната цена кај НН батерии, па затоа, многу често, компензацијата на реактивната моќност се врши и на среден напон.

Во поново време, со примената на тиристорските уреди и управуваните реактори, е овозможена континуирана регулација на моќноста што ја произведуваат кондензаторските батерии.

Во постројките за редно (сериско) вклучување кондензаторските батерии се користат за компензирање (намалување) на реактанцијата на водовите, бидејќи таа се вклучува на ред со преносниот вод. Реактивната моќност што ја произведуваат овие батерии не е голема. Во нормален режим на работа, низ батеријата тече соодветна струја (струја на товарот), а напонот на краевите на батеријата изнесува од 5% до 20% од номиналниот напон на мрежата. Меѓутоа, при појава на куси врски во мрежата низ батеријата можат да протечат прилично големи струи, со што напонот на краевите на кондензаторската батерија бргу ќе порасне на вредност која може да биде и 4 – 5 пати поголема од номиналниот напон на самата батерија. Иако конденза-

торите можат кратковремено да поднесат и вакви вредности на напонот, сепак оваа појава е непожелна бидејќи, ако е зачестена, бргу ќе го скрати животниот век на батеријата. Затоа паралелно со редните батерии се поставуваат искришта (елемент бр. 5 во сл. 2.46), кои при појава на опасни напони (пренапони) вршат моментално премостување на штитените кондензатори (сл. 2.48).



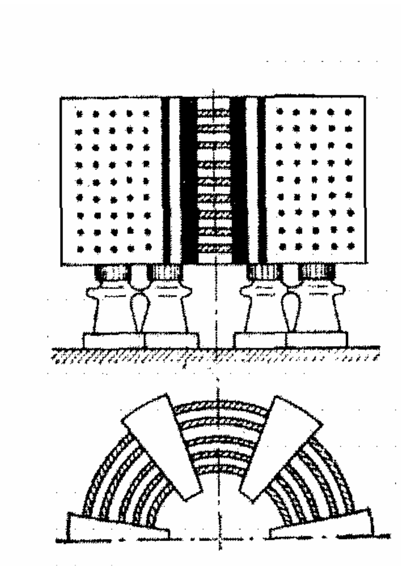
Слика 2.48. Редна кондензаторска батерија заштитена од пренапони со искриште

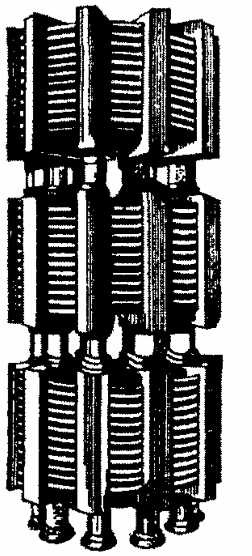
Поедините фази кај редните кондензаторски батерии во нормални услови на работа се наоѓаат на потенцијал што го имаат фазните спроводници. Затоа редната кондензаторска батерија треба да биде изолирана во однос на земјата, и тоа на полн номинален напон на водот.

Сериски вклучената кондензаторска батерија, заедно со индуктивноста на мрежата, односно потрошувачите, гради осцилаторно LC–коло, во кое, под определени околности, може да дојде до појава на несакани резонантни или други видови појави во мрежата и кај потрошувачите. Овие непожелни појави се особено зачестени кај редно компензираните водови кои напојуваат претежно индустриски потрошувачи. Затоа во праксата редната компензација на водовите ретко се применува, освен онаму каде што е навистина неопходна.

Реакторите (придушниците) исто така се користат во електроенергетските мрежи. Тие можат да бидат вклучени сериски (редно) или паралелно (попречно). Серискoто вклучување на реакторите се користи тогаш кога сакаме да извршиме намалување на струите на куси врски во мрежата, и во тој случај зборуваме за *придушница*. Попречното вклучување на реакторите се применува кај долгите преносни водови (долги над 100 km), со многу висок напон (сл. 2.52), со цел реакторот да ја компензира капацитивноста на водот.

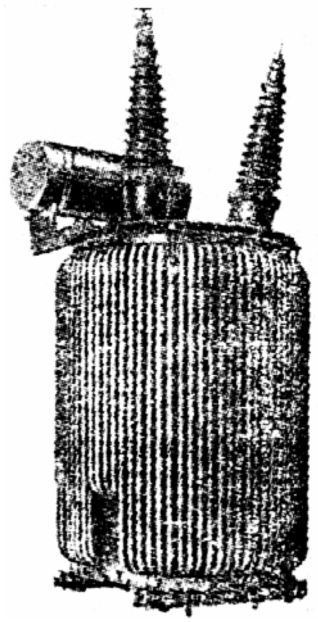
Придушниците се изработуваат во вид на намотки со мал активен отпор. Навивките од намотките се изолирани од заземјените делови (масата) на придушницата и се прицврстуваат за телото од придушницата (бетон или дрво) преку потпорни изолатори (сл. 2.49). Постојат и таканаречени маслени реактори. Кај нив намотките се потопени во изолационо масло и херметички се затворени во железен казан. Маслените реактори (придушници), за разлика од претходните, се наменети за надворешна монтажа.



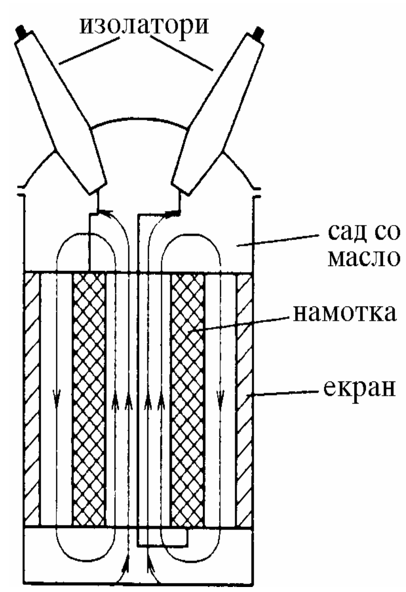


Слика 2.49. СН трифазна придушница (бетонска) за намалување на струите на куси врски, предвидена за внатрешна монтажа

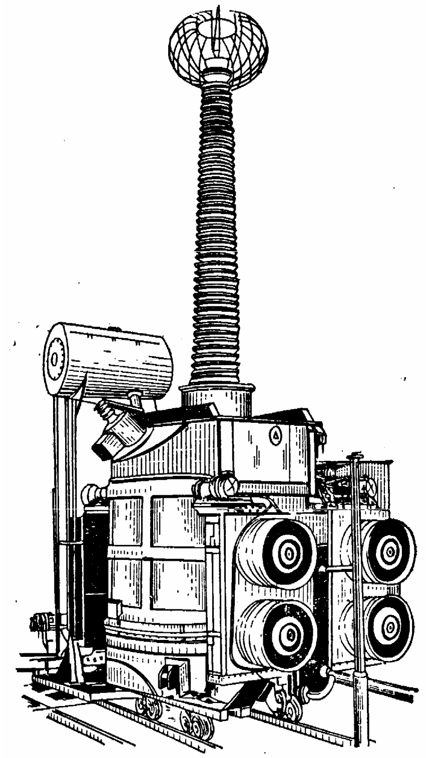
Реакторите за попречна компензација се изработуваат со железно јадро и менлив воздушен зјај. Со промената на воздушниот зјај може да се менува "магнетскиот отпор" на железното јадро, а со тоа, по желба, може да се менува и индуктивноста на реакторот.



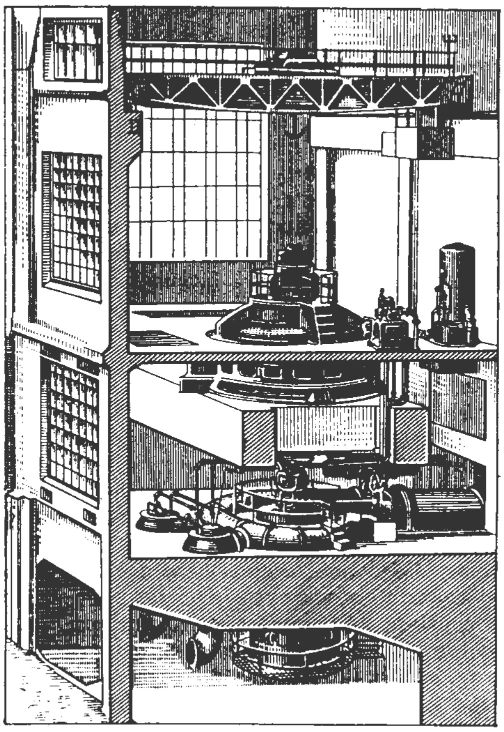
Слика 2.50. Маслена придушница за ВН (110 kV) за намалување на струите на куси врски



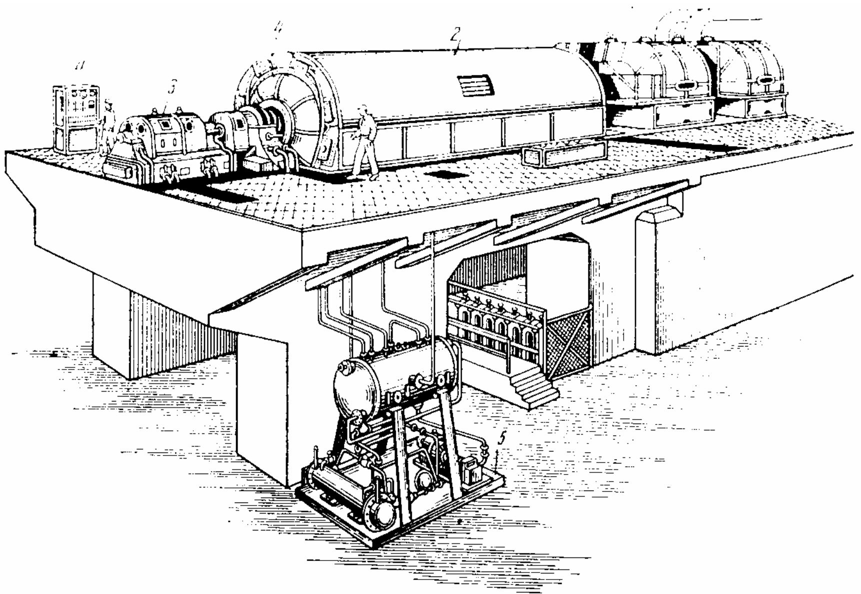
Слика 2.51. Маслена придушница за ВН (110 kV) – приказ на напречниот пресек



Слика 2.52. Изглед на ВН реактор за компензација на капацитивноста на еден 750 kV вод.



Слика 2.54. Надворешен изглед на голем хидрогенератор



Слика 2.54. Надворешен изглед на моќен турбогенератор, ладен со водород

1) Парна турбина; 2) Генератор; 3) Возбудител; 4) Контролен пулт; 5) Постројка за водородно ладење.

4. ТОВАРИ ВО ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ – КОНЗУМ

Моќноста што се пренесува преку електричните мрежи претставува главен параметар за димензионирање на пресеците на водовите, моќностте на енергетските трансформатори, како и карактеристиките на заштитните и регулациските и компензациски уреди. Оценката на режимските показатели како што се степенот на оптовареност на одделните елементи од мрежата, загубите на моќност и енергија во неа, колебањата и отстапувањата на напоните од нивните номинални вредности исто така се проценуваат врз основа на големините на пренесуваните моќности со мрежата.

Потрошувачкиот потсистем (конзумот) претставува последен блок во технолошкиот ланец на еден ЕЕС. Основната задача на секој ЕЕС се состои во квалитетно, сигурно и економично задоволување на потребите на потрошувачите, т.е. конзумот. Самиот конзум, пак, всушност претставува сумарен одзив на голем број разнородни електрични приемници (уреди). Тие применици може да се групираат на различни начини. Од аспект на крајната примена на електричната енергија може да се издвојат следните категории применици: електрично осветление, електромоторни погони (мотори о други уреди за прозиводство на механичка моќност), уреди за производтсво на топлинска енергија (електрични печки, радијатори, бојлери, термички уреди и сл.), уреди за разладување, уреди за разни електронски кола и други уреди за различна намена.

Од аспект на администрирање со системот, т.е. од аспект на водење определена тарифна политика сите приемници може да се групираат во карактеристични целини како што се: *широката потрошувачка* (домаќинства и комунално-административен сектор), *индустрија*, *сообраќај* и *земјоделие* (во чија потрошувачка се вбројуваат сите видови пропратна прехрамбена индустрија).

Побарувачката на конзумот не е константнта и таа се менува во текот на денот и во текот на годината (годишните времиња). Овие промени се прикажуваат како промени на моќностите или струите на потрошувачте во текот на времето. Променливите барања на потрошувачите водат до воспоставување на променливи состојби во ЕЕС т.е. до променливи режими на работа. За потребите на анализата на ЕЕС можно е да идентификуваат поголем број карактеристични работни состојби или како што се вели, поголем број карактеристични режими. Притоа, од поголем интерес за анализа се следните работни режими.

1) *Режим на максималното оптоварување*. Тоа е состојбата во ЕЕС која што соодветствува на режим на максималното оптоварување. кај нас тоа е зимскиот максимум (максимално вршно оптоварување) кое нјчесто паѓа на крајот на декмври или почетокот на месецот јануари.

2) *Режим на минималното оптоварување*. Тоа е работна состојa што соодветствува на минималното оптоварување во системот. кај нас тоа е летниот минимум кој што обично се остварува ноќе во некој од лсетните месеци.

3) *Режим на економично оптоварување*. Од наш аспект таквиот режим може да се формулира како режим во кој што се искористуваат оптимално сите изградени производни и преносни капацитети како од аспект на инвестициските вложувања така и од аспект на трошоците во работењето на системот.

4) *Режим на пренесување на природна моќност* за кој што ќе стане збор нешто подоцна.

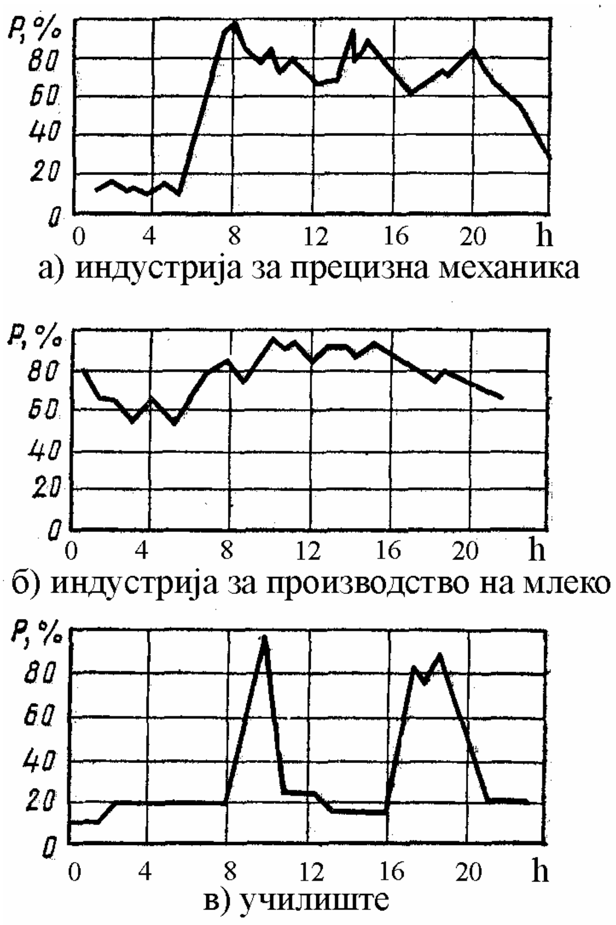
5) Режим на *номинално оптоварување* на некои елементи од ЕЕС (нпр. генератори или енергетски трансформатори).

6) *Режим на празен óд* на некој елементи или пак на делови од системот.

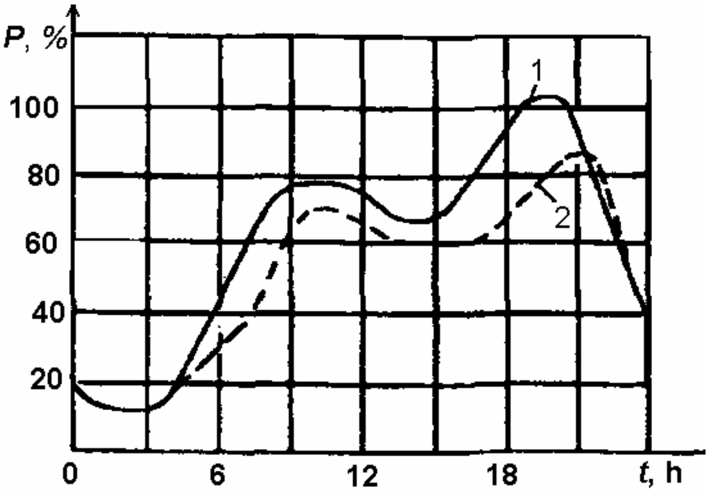
Во секој случај во еден ЕЕС е можно да се издвои многу поголем број работни режими бидејќи оптоварувањата на потрошувачите во него варираат на случаен начин како во текот на денот, така и во текот на годината, во согласност со нивните тековни активности.

Електричните товари во мрежите зависат од режимот на работа на потрошувачите на електричната енергија. Тие перманентно се менуваат во текот со времето, поради што е тешко целиот конзум на една мрежа да се еден или со мал број показатели. Основна карактеристика на електричните товари се нивните *дијаграми на оптоварување*. Дијаграмот на отповарување на еден потрошувач претставува табеларен или графички приказ на неговата моќност во зависност од времето. Тие се прикажуваат со континуирана, или пак почесто, со една скалеста крива. Притоа на ординатата се нанесува моќноста на потрошувачот изразена во апсолутен износ (kW или MW) или релативни едници во однос на врвното оптоварување на потрошувачот. Понекогаш тие вредности се изразуваат во % од врвното оптоварување, како што е тоа направено на сликата 4.1. На апсцисната оска се нанесува времето, во часови.

Дневни дијаграми се формираат за активната но и за реактивната, а понекогаш и за привидната моќност на потрошувачот. Плоштината на геометриската слика заградена со дијаграмот на оптоварување и координатните оски ја дава вкупната испорачана енергија.



Слика 4.1. Дневен дијаграм (во %) на комунално-битов товар



Слика 4.2. Дневен дијаграм (во %) на комунално-битов товар за просечен зимски (1) и летен (2) ден

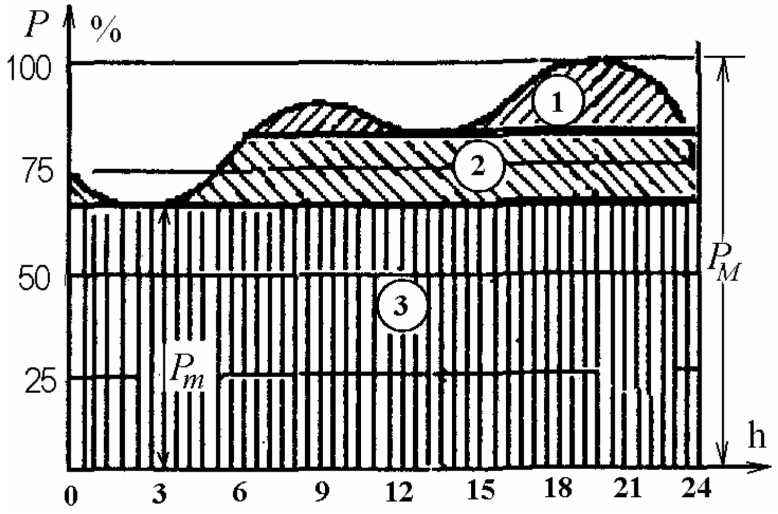
Дневните дијаграми на активната моќност на категоријата потрошувачи „домаќинства“ и претпријатијата за „јавни комунални услуги“ (кои скратено се нарекуваат и *комунално-битов товар*) битно се разликуваат во летниот и во зимскиот период (сл. 4.2). Зиме (крива

1) врвното оптоварување кај овие потрошувачи настапува во периодот помеѓу 18 и 20 h и тоа е значително поголемо отколку во летниот период заради користење на електричното затоплување на становите и објектите. Преку летото, пак, периодот на врвниот товар се изместува помеѓу 21 и 22 h, заради поголемата должина на денот (крива 2).

Преку статистичка анализа е можно да се добијат *типски дијаграми на отповарување* на најчесто среќаваните категории потрошувачи. Потоа, врз основа на тие графици и врз основа на потрошувачката на електрична енергија од секоја таква категорија конзум може да се добие *сумарниот дијаграм на оптоварување* на еден мешан потрошувач составен од поголем број разнородни потрошувачи. Таквиот сумарен дијаграм на оптоварување е меродавен за димензионирањето на напојните водови и трансформатори како и за проценката на загубите на моќност и енергија во нив.

Сумарен дијаграм на оптоварување на ЕЕС

Збирот на дневните дијаграми на оптоварување на сите потрошувачи го формира сумарниот дневен дијаграм на оптоварување на ЕЕС, Тој има два јасно изразени екстрема– вечерен максимум (P_M) и ноќен минимум (P_m) (слика 4.3). Како што се гледа од сл. 4.3 во сумарниот дијаграм на ЕЕС постои и слабо изразен претпладневен максимум, проследен со дениот минимум. Овие екстрмни точки го делт дневниот дијаграм на три зони: *основна* (3); *средна* (2) и *вршна зона* (1).

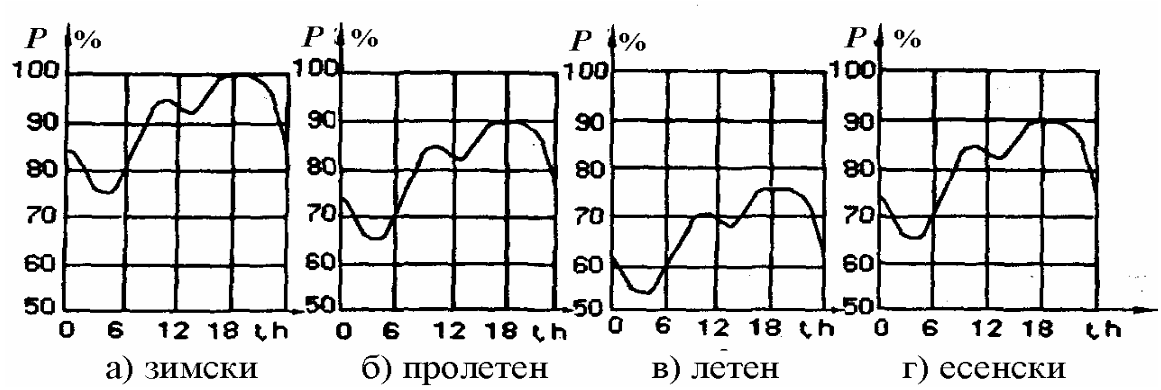


Слика 4.4. Сумарен дневен дијаграм на оптоварување на ЕЕС

Основната зона ја опфаќа плоштината под ноќниот минимум. Средната зона ја опфаќа плоштината помеѓу двата минимума – дневниот и ноќниот, додека вршната зона ја опфаќа плоштината над дневниот минимум.

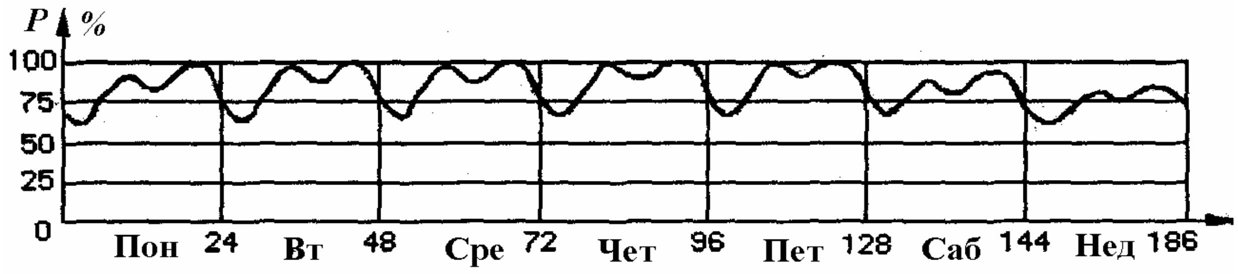
Карактерот и големината на сумарниот дневен дијаграм на ЕЕС во различни периоди од годината е различен. На сликата 4.4 се

прикажани *упросечените дневни дијаграми* на оптоварувањето на еден ЕЕС за разни сезони во годината – а) зима; б) пролет; в) лето и г) есен. Разликите во големината на активните моќности главво се должат на промените во секторот широка потрошувачка (домаќинства + комерција + адмиистрација) поради електричното греење кое што е присутно кај овие потрошувачи во зимскиот и делумно во есенскиот период. Максималните товари се реализираат најчесто во месеците декември и јануари, додека минималните товари во месеците јуни, јули и август. Притоа, во принцип, летните максимуми се помали за 25 – 30% во однос на зимските.



Слика 4.4. Упросечени дневни дијаграми на активната моќност за работен ден во еден ЕЕС

Сумарниот дијаграм на ЕЕС покажува особина на периодичност, со периоди 24 h и 168 h. Втората периода се однесува на т.н. *неделен дијаграм на оптоварување* (слика 4.5). Дневните дијаграми за деновите од вторник до петок се многу слични еден на друг и по облик но и по големината на дневниот врв, поради што овие денови се нарекуваат нормални (*типични*) работни денови. Дијаграмот за понеделник се карактеризира со сличен облик но со нешто пониски вредности на дневните моќности заради тоа што не е можно веднаш по неработните денови (сабота и недела) да се воспостави нормален режим на работа во производството на земјата. Затоа саботите, неделите и понеделникот се нарекуваат *специфични денови*.

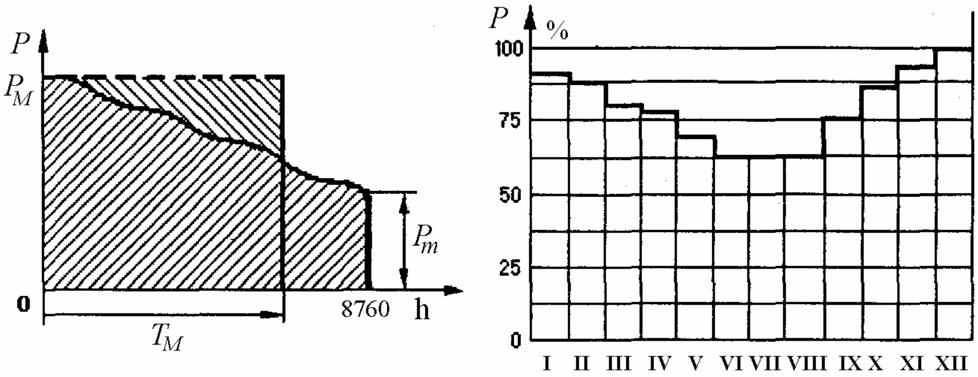


Слика 4.5. Неделен дијаграм на оптоварување на еден ЕЕС

Годишните дијаграми на оптоварување даваат претстава за оптоварувањето на еден конзум преку целата година. За таа цел најчесто се користат следните два вида дијаграми:

- *подредениот годишен дијаграм* на оптоварување (слика 4.6 – лево) и
- *дијаграм на месечните врвни отповарувања* (слика 4.6 – десно).

Првиот дијаграм ни дава информација за тоа колку време од годината сумарното оптоварување на конзумот ќе биде еднакво или поголемо од една зададена моќност. Годишниот дијаграм на врвните месечни товари, пак, претставува една искршена линија која ни дава информација за релативните вредности на врвниот товар по одделните месеци во однос на годишниот врв на конзумот.



Слика 4.6. Годишни дијаграми на оптоварување: подреден годишен дијаграм (лево) и годишен дијаграм на мах. месечни товари (десно)

Основни параметри на дијаграмите на оптоварување се *максималното*, *минималното* и *средното* (*просечното*) оптоварување, коефициентите кои што претставуваат однос помеѓу овие оптоварувања, како и т.н. *време на максимална моќност*, кое што често се нарекува и *употребно време*. Најголемата моќност што ќе се постигне во текот на денот се нарекува дневно врвно (максимално) оптоварување P_M. додека најмалата моќност што ќе се постигне во текот на денот – минимално дневно оптоварување P_m. Слично на нив, за годишните дијаграми на оптоварување (слика 4.6) се дефинираат годишен максимум и годишен минимум. Тие се најголемата и најмалата вредност на моќноста што се постигнала во текот на годината.

Средното оптоварување $P_{ср.}$ претставува просечна, односно средна, вредност на оптоварувањата за разгледуваниот период. Тоа се добива како однос помеѓу испорачаната електрична енергија W во текот на разгледуваниот период T и самото времетраење на тој период:

$$W = \int_0^T P(t) \cdot dt , \tag{4.1}$$

$$P_{ср.} = \frac{W}{T} . \tag{4.2}$$

Друг специфичен показател кој што го карактеризира дневниот (годишниот) дијаграм на оптоварување е употребното време или времето на максимална моќност T_M. Тоа е она фиктивно време за кое

што потрошувачот, работејќи цело време со својата максимална моќност P_M, ќе го преземе истото количество енергија како и при реалниот дијаграм на оптоварување за време на разгледуваниот период T. Вредноста на T_M се пресметува од условот за еднаквост на плоштините заградени со дијаграмот на оптоварување на потрошувачот (слика 4.6) и правоаголникот со страници P_M и T_M.

$$T_M = \frac{W}{P_M}. \tag{4.3}$$

Употребното време T_M на еден потрошувач зависи од неговата категорија. Кај индустриските потрошувачи тоа зависи уште и од бројот на смените со кои што работи тој потрошувач. Како илустрација, во следната табела се прикажани вредностите на ова време за некои категории потрошувачи на годишно ниво:

Табела 4.1. Вредности на употребното време за некои категории потрошувачи

Група потрошувачи	T_M, h
Инд. претпријатија што работат во една смена	2000 -3500
Инд. претпријатија што работат во две смени	3000 – 4500
Инд. претпријатија што работат во три смени	4500 - 6500
Широка потрошувачка	2500 - 3000
Улично осветление	2800 - 3200

Односот помеѓу средното и максималното оптоварување претставува некаква мерка за степенот на рамномерност и пополнетост на дијаграмот на оптоварување на потрошувачот. Тој однос се нарекува *фактор на оптоварување* или *фактор на пополнетост* на дијаграмот:

$$m = \frac{P_{\text{ср.}}}{P_M} = \frac{W}{P_M \cdot T_M}. \tag{4.4}$$

Покрај факторот на пополнетост m, за дневните дијаграми на оптоварување е од посебно значење да се знае вредноста и на т.н. *фактор на вршност* m_V кој што претставува однос помеѓу минималното и максималното оптоварување во текот на денот:

$$m_V = \frac{P_m}{P_M}. \tag{4.5}$$

Вредностите на коефициентите m и m_V се од суштетсвено значење за оперативното водење на ЕЕС зашто во секој момент е неопходно да постои баланс помеѓу производството и потрошувачката во системот. Во таа смисла заради различните карактеристики на технолошкиот процес за производство на електрична енергија, разните типови електрани имаат различни карактеристики во поглед на нивните маневарски способности и можности за брзи промени на оптоварувањењето, а што е од особена важност, тие имаат и различни цени на произведениот kWh. Обично термоелектраните (ТЕ), особено оние кои што работат на нискокалоричен јаглен (лигнит), се маневарски најне-

флексибилни. Тие имаат висок технички минимум, често над 60% во однос на нивната вршна моќност и тешко и споро ги поднесуваат промените во оптоварувањето. За една таква ТЕ која што работи на нискокалоричен лигнит се потребни да изминат најмалку 6 часа за таа од ладна состојба се доведе до состојба на своето вообичаено производство. Но затоа, пак, тие имаат најниска специфична цена на произведениот kWh. Слична е состојбата во поглед со техничкиот минимум и маневарските способности и со атомските централи (АЕ), се разбира ако ги има во ЕЕС. Но затоа, пак, тие имаат најниска специфична цена на произведуваната еклектрична енергија. Од тие причини АЕ и ТЕ се сместуваат во долниот дел од дијаграмот на оптоварување (сл. 4.4.), или, како што велиме, тие работат во основната зона (3), т.е. базниот дел на дијаграмот. Повремено, по потреба тие учествуваат во производството и на варијабилата енергија од зоната (2).

Проточните хидроелектрани (ПХЕ) работата со онаква моќност колку што доволува моменталниот проток на вода. Кај нив настојуваме да ги искористиме до максимум можностите за производство на енергија бидејќи сета пропуштена вода останува неискористена. Затоа тие се сместуваат во варијабилниот дел, веднаш над АЕ и ХЕ.

На крајот, задоволувањето на потребите од варијабилна моќност и енергија во вршната зона (1) од дневниот дијаграм се врши со помош на акумулационите хидроелектрани (АХЕ) кои се со најголеми маневарски способности и со најмално време на реагирање. Кај нив се доволни само десетина минути за да дојдат од состојба на мирување до полн режим на производство. Тука се вбројуваат и пумпно-акумулационите хидроелектрани (ПАХЕ) кои се во таа смисла најфлексибилни и најполезни за флексибилноста и економичноста во работењето на целиот ЕЕС. Тие во ноќните часови, кога конзумот е минимален, работат во т.н. „пумпен “ режим, во улога на потрошувачи, и вишокот на моќност кај ТЕ и АЕ го претвораат во потенцијална енергија на водата која шо се пумпа во горната акумулација. На тој начин тие ја спречуваат потребата одделни ТЕ или АЕ да бидат исклучувани од работа заради нивниот технички минимум. Спротивно на ова, во перидот на вршните товари, тие ја испорачуваат во системот сета енергија што ја акумулирале во ноќните часовии и со тоа им помагаат на ХЕ кои што се задолжени за покривање на конзумот во вршната зона (1).

Во повеќето европски земји каде што има недостаток од хидроенергија и нема можност за изградба на ПАХЕ (В. Британија, Холандија, Данска и др.), улогата на ПАХЕ ја преземаат брзите гасни електрани (ГЕ) кои што имаат мало време на одзив и големи маневарски способности. Тие се користат за производство на варијабилна енергија во вршната зона (1) од дневниот дијаграм на оптоварување на системот.

Ниските вредности на коефициентите m и m_v претставуваат голем проблем за успешното оперативно водење на еден ЕЕС, особено онаму каде што хидропотенцијалот на земјата е скромен. Општо земено уделот на хидроенергијата во вкупното производство на електрична енергија во сите земји од година во година се намалува заради

лимитираните природни извори на вода. Затоа и проблемите што произлегуваат од тој недостаток на варијабилна енергија во иднина ќе се зголемуваат. Во наши услови факторот на товарот m има вредности кои, зависно од сезоната, се движат во интервалот од 0,5 до 0,7, што се сметаат за ниски вредности. За другите земји тој фактор е повисок. Типична вредност за т.н. „*дистрибутивен фактор*“ на оптоварувањето во европските земји е $m = 0{,}75$.

Проблемите со ниските вредности на коефициентите m и m_v во еден ЕЕС и високиот удел на варијабилната енергија во вкупните дневни потреби се решава уште и со воведување на специјални тарифи за електрична енергија со помош на кои се стимулира потрошувачката воноќнинте режими на сметка на потрошувачката во времето на вршните товари. Друг начин за повишување на овие коефициенти е со директно управување со потрошувачката во системот по пат на исклучување на некои специфични, претежно индустриски, потрошувачи (кои што го дозволуват тоа) во режимите со максимално оптоварување. За сметка на тоа таквите потрошувачи најчестио имаат некои поволности (како на пример пониска цена на преземената електрична енергија и др.) со што на извесен начин им се компензираат штетите нанесени заради нарушување на технолошкиот процес и золемените трошоците во работењето.

Правилната тарифна политика и директното управување со потрошувачката на електрична енергија во еден ЕЕС се денес најчесто применуваните постапки со кои што се врши рационализација во работењето на системот. Со спроведувањето на овие мерки се постигнува во еден систем максимална искористеност на сите производно/преносни капацитети и одложување на неопходните идни инвестиции во скапите производни и преносни системи.

—— ■ ——

Пример 4.1. Во табелата 1 се дадени процентуалните дневни дијаграми на оптоварување на активна моќност во нормализиран облик на една станбена зграда и на една гратска четврт чиишто потрошувачи спаѓаат во категориите потрошувачи домаќинства (дом.) и комерција (ком.) – респективно. Наедно овие два потрошувача се доминантен конзум на една дистрибутивна трафостаница 10/0,4 kV/kV. Според сметките за преземената електрична енергија просечните дневни потреби од енергија за конзумот што припаѓа на категоријата домаќнистава изнесува $W_{d.\text{дом.}}$ = 1075 kWh/ дневно додека за категоријата комерцвија таа изнесува $W_{d.\text{ком.}}$ = 1910 kWh/дневно.

Да се нацртаат дневните дијаграми на активното оптоварување обете категории потрошувачи, изразени во апсолутни вредности (kW), како и сумарниот дневен дијаграм на активното оптоварување. Колкав е сумарниот врв $P_{M.\text{сум}}$, а колкав факторот на едновременост на врвниот товар k_e.

Табела 1. Табеларен приказ на нормализираните дневни дијаграми (%)

t, h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
дом.	25	22	20	17	18	18	19	33	39	66	74	100	90	78	33	36	35	42	60	80	70	42	29	29
ком.	20	20	22	27	22	19	23	80	80	45	90	100	100	95	89	67	34	75	100	83	43	15	13	11

Решение:

Со $P_{M.\text{дом.}}$ ќе го означиме врвното оптоварување на првиот потрошувач од категоријата „домаќинство“ која што засега е непозната. За да ја пресметаме неговата вредност ќе постапиме на следниот начин. Нека со $p_i = (p_i\%/100)$ ја означиме релативната моќност во i-тиот интервал од дневниот диаграм а со $\Delta t_i = 1\text{h}$ ја означиме неговото траење ($\Delta t_i = 1\text{h}$, $i = 1, 24$). Покрај тоа привремено нека претпоставиме дека е $P_{M.\text{дом.}} = 1$ kW. Во тој случај вкупното дневно количество енергија $W_{1d.\text{дом.}}$ што ќе му се испорача на потрошувачот ќе биде:

$$W_{1d.\text{дом.}} = 1 \cdot \Sigma\, p_i \cdot \Delta t_i = 0,25 + 0,20 + 0,17 + 0,18 + \ldots$$
$$+\ 0,42 + 0,29 + 0,29 = 10,75\ \text{kWh}.$$

Тоа е за $\xi_{\text{дом.}} = W_{d.\text{дом}} / W_{1d.\text{дом}} = 1075/10,75 = 100$ пати помално од дневно преземеното количество енергија што му се испорачува на потрошувачот, а тоа значи дека неговата максимална моќност ќе биде $P_{M.\text{дом}} = \xi_{\text{дом.}} \cdot 1\ \text{kW} = 100\ \text{kW}$.

Размислувајќи на наполно идентичен начин се добива и врвното оптоварување $P_{M.\text{ком.}}$ на вториот потрошувач. Притоа се добива;

$$W_{1d.\text{ком.}} = 1 \cdot \Sigma\, p_i \cdot \Delta t_i = 0,20 + 0,20 + 0,22 + 0,27 + \ldots$$
$$+\ 0,15 + 0,13 + 0,11 = 12,73\ \text{kWh} \quad ;$$

$$\xi_{\text{ком.}} = W_{d.\text{ком}} / W_{1d.\text{ком}} = 1910/12,73 = 150\,,$$

од каде што се добива:

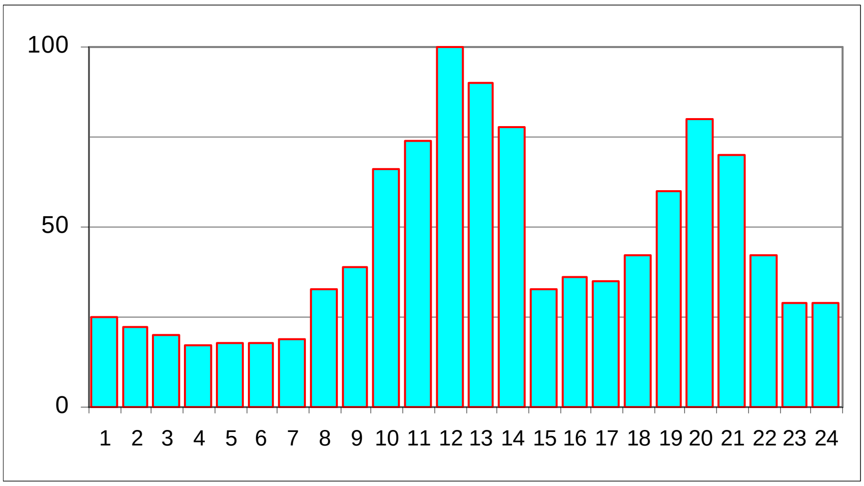
$$P_{M.\text{ком}} = \xi_{\text{ком.}} \cdot 1\ \text{kW} = = 150 \cdot 1\ \text{kW} = 150\ \text{kW}.$$

Сега може да ги формираме дневните дијаграми на обата потрошувача во апсолутен износ (kW) како и нивниот сумарен дијаграм. Тие се прикажани во табелата 2.

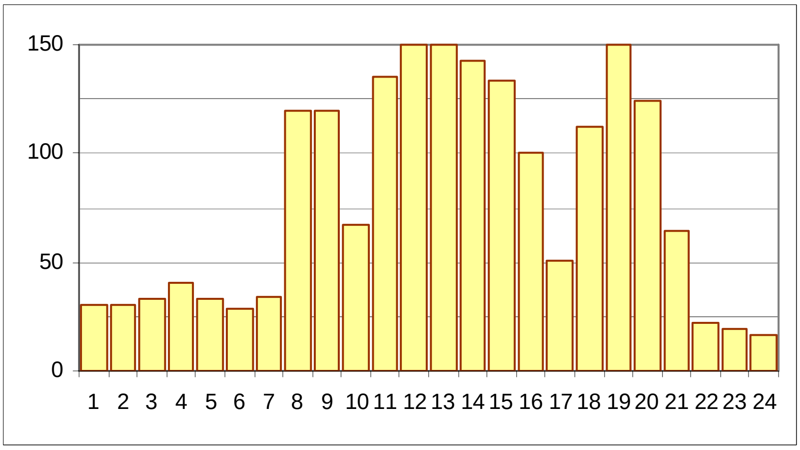
Табела 2. Табеларен приказ на дневните дијаграми на оптоварување (kW)

t, h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
дом.	25	22	20	17	18	18	19	33	39	66	74	**100**	90	78	33	36	35	42	60	80	70	42	29	29
ком.	30	30	33	40.5	33	28.5	34.5	120	120	67.5	135	**150**	**150**	142.5	134.5	100.5	51	112.5	150	124.5	64.5	22.5	19.5	16.5
сум.	55	52	53	57.5	51	46.5	54.5	153	159	134	209	**250**	240	221	167	137	86	155	210	205	135	64.5	48.5	45.5

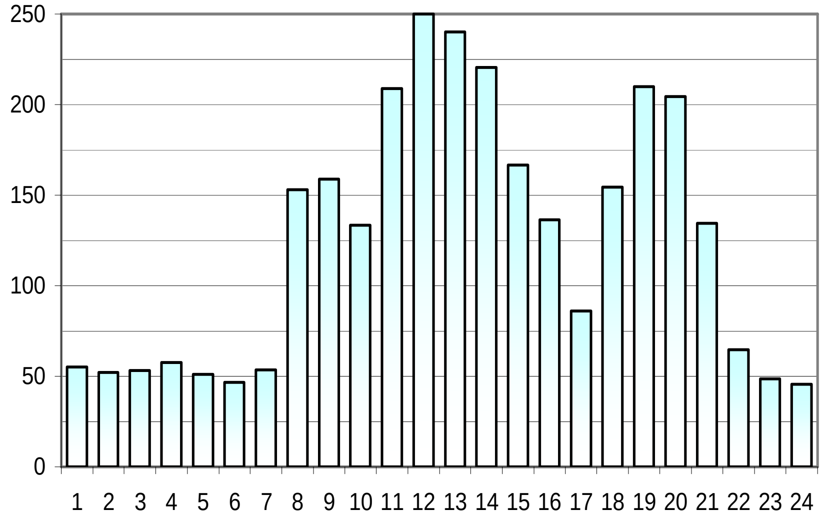
На сликите 1 и 2 се прикажани дневните дијаграми на обата потрошувача, додека на сликата 3 е прикажан нивниот сумарен дијаграм.



Слика 1. Дн. дијаграм на потрошувачот од категоријата „домаќинство“



Слика 2. Дн. дијаграм на категоријата потрошувачи „комерција“



Слика 4. Сумарен дневен дијаграм на обата потрошувача

Факторот на едновременост на врвните товари k_e се дефинира како однос на сумарниот врвен товар $P_{M.сум}$, отчитан од сумарниот дијаграм (слика 3) и збирот на врвните товари на секој потрошувач одделно. Според тоа ќе имаме:

$$k_e = \frac{P_{M.сум}}{P_{M.дом} + P_{M.ком}} = \frac{250}{100+150} = 1.$$

Во овој случај дошло до совпаѓање на времињата кога се постигнува максимумот кај обата потрошувача па затоа коефициентот $k_e = 1$. Но во општ случај тоа не е така па најчсто овој коефициент е помал од единица.

□ □ □

Пример 4.2. Подредениот годишен дијаграм на оптоварување на еден потрошувач аналитички може, приближно, да се опише на следните два начина:

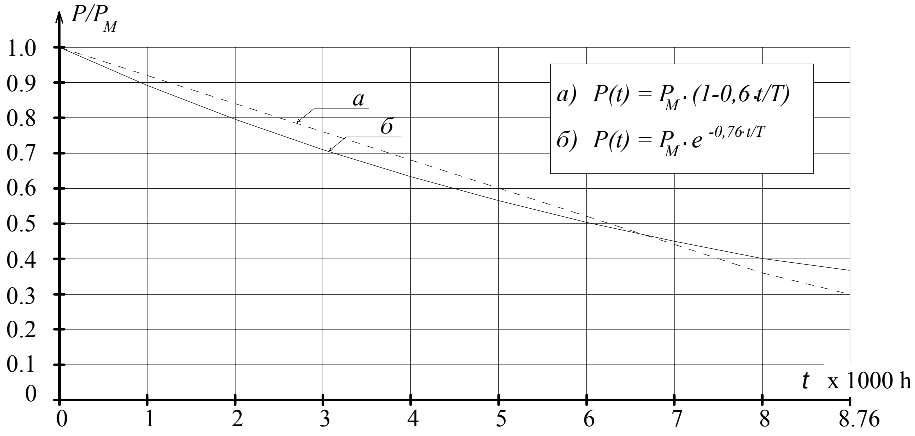
а) со кривата $P(t) = P_M \cdot (1 - 0{,}6 \cdot t/T)$;

б) со кривата: $P(t) = P_M \cdot e^{-0{,}78 \cdot t/T}$; $T = 8760$ h.

За двата наведени случаја да се определат следните параметри:

1) Вкупната преземена електрична енергија во текот на годината W;
2) Времето на максимална моќност P_M;
3) Времето на загуби τ;
4) Средногодишната моќност на потрошувачот P_{sr} и факторот на товарот $m = P_{sr}/P_M$;
5) Факторот на загуби $\theta = \tau/T$.

Познато е дека потрошувачот работи преку целата година со константен фактор на моќност $\cos\varphi = 0{,}9$.



Слика 4.1. Графички приказ на подредените годишни дијаграми на потрошувачот од примерот 4.1

Решение:

1) Вкупна преземена енергија

Вкупната преземена енергија W во текот на годината (T = 1 год. = 8760 h) ќе биде:

$$W = \int_0^T P(t)\cdot dt \ .$$

Според тоа, во двата посматрани случаја ќе имаме:

$$W_{(a)} = \int_0^T P(t)\cdot dt = \int_0^T P_M\cdot(1-0,6\cdot t/T)\cdot dt = P_M(T-0,3\cdot T) = 0,7\cdot P_M\cdot T$$

$$W_{(b)} = \int_0^T P(t)\cdot dt = \int_0^T P_M\cdot e^{-0,76\cdot t/T}\cdot dt = \frac{P_M T}{0,76}\cdot(1-e^{-0,76}) \approx 0,7\cdot P_M\cdot T \ .$$

2) Време на максимална моќност

Времето на максимална моќност T_M се добива, согласно изразот (4.3), од односот: $T_M = W/P_M$. И во двата разгледувани случаја тоа ќе биде еднакво и ќе изнесува:

$$T_M = \frac{W}{P_M} = \frac{0,7\cdot P_M\cdot T}{P_M} = 0,7\cdot T = 0,7\cdot 8760 = 6132 \text{ h}.$$

3) Време на загуби τ

Времето на загуби τ се дефинира со помош на изразот (8.16):

$$\tau = \int_0^T \frac{S^2(t)}{S_M^2}\cdot dt = \int_0^T \left[\frac{P(t)/\cos\varphi}{P_M/\cos\varphi_M}\right]^2\cdot dt$$

Во првиот случај “а” имаме:

$P(t) = P_M\cdot(1 - 0,6\cdot t/T)$; $\cos\varphi = \cos\varphi_M = \text{const.}$,

од каде се добива:

$$\tau_a = \int_0^T \frac{P_M^2\cdot(1-0,6\cdot t/T)^2}{P_M^2}\cdot dt = 0,52\cdot T = 4555 \text{ h}.$$

Во вториот случај “б” имаме:

$P^2(t) = P_M^2\cdot e^{-2\cdot 0,76\cdot t/T}$; $\cos\varphi = \cos\varphi_M = \text{const.}$,

па следува:

$$\tau_b = \int_0^T \frac{P_M^2\cdot e^{-1,52\cdot t/T}}{P_M^2}\cdot dt = \frac{T}{1,52}\cdot(1-e^{-1,52}) = 0,514\cdot T = 4503 \text{ h}.$$

4) Средна годишна моќност

Средната годишна моќност ќе ја добиеме од условот:

$P_{ср}\cdot T = P_M\cdot T_M = W$,

од каде што и за двата случаја ќе добиеме идентичен резултат:

$P_{ср(a)} = P_{ср(б)} = W/T = 0,7\cdot P_M$.

Оттука произлегува дека факторот на товарот m ќе биде повторно ист за двата случаја, т.е:

$$m = P_{cp} / P_M = 0{,}7.$$

5)Факторот на загуби θ

Факторот на загуби θ ќе го добиеме како однос на времињата τ и T. Според тоа, за случајот “а” ќе добиеме:

$$\theta_a = \tau_a / T = 0{,}52.$$

Во вториот случај “б” ќе имаме:

$$\theta_б = \tau_б / T = 0{,}514.$$

□ □ □

4. ЗАМЕНСКИ ШЕМИ И ПАРАМЕТРИ НА ЕЛЕМЕНТИТЕ НА ЕЕС

4.1. ОПШТО ЗА МОДЕЛИРАЊЕТО НА ЕЕС

Модел, во општ случај, претставува упростен приказ на еден физички систем или појава. Тој, во основа, служи за симулација на разните појави и процеси кои што се случуваат во моделираниот објект со цел тие поедноставно да се проучуваат за да може да се предвиди неговото поведение во иднина.

Постојат математички и физички модели. Кај математичките модели појавите се опишуваат со математички релации или равенки со кои што се настојува што е можно поверно да се отсликаат особините на моделираниот објект. Физичкиот модел, пак, претставува уред или систем со редуцирани димензии кој што е сосема сличен на моделираниот. Тој се формира така што да ги зачува истите релации помеѓу одделните елементи на објектот односно системот. Кажано на поинаков начин физичкиот модел треба да зачува висок степен на сличност со реалниот објект односно систем.

Од физичките модели во анализите на ЕЕС некогаш, пред продорот на компјутерите во инженерството, се користеле т.н. „мрежни анализатори“. Кај мрежните анализатори водовите се претствувале со своите редни импеданции, генераторите се претставувале како извори на константна моќност додека потрошувачите како комбинација од паралелно поврзани R и L. Подоцна почнале да се користат т.н. *микромрежи* каде што генераторите се моделирале со мали синхрони машини погонети од асинхрони мотори (чија што оддавана механичка моќност можела да се менува) а водовите се еквивалентирале со своите пи-замении шеми. Тие се користеле за анализа на електро-механичките преодни процеси во ЕЕС, особено за анализа на *динамичката* (*транзиентна*) стабилност. Мрежните анализатори, значи, имале директна физичка сличност со моделираниот физички систем.

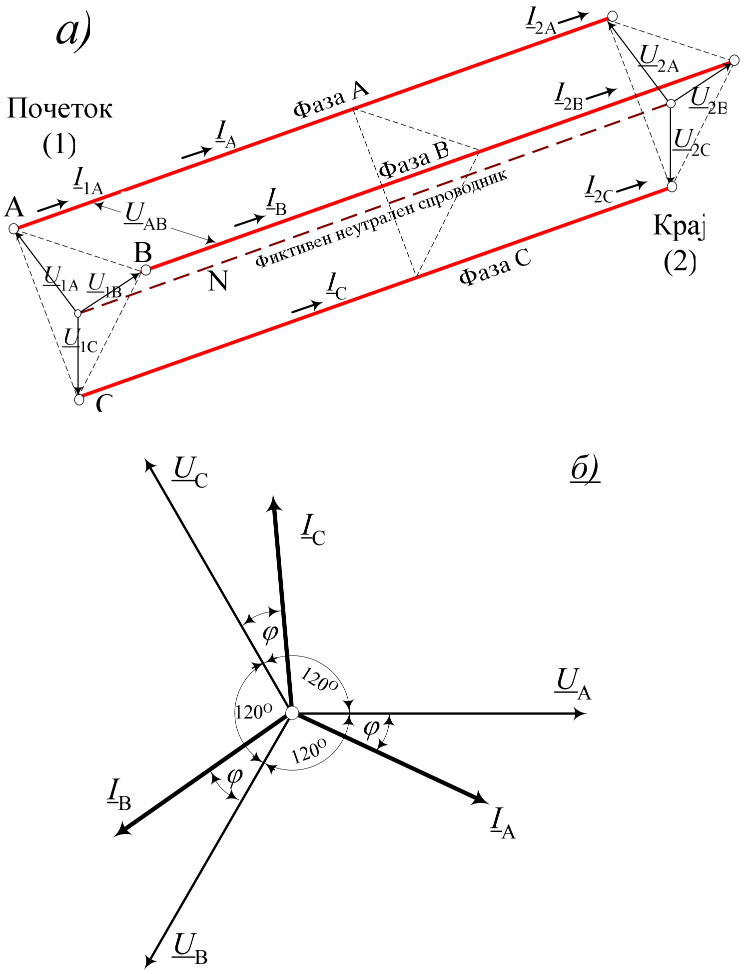
Општо гледано универзални модели наменети за целосна анализа на некој систем не постојат, иако се тежи тие да бидат што е можно погенерални. Важно е колку се тие точни, т.е. колку се тие реален одраз на набљудуваниот систем. Егзактни модели не постојат, т.е. сите тие се помалку или повеќе приближни. Еден научник рекол: „Не постојат егзактни модели. Некои од нив се и употребливи“. Намената на моделите им е тие да му овозможат на истражувачот да дојде до некои сознанија за набљудуваниот објект на индиректен начин, преку моделни истражувања, вршејќи експерименти и студии на самите модели, зашто тоа е полесен и поедноставен начин. Освен тоа некои експерименти (како што се на пример кусите врски во ЕЕС) тешко се изведуваат во практиката.

Постојат разни поделби на моделите: линеарн и нелинеарни, статички и днамички, детерминистички и стохастички, итн. Линеарните модели се, по правило, базирани на поголеми упростувања, но се затоа

полесни за решавање и истражување, дури и со стандардниот математички апарат со кој што располага обичниот инженер. За жал физиките системи се обично нелинеарни, па затоа е вообичаено тие да се линеаризираат за воопшто да можат да се решат. Линеаризацијата обично се врши во *n*-димензионалниот простор, во околината на некоја работна точка за стационарниот режим на работа која што е интересна за самите истражувања. Во тој случај решавањето на проблемот, гледано од математички аспект, се сведува на решавање линеарни системи алгебарски или пак диференцијални равенки и притоа за тоа најчесто се применуваат матрични постапки.

ЕЕС во основа претставуваат линеарни системи за кои што важи принципот на суперпозиција. При решавањето на разните работни режими во стационарна состојба ќе се применуваат статички линеарни детерминистички модели.

4.2. ТРИФАЗНИ СИСТЕМИ



Слика 4.1. Трифазен вод (а) и фазорски дијаграм на комплексните претставници (фазори) на трифазен симетричен систем на напони и струи

Производството, пренесувањето и распределбата на електричната енергија во современите ЕЕС се остварува со помош на трифазни системи. Ретки се мрежите (тоа се главно нисконапонските мрежи во некои рурални средини) каде што струјата се разведува по монофазни водови и во тој случај се работи за мали моќности од редот на големина на неколку kW или неколку десетини kW. Современите трифазни системи се симетрични а одделните фази се подеднакво оптоварени така што тие работат во симетричен и урамнотежен режим на работа.

Главна одлика на таквиот режим е што трите фазни струи во било која гранка од системот, како и трите фазни напони во било кој негов јазел образуваат трифазен симетричен систем со директен редослед на фазите. Тоа значи дека модулите на трите фазни напони (струи) се еднакви помеѓу себе а соодветните комплексни претставници (кои што се нарекуваат фазори) се фазно поместени за по 120°el. Пример за трифазен систем на напони и струи е прикажан на слика 4.1 б.

Фактот што струјните и напонските прилики во сите три фази од еден елемент на системот се еднакви по своите ефективни вредности (модули) овозможува решавањето на трифазните симетрични и урамнотежени мрежи да се упрости така што наместо да го посматраме системот (колото) трифазно, доволно е преку воведувањето на т.н. „еднофазни“ (еднополни) заменски шеми да ги определиме приликите во само една од фазите (нпр. во фазата „А“) бидејќи однапред знаеме дека приликите во останатите две фази се наполно исти како и во набљудуваната фаза само што се тие временски поместени за по ± 120°el. Но за да дојдеме до начинот на формирање на еднофазните заменски шеми најнапред ќе се запознаеме со моделот на трифазнен симетричен вод.

4.4. РЕДНИ ИМПЕДАНЦИИ НА НАДЗЕМНИТЕ ВОДОВИ

Модел на двоспроводен (двожичен) вод.

Да посматраме најнапред едноставен случај на двоспроводен вод составен од два идентични спроводника со пречници $d_p = 2r_p$, паралелно поставени во воздухот на меѓусебно растојание D. Едниот спроводник е „директен“ а другиот „повратен“ и низ нив тече иста струја но во спротивни насоки. Тие, значи, формираат правоаголна контура низ која што циркулира истата струја. Во тој случај, од „Основи на електротехника“ е познато дека индуктивноста по единица должина на така формираната контура L изнесува:

$$L = \frac{\mu_0}{\pi} \cdot \left(\ln \frac{D}{r_p} + \frac{1}{4} \right); \quad \mu = \mu_r \cdot \mu_0 = 1 \cdot \mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} \ \frac{\mathrm{H}}{\mathrm{km}}. \tag{4.1}$$

Индуктивната отпорност по единица (km) должина со која што контурата се спротивставува на течењето на струјата во тој случај ќе изнесува:

$$x_{\text{контура}} = \omega \cdot L = \frac{\omega \cdot \mu_0}{\pi} \cdot \left(\ln \frac{D}{r_p} + \frac{1}{4} \right) \tag{4.2}$$

додека индуктивноста x по единица должина на едниот од двата спроводника на двоспроводниот вод ќе биде двојно помала:

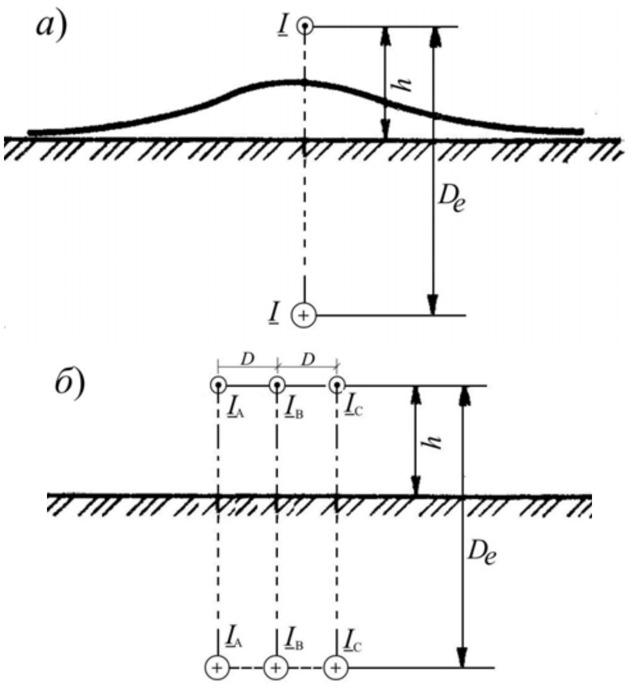
$$x = \frac{x_{\text{контура}}}{2} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{D}{r_p} + \frac{1}{4} \right) = \omega \cdot \left(4,6052 \cdot \log \frac{D}{r_p} + \frac{1}{2} \right) \cdot 10^{-4} \; \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.3}$$

Вкупната сопствена импеданција по единициа должина $\underline{z}$ на двоспроводниот вод за фреквенција f = 50 Hz (ω = 2πf = 100π) ќе биде:

$$\underline{z} = r + jx = r + j \cdot \left(0,1445 \cdot \log \frac{D}{r_p} + 0,0157 \right) \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.4}$$

Модел на еднопроводен (двожичен) вод со повратен пат преку земјата.

Да го разгледаме сега случајот на еднопроводен вод, т.е. систем формиран од хоризонтален спроводник на висина h над површината од земјата и самата земја како повратен пат на струјата (слика 4.2). Ваквиот модел ни е потребен за да ги изведеме изразите за редна импеданција на трифазните водови.



Слика 4.2. Карсонов модел за систем спроводник – земја:
(а) за еднопроводен вод; (б) за триспроводен вод

Теориските и експерименталните истражувања врз моделирањето на овој проблем што биле вршени во 20-тите години на минатиот век

од Риденберг (Rüdenberg) и Карсон (Carson) покажале дека системот спроводник – земја може да се сведе на систем двоспроводен вод. Но сега покрај директниот спроводник, се јавува и замислениот повратен спроводник по кој што се враќа струјата низ земјата а тој има радиус 1 m и се наоѓа во земјата закопан на некоја еквивалентна длабочина D_e која што зависи од нејзината специфична отпорност ρ и од фреквенцијата f. Вредноста на оваа длабочина, за фреквенции од редот 50 – 60 Hz, според Карсон се пресметува со помош на следната релацијата (4.5):

$$D_e = 658{,}5 \cdot \sqrt{(\rho / f)}. \tag{4.5}$$

За фреквенција f = 50 Hz вредностите за D_e, во зависност од специфичната отпорност на тлото ρ, се прикажани во табелата 4.1.

Табела 4.1. Зависност $D_e = f(\rho)$ за f = 50 Hz

Почва	**Каменита**	**Сува**	**Влажна**	**Морска вода**
Спец. отпорност (Ω·m)	10000	1000	100	1
Екв. длабочина D_e (m)	9380	2960	938	94

Доколку не е позната вредноста на специфичната отпорност ρ обично се усвојува D_e = 1000 m, независно од височината h на обесување на спроводникот над земјата.

Тоа значи дека флуксот опфатен со контурата формирана од спроводникот над земјата и самата земја е ист со флуксот во двожичниот вод (контурата) спроводник – еквивалентен повратен спроводник. Според тоа и подолжната индуктивност на едноспроводниот вод е иста со подолжната индуктивност на така формираниот двожичен вод. По аналогија на изразот за подолжна реактанција (4.3), таа во овој случај се пресметува со следната равенка (4.6):

$$x = 0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0{,}0157 \quad \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.6}$$

Повратната стуја во земјата во неа создава актвни загуби на моќност. Според Карсоновиот модел тие загуби не зависат од отпорноста ρ односно длабочината D_e и можат да се опфатат преку зголемување на активната отпорност на спроводникот r за вредноста $r_Z = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4} \approx 0{,}05$ Ω/km, т.е. може да се замисли дека повратниот спроводник има подолжна активна отпорност r_Z = 0,05 Ω/km. На тој начин вкупната подолжна импеданција на едноспроводниот систем спроводник – земја ќе изнесува:

$$\underline{z}_s = r + jx = (r + r_Z) + j \cdot \left(0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0{,}0157 \right) \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.7}$$

Трифазните водови можат да се замислат, според Карсоновиот модел од сликата 4.2, како три парови спроводник – земја. Со оглед на тоа дека растојанието D_e на кое што се наоѓа секој повратен спроводник е многукратно поголемо од височините h_i меѓусебните растојанија D_{ij} помеѓу фазните спроводници, сосема е сеедно дали тие

имаат хоризонтален распоред (како на сликата 4.2 б) или некој друг распоред.. Кај нив покрај сопствените импеданции (4.7) ќе се појават и меѓусебни импеданции помеѓу секои парови контури со кои што се моделираат одделните двопроводни водови. Според Карсоновиот модел меѓусебната импеданција помеѓу два спроводника i и j, кои што се наоѓаат на растојание D_{ij} во просторот ќе изнесува:

$$\underline{z}_{ij} = r_Z + j \cdot 0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{D_{ij}} \quad \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.8}$$

Да претпоставиме дека на трифазниот вод е извршена транспозицииција, како што е вообичаено кај преносните водови со должини над 30-тина km (слика 2.14). Во тој случај сопствените $\underline{z}_s$ и меѓусебните подолжни импадации $\underline{z}_m$ помеѓу фазните спроводници од трифазниот вод ќе се пресметуваат со помош на следните релации:

$$\underline{z}_s = (r + r_Z) + j \cdot \left(0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0{,}0157 \right) \frac{\Omega}{\text{km}}, \tag{4.9}$$

$$\underline{z}_m = \frac{\underline{z}_{AB} + \underline{z}_{AC} + \underline{z}_{BC}}{3} = r_Z + j \cdot 0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{D_m} \quad \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.10}$$

Во последната релација со D_m е означено т.н. „*средно-геометриско растојание*“ помеѓу фазните спроводници, кое што се пресметува со помош на релацијата (4.11):

$$D_m = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}}\ . \tag{4.11}$$

За случајот на хоризонтален распоред на фазните спроводници, како на сликата (4.2б) ќе имаме:

$$D_m = \sqrt[3]{D \cdot 2D \cdot D} = D \cdot \sqrt[3]{2} = 1{,}26 \cdot D. \tag{4.12}$$

Разликата $\underline{z}_s - \underline{z}_m$ помеѓу сопствената и меѓусебната импеданција се нарекува *погонска надолжна импеданција* на трифазниот вод. Таа изнесува:

$$z = \underline{z}_s - \underline{z}_m = r + jx = r + j \cdot (0{,}1445 \cdot \log \frac{D_m}{r_p} + 0{,}0157) \quad \frac{\Omega}{\text{km}}. \tag{4.13}$$

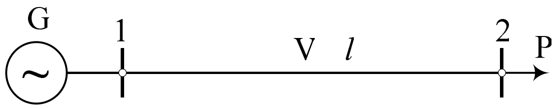
Во наредната точка ќе видиме дека пресметката на состојбите кај надземните водови во една мрежа за симетричен и урамнотежен работен режим се врши со помош на нивните погонски импеданции.

Модел на трифазен симетричен вод во симетричен урамнотежен режим на работа. Погонска импеданција.

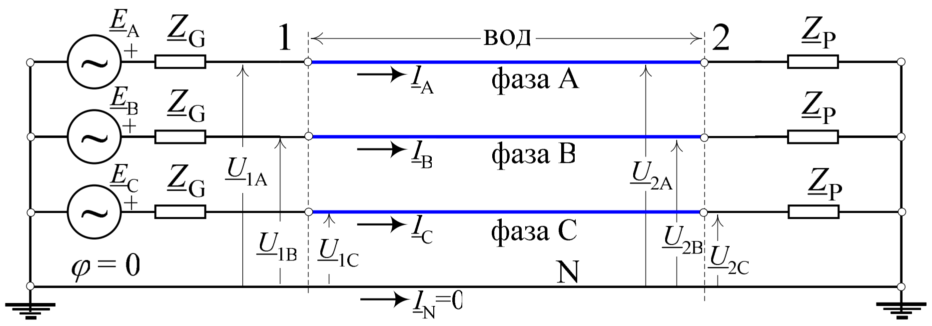
Современите ЕЕС се изведуваат како трифазни и симетрични. Ако потрошувачите, приклучени на нив, се исто така симетрични, тогаш и режимот на работа ќе биде симетричен и урамнотежен. Тогаш трите фазни напони / струи во нило кој елемент на системот ќе образуваат трифазен симетричен систем (слика 4.1 б). Тој услов е скоро целосно задоволен кај мрежите со среден, висок и највисок напон (U_n > 1 kV). Кај нив постои некоја несиметрија, генерирана главно од самиот конзум, но таа е толку мала (под 2%) што може слободно да се

занемари. За несиметријата единствено треба да се води сметка кај нисконапонските мрежи каде што постои голем број еднофазни потрошувачи/приемници и таму таа може да биде значителна. Анализата на таквите мрежи се врши со специјални постапки, а тоа излегува од рамките на овој материјал. Сите анализи то ќе се вршат во наредниот дел ќе се однесуваат на трифазните урамнотежени системи што работат во стационарен режим на работа.

Да го разгледаме случајот на една трифазна мрежа (коло) која што се состои од трифазен генератор (G) со намотки врзани во ѕвезда, трифазен преносен вод (V) со должина l и симетричен трифазен потрошувач, (P).



Слика 4.3. Монофазна претстава (еднопона заменска шема) на разгледуваниот систем



Слика 4.4. Трифазна претстава на разгледуваниот систем

На сликата 4.3 е прикажана еднополната (мофазна) заменска шема додека на сликата. 4.4 соодветната трифазна претстава на разгледуваното коло. Од посебен интерес за нас се релациите што постојат помеѓу приликите на почетокот (1) и крајот (2) од водот за таквиот режим.

Поради фактот што системот е симетричен, односно поради важењето на следната релација:

$$\underline{I}_N = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0 \,, \tag{4.14}$$

низ неутралниот спроводник (N) нема да тече струја т.е. ѕвездиштата кај генераторот и потрошувачот ќе бидат на ист потенцијал φ за кој што ќе усвоиме вредност φ = 0, па на тој начин неутралниот спроводник можеме да го отстраниме. Тогаш потенцијалите на одделните точки од фазните спроводници ќе бидат наедно и нивните фазни напони.

Нека со $[\underline{U}_{1A}\ \underline{U}_{1B}\ \underline{U}_{1C}]^T$ и $[\underline{U}_{2A}\ \underline{U}_{2B}\ \underline{U}_{2C}]^T$ ги означиме матриците колони на фазните напони на почетокот односно крајот од водот, додека со $[\underline{I}_A\ \ \underline{I}_B\ \ \underline{I}_C]^T$ ќе ја означиме матрицата на соодветните фазни

струи, како што е тоа прикажано на сликата 4.1 б. Тогаш, врз основа на II Кирхофов закон за колото од сликата 4.4 можеме да пишуваме:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1A} \\ \underline{U}_{1B} \\ \underline{U}_{1C} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{U}_{2A} \\ \underline{U}_{2B} \\ \underline{U}_{2C} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{pmatrix}. \tag{4.15}$$

Притоа имаме:

$$\underline{Z}_s = \underline{z}_s \cdot l = (r_Z + r) \cdot l + j(0{,}1445 \cdot \log \frac{D_m}{r_p} + 0{,}0157) \cdot l \text{ и}$$

$$\underline{Z}_m = \underline{z}_m \cdot l = r_Z \cdot l + j0{,}1445 \cdot \log \frac{D_e}{D_m} \cdot l.$$

Од првата редица на овој систем равенки, запишан со матрична нотација, се добива:

$$\underline{U}_{1A} = \underline{U}_{2A} + \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_A + \underline{Z}_m \cdot \underline{I}_B + \underline{Z}_m \cdot \underline{I}_C = \underline{U}_{2A} + \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_A + \underline{Z}_m \cdot (\underline{I}_B + \underline{I}_C)\ , \tag{4.16}$$

Од (4.14) следува:

$$(\underline{I}_B + \underline{I}_C) = -\ \underline{I}_A\ , \tag{4.17}$$

па на тој начин, со замена на (4.17) во (4.16) се добива:

$$\underline{U}_{1A} = \underline{U}_{2A} + \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_A - \underline{Z}_m \cdot \underline{I}_A = (\underline{Z}_s - \underline{Z}_m) \cdot \underline{I}_A = \underline{Z} \cdot \underline{I}_A\ , \tag{4.18}$$

Од последната релација заклучуваме дека како последица на симетријата и урамнотеженоста на системот приликите во фазата „А“ можат да се искажат како односи само помеѓу фазните напони и струи во таа фаза. Се разбира дека е сосема идентичен е заклучокот и за преостанатите две фази „В“ и „С“, т.е ќе имаме.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{1A} &= \underline{U}_{2A} + \underline{Z} \cdot \underline{I}_A \\ \underline{U}_{1B} &= \underline{U}_{2B} + \underline{Z} \cdot \underline{I}_B\ . \\ \underline{U}_{1C} &= \underline{U}_{2C} + \underline{Z} \cdot \underline{I}_C \end{aligned} \tag{4.19}$$

Величината $\underline{Z} = \underline{Z}_s - \underline{Z}_m$ која што фигурира во последните две релации се нарекува „*редна погонска импеданција*“ ва трифазниот вод. Таа претставува вештачка, математички воведена, величина која нема физичка позадина, т.е. таа директно не може да се измери. Таа се однесува на трифазни водови кои што работат во симетричен урамнотежен режим на работа и овозможува на едноставен начин да биде опфатен сумарниот ефект од постоењето на сопствените и меѓусебните спреги кај фазните спроводници од трифазните надземни водови.

4.4. ЗАМЕНСКИ ШЕМИ НА ТРИФАЗНИТЕ ВОДОВИ

Анаализите на карактеристичните режими во трифазните кола се врши со примена на монофазни (еднополни) заменски шеми. Во нив се претставени параметрите на системот и на режмот за само една од фазите, на примр за фазата „А“, додека приликите во преостанатите две фази „В“ и „С“ се добуиваат сосема едноставно, со едностано

рорирање на фазорите кои што се однесуваат на приликите во набљудуваната референтна фаза „А“. Затоа отсега па натаму моделите што ќе се презентираат за сите елементи на ЕЕС ќе се однесуваат на нивната соодветна монофазна заменска шема.

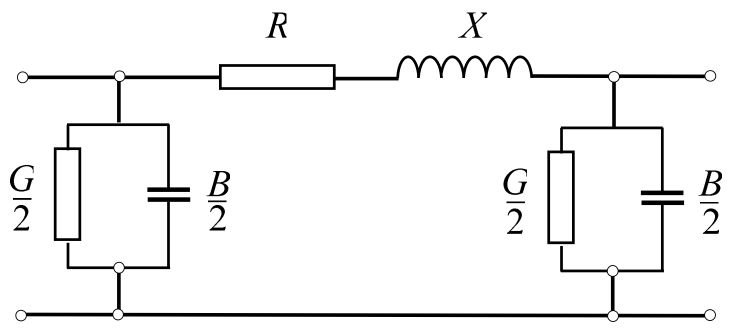
По должината на водовите, практично рамномерно, се распределени се нивните погонски параметри:

- редната активна отпорност r,
- редната индуктивна отпорност x,
- попречната активна одводност g и
- попречната капацитивна проводност b.

Во практичните пресметки за надземните водови со должина l не поголема од 250 km и за кабелските водови со должина до 50 km, рамномерно распределените параметри на водот можат да се заменат со концентрираните параметри R, X, G и B, при што е:

$R = r \cdot l$, $X = x \cdot l$, $G = g \cdot l$ и $B = b \cdot l$.

Заменската π–шема на водот, која одговара на овие услови, е прикажана на сликата 4.5.



Слика 4.5. Заменска π–шема на вод

Редната активна отпорност r на спроводниците со напречни пресеци што се користат во пракса и при фреквенција 50 Hz е практично еднаква на нивната активна отпорност при еднонасочна струја, бидејќи во тие услови појавата на површинскиот ефект (скин ефект) е слабо изразена. Податоците за редните активни отпорности на спроводниците обично се даваат за температура од +20°C и можат да се најдат во каталозите на нивните производители или пак во разни прирачници.

Во недостиг на други податоци редната активна отпорност r_{20} при 20°C на спроводниците од алуминиум или алучел јажиња, изразена во Ω/km, со задоволителна точност за практични пресметки може да се определи со равенката:

$$r_{20} = \frac{1000}{34 \cdot A} = \frac{29{,}4}{A} \quad \Omega/\mathrm{km} \qquad (4.20\ \mathrm{a})$$

Во оваа равенка со A е означена површината на напречниот пресек на алуминиумскиот дел од јажето, изразен во mm^2 .

При температура θ, различна од 20°C, активната отпорност по единица должина r_θ се пресметува со следната формула:

$$r_\theta = r_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \, . \qquad (4.21)$$

Во неа со r_{20} е означена подолжната (надолжната) редна отпорност на спроводникот при температура 20°C, додека α е температурниот коефициент на промена на отпорот, кој за алуминиумот (а исто така и за бакарот) приближно изнесува $\alpha = 0{,}004$ 1/°C.

Но работната температура на спроводниците од надземните водови е секогаш повисока од амбиентната температура и обично се движи помеѓу 30 и 40°C. Затоа во практиката, за пресметка на подолжната активна отпорност а работната температура се користи релацијата:

$$r = \frac{1000}{32 \cdot A} = \frac{31{,}25}{A} \quad \Omega/\text{km}. \qquad (4.20\ б)$$

Погонската редна индуктивна отпорност x на надземните водови зависи од растојанијата меѓу спроводниците на водот и од нивните радиуси. За трифазните надземни водови таа се пресметува со равенката:

$$x = \frac{\omega \cdot \mu_o}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{D_m}{r_p} + \frac{1}{4}\right) , \qquad (4.22)$$

т.е.:

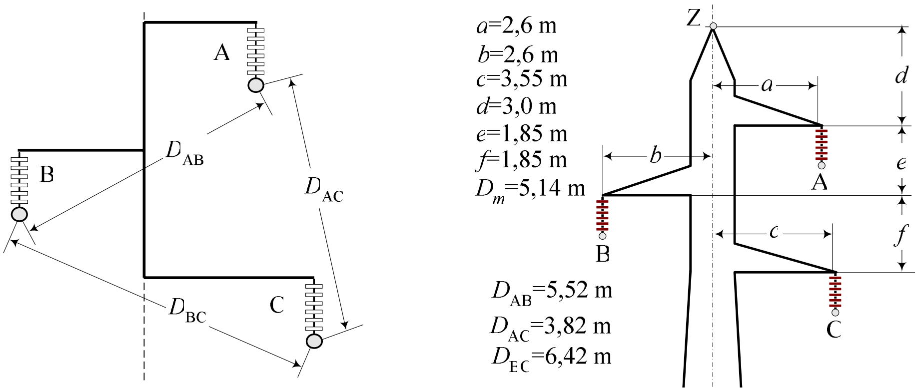
$$x = 0{,}1445 \cdot \log \frac{D_m}{r_p} + 0{,}0157 \quad \Omega/\text{km} \, . \qquad (4.23)$$

каде што е:

r_p радиус на спроводникот (се претпоставува дека сите фазни спроводници имаат исти димензии);

D_m *средно-геометриско растојание* (СГР) меѓу фазните спроводници (види сл. 4.6а). Тоа се пресметува со равенката:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} \; , \qquad (4.24)$$



Слика 4.6. Диспозиција на фазните спроводници на главата од столбот. Десно: Глава на столб тип „S“ (ЕМО-Охрид)

Равенката (4.4) може да се напише во следниот облик:

$$x = 0{,}1445 \cdot \log \frac{D_m}{D_s} \, . \qquad (4.25)$$

Во последната равенка е воведена величината D_s која се нарекува *сопствено средно–геометриско растојание* (ССГР) на спроводникот (спроводниците во снопот).

За масивни спроводници, или пак за спроводници изведени во форма на јажиња од еднороден материјал, сопственото средно-геометриско растојание се пресметува со формулата:

$$D_s = r_p' = e^{-\frac{1}{4}} \cdot r_p = 0,7788 \cdot r_p \ , \qquad (4.26)$$

За алучел–јажињата тоа се пресметува со помош на прилично сложени формули. Сепак, за алучел–јажињата со однос на пресеците $\varepsilon = S_{Al} / S_{Fe} = 6:1$, кој најчесто се среќава кај надземните водови, сопственото средно–геометриско растојание приближно изнесува :

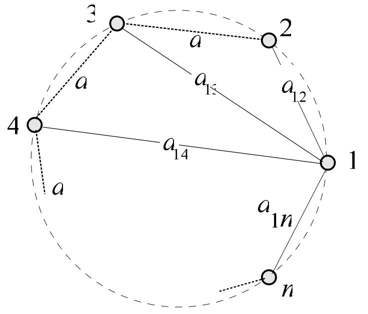
$$D_s \approx 0,81 \cdot r_p \ . \qquad (4.27)$$

За пренесување на големи моќности со надземните водови се користат високи напони и големи пресеци на фазните спроводници. Зголемувањето на попречниот пресек кај високонапонските преносни водови се врши најчесто со поставување на повеќе спроводници по фаза, односно со поставување повеќе *спроводници во сноп* (сл. 4.7).

На тој начин, секоја фаза ќе биде составена од поголем број спроводници, поставени најчесто во темињата на рамностран многуаголник, чија страна a обично изнесува од 30 до 50 cm. Во ваквиот случај снопот составен од поголем број спроводници може да се еквивалентира со еден единствен еквивалентен спроводник, чиешто сопствено средно–геометриско растојание се пресметува со помош на формулата:

$$D_s = \sqrt[n]{r_p' \cdot \prod_{i=2}^{n} a_{1i}} = \sqrt[n]{r_p' \cdot a_{12} \cdot a_{13} \cdot \ldots \cdot a_{1n}} \ . \qquad (4.28)$$

Во последната формула со n е означен бројот на спроводниците во снопот, со a_{1i} е означено растојанието помеѓу првиот и i–тиот спроводник во снопот (сл. 4.3), додека r'_p е еквивалентниот радиус (полупречникот) на спроводниците (јажињата) од снопот, пресметан со помош на (4.26).



Слика 4.7. Спроводници во сноп

Така на пример, ако снопот е составен од $n = 2$ спроводника, поставени на меѓусебно растојание a, сопственото средно–геометриско растојание на спроводниците во снопот ќе изнесува:

$$n = 2: \quad D_s = \sqrt{r_p' \cdot a} \; . \qquad (4.29)$$

Во случајот $n = 3$, ќе имаме:

$$n = 3: \quad D_s = \sqrt[3]{r_p' \cdot a^2} \; , \qquad (4.30)$$

додека кога е $n = 4$, со помош на формулата (4.28) добиваме:

$$n = 4: \quad D_s = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_p' \cdot a^3} \; . \qquad (4.31)$$

Со изведба на спроводниците во сноп се намалува редната погонска индуктивна отпорност по единица должина. Така, на пример, ако снопот е составен од два спроводника, индуктивната отпорност на водот ќе биде помала за 15 до 20% во споредба со истата за случајот кога би имале само еден спроводник по фаза. Ако пак снопот е составен од три спроводници, тогаш индуктивната отпорност на водот се намалува за 25 до 30%. Со натамошното зголемување на бројот на спроводниците во снопот индуктивната отпорност на водот и понатаму се намалува, но тоа намалување ќе биде многу помалку изразено.

Ако на едни исти столбови се поставени две тројки на спроводници (т.е. ако се работи за т.н. двосистемски вод), индуктивната отпорност на секоја тројка, т.е. на секој од водовите, ќе зависи и од нивниот заемен распоред. Присуството на вториот вод врши намалување на индуктивната отпорност кај првиот за 15 до 20% – и обратно.

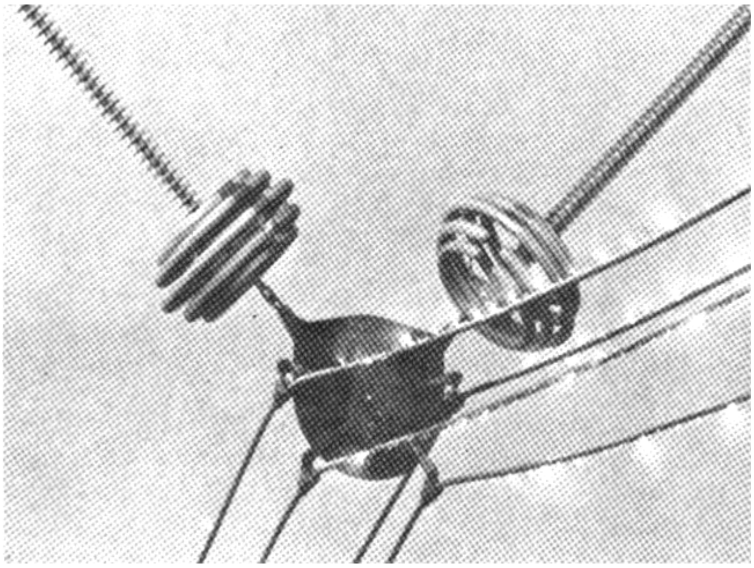
Табела 4.1. Просечни вредности на реактанциите по единица должина за некои видови надземни и кабелски водови

Вид на надземниот вод	***x*** **(Ω/km)**
Надземен, до 1 kV	0,33
Надземен, 6 - 10 kV	0,38
Надземен, 20 kV, 35 kV, 110 kV	0,40
Надземен, 220 kV	041
Надземен, 380 kV	0,34
Кабелски, до 1 kV	0,06
Кабелски, 6 - 10 kV	0,08
Кабелски, 20 kV	0,11
Кабелски, 35 kV	0,13

Погонските реактанции на трифазните надземни водови се неколку пати поголеми отколку реактанциите на трифазните кабли. Тоа јасно се гледа од табелата 4.1. Во оваа табела се прикажани просечните вредности на погонските индуктивни отпорности (реактанции) по единица должина на некои надземни и кабелски водови.

Попречната активна одводност g на водот се определува врз основа на загубите на активна моќност во изолацијата на водот.

Кај надземните водови од сите напони загубите на активна моќност во изолаторите се сосема мали, дури и во подрачјата со големо *аерозагадување*. Затоа овие загуби обично се занемаруваат. Меѓутоа, кај високонапонските водови со номинален напон 110 kV и повисок, во определени услови се јавува специфично празнење околу спроводниците, наречено *корона*.



Слика 4.8. Корона кај 500 kV надземен вод

Ова празнење е последица на интензивна јонизација на воздухот околу спроводниците, условена од превисока јачина на електричното поле, или пак на смалена диелектрична цврстина на воздухот која се должи на присуството на влага и разни честички во него. Короната е проследена со виолетова светлина и карактеристичен сиктав шум.

Појавата на корона е особено интензивна при влажно време. Тогаш, загубите поради короната се за 10 па и повеќе пати поголеми од вообичаените. Најефикасен начин за смалување на загубите на моќност поради короната е примена на спроводници со поголем надворешен радиус, односно со примена на спроводници во сноп. Со ова се намалува интензитетот на електричното поле на површината на спроводниците и се ослабува процесот на јонизација на околниот воздух. Од тие причини се утврдени најмалите дозволени пресеци на спроводниците и јажињата кај надземните водови со разни номинални напони, со што се постига загубите поради короната да бидат прифатливи. Нивните вредности се дадени во табелата 4.2 .

Табела 4.2. Најмали дозволени пресеци кај надземните водови заради намалување на ефектот на корона

Номинален напон на водот (kV)	Најмал дозволен пресек на Al/Č–јаже
110 kV	70/12
220 kV	240/40
380 kV	2 × 490/65

За пресеци на спроводниците наведени во табелата 4.2, како и за пресеци поголеми од нив, загубите на активна моќност кај надземните водови поради короната се мали и изнесуваат околу 1 kW/km за 110 kV надземни водови, односно неколку kW/km за надземни водови со повисок напон. Меѓутоа, кај надземните водови со највисок напон (500 kV и 750 kV), при лошо време, загубите поради короната можат да достигнат и вредности преку 100 kW/km, што при поголеми должини на водовите доведува до значителни загуби на моќност кои се мерливи со џуловите загуби.

Кај електроенергетските кабли со номинален напон до 35 kV загубите на активна моќност во изолацијата (диелектричните загуби) се сосема мали и обично не се земаат предвид во пресметките. Но, кај каблите со напон 110 kV и повеќе загубите во диелектрикот можат да изнесуваат неколку kW/km.

Од изложеното се гледа дека погонската попречна активна спроводност е менлив нелинеарен параметар. Неа можеме да ја определиме со помош на равенката:

$$g = \frac{\Delta P'_{iz}}{U^2} \,, \tag{4.32}$$

каде што $\Delta P'_{iz}$ се вкупните загуби на активна моќност по единица должина во изолацијата на водот, во случајот кога водот работи со погонски напон U.

Во практичните пресметки на стационарните режими на работа на трифазните електроенергетски мрежи има смисла попречната

активна спроводност на водот да се зема предвид само кај водовите со номинален напон 380 kV и повеќе. Но и тогаш, од чисто практични причини, погодно е наместо да се работи со активната одводност B на водот, загубите во изолацијата ΔP_{iz}, односно загубите поради короната ΔP_{kor}, да се земаат како дополнително електрично оптоварување на краевите на водот (по половина на секој негов крај).

Погонската попречна капацитивна спроводност b на водот е последица на постоењето на заемната капацитивност помеѓу фазните спроводници како и на капацитивност помеѓу секој фазен спроводник и земјата. Овде ќе се задржиме само на водовите кај кои е извршено вкрстосување (транспозиција) на фазите (види слика 2.9).

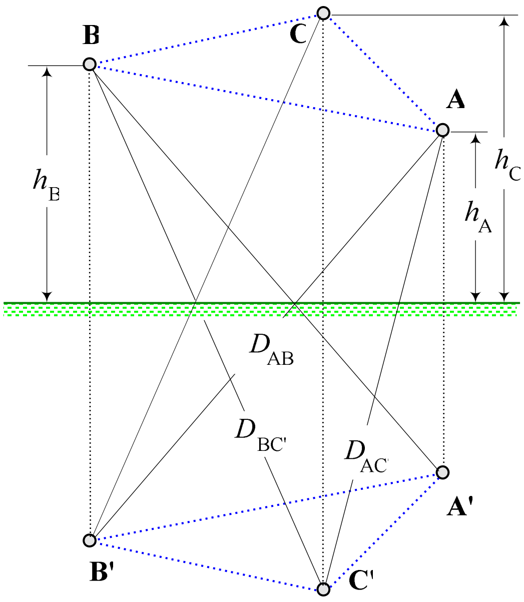
Погонската капацитивност по единица должина C'_p на трифазен вод може да се пресмета со помош на следната формула:

$$C'_p = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln \dfrac{2H_s \cdot D_m}{r_p \cdot H_m}}. \tag{4.33}$$

каде што се:

r_p - радиус на спроводниците;

$$H_s = \sqrt[3]{h_\mathrm{A} \cdot h_\mathrm{B} \cdot h_\mathrm{C}}\ ;\ D_m = \sqrt[3]{D_\mathrm{AB} \cdot D_\mathrm{AC} \cdot D_\mathrm{BC}};\ H_m = \sqrt[3]{D_\mathrm{AB'} \cdot D_\mathrm{AC'} \cdot D_\mathrm{BC'}}.$$



Слика 4.9. Скица за објаснение на формулата (4.33)

Значењето на ознаките h_i, D_{ik} и $D_{ik'}$ се гледа од сликата 4.9, со следното дополнение. Поради тоа што спроводниците не се хоризонтални, туку во просторот заземаат облик на синџирница (верижник, ланчаница), нивната просечна висина над земјата h_i се пресметува со помош на следниот израз:

$$h_i = h_{i,\min} + (1/3) \cdot f_i\ ;\ (\ i = \mathrm{A, B, C}) \tag{4.34}$$

Формулата (4.34) ја дава т.н. „ефективна височина“ на i-тиот спроводик. Во неа со f_i е означен неговиот провес додека со $h_{i,\min}$ е означена височината на темето на синџирницата над тлото.

$$h_i = h_{i,\min} + (1/3)\cdot f_i \ ; (\ i = \mathrm{A, B, C}) \qquad (4.34)$$

Во формулата (4.15) со f_i е означен провесот на i–тиот спроводник, додека со $h_{i,\min}$ е означена височината на темето на синџирницата над тлото.

Погонската попречна капацитивна спроводност по единица должина на водот ќе биде:

$$b = \omega\cdot C_p' = \frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\log\dfrac{2H_s\cdot D_m}{r_p\cdot H_m}} \ , \ \frac{\mathrm{S}}{\mathrm{km}} \ . \qquad (4.35)$$

Доколку водот е изведен со спроводници во сноп, тогаш повторно се користи равенката (4.35), со таа разлика што радиусот на спроводникот r_p се заменува со еквивалентниот радиус на снопот D_s, пресметан со помош на (4.28).

Кај реалните водови обично е $2H_s \approx H_m$, па равенката (4.34) може да се напише поедноставно:

$$b \ = \frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\log\dfrac{D_m}{r_p}} \ \frac{\mathrm{S}}{\mathrm{km}} \ . \qquad (4.36)$$

Кога не н‹ е позната геометријата на фазните спроводници, за приближната проценка на големината на погонската капацитивна спроводност по единица должина можат да се користат следните вредности:

- b = 2,6 – 2,8 μS/km – за водови 110 kV и 220 kV, со еден спроводник по фаза;
- b = 3,3 μS/km – за водови 380 kV, со два спроводника по фаза.

Кај кабелските водови вредностите на погонската капацитивна спроводност по единица должина b се значително поголеми.

Постоењето на капацитивноста на водот е причина за течење на капацитивна струја низ водот (струја која му претходи на напонот за 90°) дури и тогаш кога е водот неоптоварен. Доколку, поради упростување, претпоставиме дека напонот долж водот е константен (иако тоа не е сосема така), тогаш вкупната капацитивна струја, генерирана од капацитивноста на водот, ќе биде:

$$I_C = U_f\cdot b\cdot l = B\cdot U_f, \qquad (4.37)$$

каде што U_f е фазниот погонски напон.

На струјата I_C ѝ соодветствува капацитивната моќност на водот Q_C, која се нарекува и генерирана реактивна моќност на водот:

$$Q_C = 3\cdot U_f\cdot I_C = 3\cdot B\cdot U_f^2 = B\cdot U^2 \ . \qquad (4.38)$$

Во последната формула со U е означен *меѓуфазниот работен (погонски)* напон на водот.

Од изведените формули за пресметување на погонската капацитивна спроводност на водот произлегува дека таа малку зависи од големината на средно–геометриското растојание на фазните спроводници, а малку зависи и од големината на пречникот на спроводниците. Со нивната измена во доста широки граници погонската капацитивна спроводност малку ќе се менува.

Табела 4.4. Просечни вредности на генерираната реактивна моќност од надземни водови со должина l = 100 km

Номинален напон на водот U_n (kV)	Генерирана реактивна моќност Q_C (Mvar/100 km)
110	3,3
220	13,0
380	50,0

Генерираната реактивна моќност на водот Q_C зависи од квадратот на погонскиот напон. Во табелата 4.3 се прикажани просечните вредности на генерираната реактивна моќност за надземни водови со разни номинални напони и за должина l = 100 km.

Капацитивните струи кај кабелските водови се значително поголеми во однос на истите кај надземните водови. Причина за тоа е големата капацитивна спроводност кај каблите, што е последица на малите меѓусебни растојанија меѓу спроводниците и поголемата диелектрична константа на диелектрикот ε.

Поради тоа генерираните реактивни моќности од каблите ќе бидат исто така многу поголеми. Така, на пример, трижилен кабел за напон 20 kV, со пресек на спроводниците 150 mm^2 и со должина 100 km, при номинален напон би генерирал околу 5,6 Mvar. Ако кабелскиот вод за напон 20 kV би го сочинувале три едножилни кабли со истиот пресек (150 mm^2), тогаш тој би генерирал околу 3,3 Mvar на 100 km.

Сепак, кога се работи за кабли со номинален напон под овој напон ($U_n \leq$ 10 kV) и со релативно мали должини, во практичните пресметки на состојбата во електроенергетските мрежи, нивните капацитивни струи не се земаат предвид.

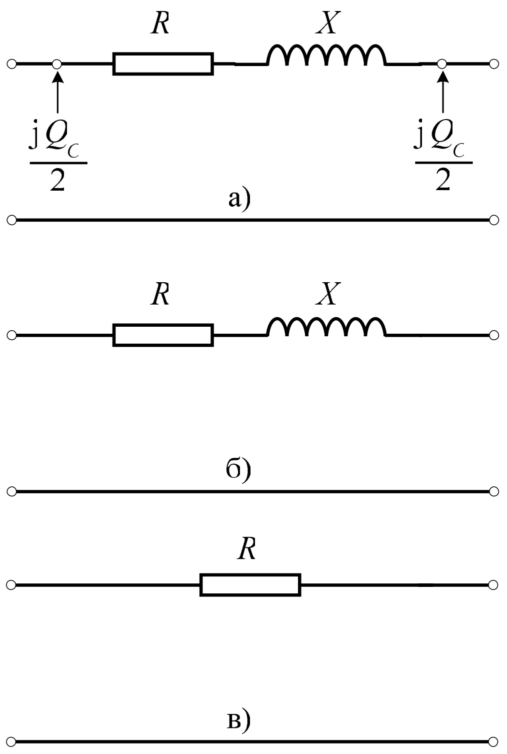
Ако ни е позната генерираната реактивна моќност на еден вод Q_c, тогаш, наместо со заменската π–шема, него ќе можеме да го претставиме со шемата од сл. 4.5 а, со што решавањето на мрежата се упростува. Притоа, кај надземните водови со номинален напон 35 kV и понизок, капацитивната спроводност на водот може воопшто да не се зема предвид. За нив задоволува и заменската шема од сликата 4.5 б.

Од друга страна, при решавањето на кабелските мрежи со номинален напон 10 kV и понизок, може да се изврши занемарување на погонските индуктивни отпорности доколку каблите се со релативно мал пресек. Во тој случај нив ги претставуваме со заменската шема од сликата 4.5 в.

а) Упростен облик на заменската шема, без попречни гранки

б) Заменска шема за СН и НН надземни водови и кабли

в) Заменска шема за НН вод со мал пресек



Слика 4.10. Разни облици на заменска шема на вод

Кога низ водот тече одредена струја на оптоварувањето $I = I_f$, тогаш во редната индуктивна отпорност на водот се остваруваат загуби на реактивна моќност:

$$Q_X = 3 \cdot X \cdot I^2 \;, \tag{4.39}$$

и истовремено, погонскиот капацитет на водот генерира определена реактивна моќност Q_C:

$$Q_C = 3 \cdot B \cdot U_f^2 \,. \tag{4.40}$$

Ако водот струјно го оптовариме така што ќе се постигне овие две реактивни моќности да бидат еднакви меѓусебно, тогаш на водот ќе имаме баланс (рамнотежа) на реактивната моќност, т.е. водот не ќе биде ниту извор ниту потрошувач на реактивна моќност и загубите на реактивна моќност во преносот ќе бидат $\Delta Q = Q_C - Q_X = 0$. Значи тргнувајќи од условот $Q_C = Q_X$, ќе ја добиеме следната релација помеѓу напонот и струјата која важи за овој карактеристичен режим:

$$\frac{U_f}{I_f} = \sqrt{\frac{X}{B}} = \sqrt{\frac{x}{b}} = \sqrt{\frac{L_p'}{C_p'}} = Z_V \,. \tag{4.41}$$

Со последната релација е дефинирана таканаречената *погонска бранова импеданција* на водот Z_V. Таа е, значи, реална величина.

Кога на крајот од водот е приклучен чисто активен потрошувач чијашто активна отпорност е точно еднаква на погонската бранова импеданција на водот Z_V, тогаш за водот велиме дека пренесува *природна моќност* P_N. Во таквиот режим, освен што постои баланс

помеѓу „произведената” и „потрошената” реактивна моќност, напонот и струјата насекаде долж водот се константни по модул и се во фаза.

Големината на брановата импеданција Z_V лесно се определува врз основа на самата геометрија на водот. Со оглед на релациите со помош на кои се пресметуваат погонскиот индуктивитет и капацитет по единица должина кај трифазните надземни водови:

$$L'_p = \frac{\mu_o}{2\pi}\cdot\left(\ln\frac{D_m}{r_p}+\frac{\mu_r}{4}\right) \approx \frac{\mu_o}{2\pi}\cdot\ln\frac{D_m}{r_p} \quad \text{и} \quad C'_p = \frac{2\pi\,\varepsilon_o}{\ln(D_m/r_p)}, \tag{4.42}$$

и водејќи сметка за големините:

$\mu_o = 4\pi\cdot 10^{-7}$ H/m и

$\varepsilon_o = 10^{-9}/36\pi$ F/m,

добиваме:

$$Z_V = \frac{1}{2\pi}\cdot\sqrt{\frac{\mu_o}{\varepsilon_o}}\cdot\ln\frac{D_m}{r_p}\ .$$

или:

$$Z_V = 60\cdot\ln\frac{D_m}{r_p} = 138\cdot\log\frac{D_m}{r_p}. \tag{4.43}$$

Пример 4.1. 110 kV мрежа во Република Македонија е главно изградена со челично-решеткасти столбови тип „S“, производ на ЕМО-Охрид (види слика 4.6 б) и со спроводници од алучел-јажиња Al/Č 240/40 mm^2 – МКС.Н.Ц1.351. Да се пресметаат подолжните параметри *r*, *x* и *b* на овие водови. Колкава е нивната бранова импеданција Z_V и колкава е нивната природна моќност P_N. Колкаво е струјното оптоварување на водот I_N во режим на пренос на природна моќност, во (А) и во (%) од неговото трајно дозволено оптоварување кое за летни услови, според табелата 2.5, изнесува I_d = 530 A.

Решение:

Од табелата 2.5 ги отчитуваме следните податоци за ова јаже: пресек на ауминиумовиот плашт A = 243,0 mm^2; пречник $d_p = 2r_p$ = 21,9 mm; трајна дозволена струја I_d = 530 A. Понатаму имаме:

$$r = \frac{31,25}{A} = \frac{31,25}{243,0} = 0,129\ \frac{\Omega}{\text{km}};$$

$$x = 0,1445\cdot\log\left(\frac{D_m}{r_e}\right) = 0,1445\cdot\log\left(\frac{5,140}{0,81\cdot 10,95\cdot 10^{-3}}\right) = 0,399\ \frac{\Omega}{\text{km}};$$

$$b = \frac{7,58\cdot 10^{-6}}{\log(D_m/r_p)} = \frac{7,58\cdot 10^{-6}}{\log(5,14/0.01095)} = 2,84\cdot 10^{-6}\ \frac{\text{S}}{\text{km}}.$$

$$Z_V = \sqrt{\frac{x}{b}} = \sqrt{\frac{0,399}{2,84\cdot 10^{-6}}} = 375\ \Omega;$$

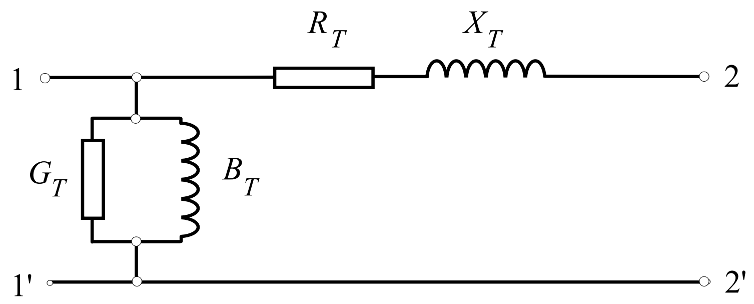
$$I_N = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_V} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 375} = 0{,}169 \text{ kA};$$

$$I_N\% = 100 \cdot \frac{I_N}{I_d} = 100 \cdot \frac{169}{530} = 32\%$$

$$P_N = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0{,}169 = 32{,}26 \text{ MW};$$

—— ■ ——

4.2. ДВОНАМОТНИ ТРИФАЗНИ ТРАНСФОРМАТОРИ



Слика 4.11. Заменска Г–шема на двонамотен трансформатор

Независно од тоа како им се поврзани фазните намотки, двонамотните трансформатори најчесто ги претставуваме со заменската Г–шема (сл. 4.11).

Строго земајќи, и кај трансформаторите би била посоодветна примената на заменската Т–шема отколку заменската Г–шема, бидејќи и во обидот на празен од низ примарната намотка тече струја (струјата на празен од, т.е. струјата на магнетизирање), па во неа ќе има и тогаш загуби на моќност.

Споредени со загубите во железото, овие загуби се сосема мали а во практичните пресметки се прави незначителна грешка ако се земе дека вкупните загуби во обидот на празен од се еднакви на загубите во железото. Затоа, отсега натаму, наместо со поточната заменска Т или заменска π–шема на трансформаторот, ќе работиме со поедноставната заменска Г–шема.

Заменската Г–шема на еден двонамотен трифазен трансформатор се карактеризира со 4 параметри: *активна* отпорност R_T и реактивна отпорност X_T на намотките на трансформаторот и активна спроводност G_T и *реактивна спроводност* B_T на *гранката на магнетизирање* (попречната гранка) на трансформаторот.

Нив ги определуваме врз основа на податоците за струјата I_0 и загубите на активна моќност ΔP_0 во обидот на празен од и напонот на куса врска U_k и загубите на активна моќност во обидот на куса врска ΔP_k.

При обидот на празен од струјата низ примарната намотка е мала, па може да се смета дека ќе бидат мали и загубите на активна моќност во примарната намотка, бидејќи тие се пропорционални на квадратот од струјата на празен од.

Затоа нема да се направи голема грешка ако се земе дека во обидот на празен од вкупните загуби на активна моќност ΔP_o се еднакви на загубите во железото ΔP_{Fe}, т.е. дека може да се пишува:

$$\Delta P_0 \approx \Delta P_{Fe}. \tag{4.44}$$

Од друга страна, загубите во железото зависат од јачината на магнетската индукција B во магнетското коло на трансформаторот, односно зависат посредно од висината на напонот (т.е. погонскиот напон) на кој е приклучена примарната намотка на трансформаторот. Бидејќи напонот во погонот се менува во доста тесен интервал околу својата номинална вредност, може да се смета дека загубите во железото се практично константни, еднакви на оние кои се имаат при номинален напон. Затоа, ако ги знаеме загубите на активна моќност во режимот на празен од, од шемата на сликата 4.11 следува:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{Fe} = G_T \cdot U_n^2 , \tag{4.45}$$

т.е:

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2}. \tag{4.46}$$

Кај енергетските трансформатори струјата на празен од I_o изнесува од 0,1% до 3% од номиналната струја на трансформаторот. Трансформаторите со поголеми номинални моќности по правило имаат помали процентуални вредности на струјата на празен од – и обратно.

Струјата на празен од има мала активна компонента која се должи на постоењето на активните загуби во магнетското коло на трансформаторот. Таа е за 4 до 6 пати помала од соодветната реактивна компонента. Затоа може да се земе дека вкупната струја на празен од и нејзината реактивна компонента се приближно еднакви. Во тој случај можеме да пишуваме:

$$|B_T| \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot \frac{i_0\%}{100} \cdot I_n = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_n I_n}{U_n} = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n} , \tag{4.47}$$

каде што е:

I_n – номинална струја на трансформаторот;

S_n – номинална моќност на трансформаторот;

$i_0\%$ – струја на празен од на трансформаторот, изразена во % од номиналната струја I_n.

Од равенката (4.47) за реактивната спроводност B_T на гранката на магнетизирање на трансформаторот добиваме:

$$B_T = -\frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2}. \tag{4.48}$$

Знакот минус во равенката (4.48) укажува на индуктивниот карактер на гранката.

При *обидот на куса врска* секундарната намотка од трансформаторот кусо се спојува, а на примарната намотка се донесува напонот U_k при кој низ намотките од трансформаторот ќе течат номинални струи. Притоа во намотките (бакарот) и во железото ќе се остваруваат загуби на активна моќност ΔP_k.

Бидејќи напонот на кусата врска е мал и најчесто се движи во границите од 4% до 12% од номиналниот напон, магнетскиот флукс, а со тоа и магнетската индукција во магнетското коло на трансформаторот, ќе бидат сосема мали (околу десет пати помали од своите номинални вредности).

Бидејќи загубите во железото се пропорционални на квадратот од магнетската индукција, произлегува дека во обидот на куса врска тие ќе бидат уште помали, практично безначајни во однос на загубите во бакарот. Затоа вкупните загуби на активна моќност во обидот на куса врска практично се должат само на загубите во бакарот ΔP_{Cun}, т.е. може да се пишува:

$$\Delta P_{Cun} \approx \Delta P_k = 3 \cdot R_T I_n^2 = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \cdot \frac{U_n^2}{U_n^2} = R_T \cdot \frac{S_n^2}{U_n^2} , \tag{4.49}$$

од каде се добива:

$$R_T = \Delta P_{Cun} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} . \tag{4.50}$$

Напонот на куса врска U_k обично се изразува во проценти од номиналниот напон на трансформаторот и тогаш се означува со $u_k\%$ или само со u_k. Користејќи се повторно со заменската шема од слика 4.11 за напонот на куса врска можеме да пишуваме:

$$U_k = \frac{u_k\%}{100} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot Z_T \cdot I_n , \tag{4.51}$$

од каде што за импеданцијата на двонамотниот трансформатор се добива:

$$Z_T = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} . \tag{4.52}$$

Конечно, реактанцијата на намотките на двонамотниот трифазен трансформатор се пресметува од равенката:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} . \tag{4.53}$$

Во заменските шеми на трансформаторите со големи моќности, гранката на магнетизирање, во која фигурираат параметрите G_T и B_T, честопати се испушта.

Изведените формули за параметрите на трансформаторот R_T, X_T, G_T и B_T се општи и не зависат од спрегата и групата на соединување на намотките од трансформаторот. Во нив фигурира величината U_n, т.е. „номиналниот напон” на трансформаторот. Тоа може да биде или

номиналниот напон на примарната намотка U_{1n} или номиналниот напон на секундарната намотка U_{2n}. Под U_n треба да се подразбира номиналниот напон на онаа намотка на чијашто страна се врши *сведувањето* на параметрите на трансформаторот.

Пример 4.2. Дистрибутивен трансформатор за снижување на напонот тип TD400, производ на ЕМО–Охрид, ги има слените номинални податоци: номинален преносен однос U_{1n}/U_{2n} = 10/0,4 kVkV; S_n = 400 kVA; напон на куса врска u_k% = 4%; струја на празен од i_0 = 2,1%; загуби во бакар (загуби поради оптоварување) ΔP_{Cun} = 4600 W; загуби во празен од (загуби во железо) ΔP_{Fe} = 930 W. Да се пресметаат параметрите R_T, X_T, G_T и B_T на неговата Г-заменска шема, сведени кон примарната (10 kV) страна.

Решение:

а) Параметри на паралелната гранка (гранка на магнетизирање) G_T и B_T

Активната одводност G_T на гранката на магнетизирање се добива од загубите на активна моќност ΔP_0 во режимот на празен од, со помош на изразот (4.46):

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} = \frac{630}{(10 \cdot 10000)^2} = 6,3\ \mu\text{S}.$$

Адмитанцијата на гранката на магнетизирање Y_T, по модул, ќе биде:

$$|Y_T| = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} = \frac{2,1}{100} \cdot \frac{400 \cdot 10^3}{10000^2} = 84\ \mu\text{S}.$$

$$B_T = -\sqrt{Y_T^2 - G_T^2} = \sqrt{84^2 - 6,3^2} = -83,6\ \mu\text{S}.$$

Пресметано приближно, со помош на изразот (4.48) добиваме:

$$B_T \approx -84\ \mu\text{S}.$$

Според тоа адмитанцијата на напречната гранка од Г-заменската шема ќе биде:

$$\underline{Y}_T = G_T + jB_T = (6,3 - j83,6)\ \mu\text{S}.$$

б) Параметри на редната гранка R_T и X_T

Со помош на изразот (4.50) најнапред ја прсметувама активната отпорност R_T:

$$R_T = \Delta P_{Cun} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} = 4600 \cdot \frac{10000^2}{400000^2} = 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10^2}{0,4^2} = 2,875\ \Omega,$$

а потоа, со помош на изразот (4.52) и модулот на импеданцијата Z_T:

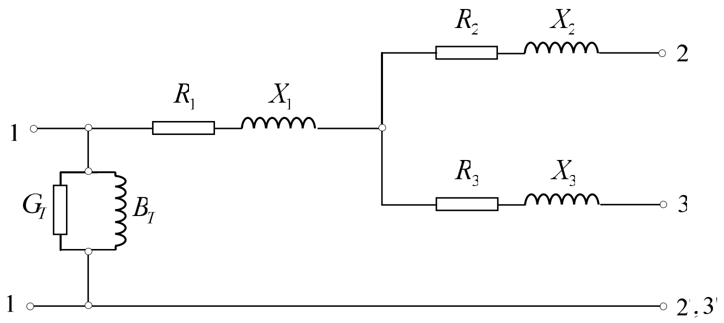
$$Z_T = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10^2}{0,4} = 10\ \Omega.$$

Конечно, реактанцијата X_T на редната гранка од Г-заменската шема на трансформаторот се пресметува од равенката (4.53):

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{10^2 - 2{,}875^2} = 9{,}58\ \Omega.$$

—— ■ ——

4.4. ТРИНАМОТНИ ТРИФАЗНИ ТРАНСФОРМАТОРИ



Слика 4.12. Заменска шема на тринамотен трифазен трансформатор

На сликата 4.12 е прикажана заменска шема на тринамотен трансформатор. Параметрите што фигурираат на оваа шема се сведени на исто напонско ниво и притоа, секоја намотка е прикажана со својата сведена активна и реактивна отпорност.

Гранката на магнетизирање повторно, како и кај двонамотниот трифазен трансформатор, ќе ја приклучиме на почетокот од примарната намотка (заменска Г–шема) и со нејзе ги уважуваме приближно (но доволно точно) струјата и загубите на празен од. Нејзините параметри G_T и B_T повторно ги пресметуваме со формулите (4.46) и (4.48), врз основа на познатата струја на празен од i_0% и познатите загуби на активна моќност во режимот на празен од ΔP_0.

Активните и реактивните отпорности на поедините намотки се определуваат врз основа на податоците добиени од обидите на куса врска.

Нека посматраме обид на куса врска на релацијата примар – секундар. Во овој обид третата (терциерната) намотка е отворена, додека секундарната намотка е кусо врзана. Притоа на примарната намотка приклучуваме мал напон кој постепено го зголемуваме сè додека не се постигне вредноста U_{k12} при која струите во примарната и секундарната намотка достигаат вредности што одговараат на номиналната моќност на трансформацијата меѓу примарната и секундарната намотка. Ако оваа моќност ја означиме со S_{n12} а збирните загуби на активна моќност во бакарот што притоа се остваруваат во примарната и секундарната намотка ги означиме со ΔP_{k12} , тогаш, врз основа на сликата 4.12, можеме да пишуваме:

$$\Delta P_{k12} = 3\cdot(R_1+R_2)\cdot I_{12}^2 \ , \tag{4.54}$$

и

$$U_{k12} = \frac{u_{k12}\%}{100}\cdot U_n = \sqrt{3}\cdot(X_1+X_2)\cdot I_{12} \ . \tag{4.55}$$

При пишувањето на последната равенка е претпоставено дека се работи за трансформатор со релативно голема моќност (какви што се прават тринамотните трансформатори), за кој е вообичаено за секоја од намотките да биде исполнет условот $X \gg R$, поради што следи $Z \approx X$.

Од равенката (4.31) се добива:

$$R_1+R_2=R_{12}=\Delta P_{k12}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n12}^2} \ , \tag{4.56}$$

а од равенката (4.55) се добива:

$$X_{12} = X_1+X_2 = \frac{u_{k12}\%}{100}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n12}} \ . \tag{4.57}$$

Аналогно, правејќи обид на куса врска на релацијата примар – терциер (при отворена секундарна намотка), добиваме:

$$R_1+R_3=R_{13}=\Delta P_{k13}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n13}^2} \ , \tag{4.58}$$

$$X_{13} = X_1+X_3 = \frac{u_{k13}\%}{100}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n13}} \ . \tag{4.59}$$

Конечно, од обидот на куса врска на релацијата секундар – терциер, при отворен примар, ги добиваме загубите ΔP_{k23} и напонот на куса врска $u_{k23}\%$, од каде што следува:

$$R_2+R_3=R_{23} = \Delta P_{k23}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n23}^2} \ , \tag{4.60}$$

$$X_{23} = X_2+X_3 = \frac{u_{k23}\%}{100}\cdot\frac{U_n^2}{S_{n23}} \ . \tag{4.61}$$

Равенките (4.56) , (4.58) и (4.60) претставуваат симултан систем од три линеарни равенки со три непознати, при што непознатите се активните отпорности R_1 , R_2 и R_3 (или, поточно кажано, нивните сведени вредности) на секоја од намотките на трансформаторот. Со неговото решавање се добива:

$$R_1 = (R_{12} + R_{13} - R_{23})/2 , \tag{4.62}$$

$$R_2 = (R_{12} + R_{23} - R_{13})/2 , \tag{4.63}$$

$$R_3 = (R_{13} + R_{23} - R_{12})/2 \ . \tag{4.64}$$

Аналогно, од системот равенки составен од релациите (4.57), (4.59) и (4.61), се добиваат реактивните отпорности (сведени вр.) на трите намотки од трансформаторот:

$$X_1 = (X_{12} + X_{13} - X_{23})/2, \tag{4.65}$$

$$X_2 = (X_{12} + X_{23} - X_{13})/2, \tag{4.66}$$

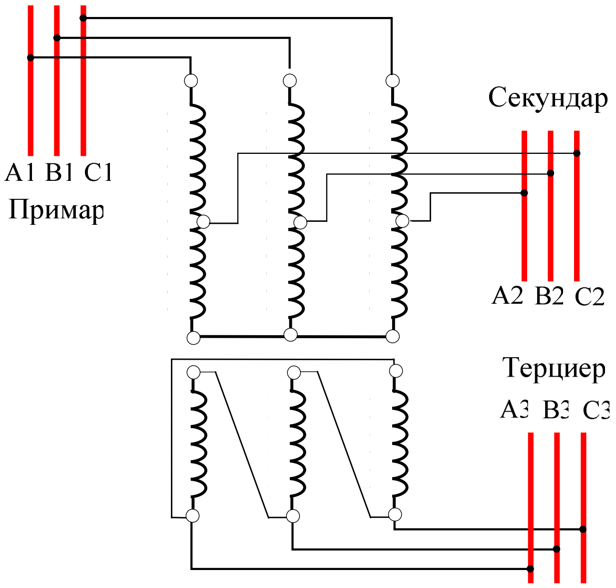
$$X_3 = (X_{13} + X_{23} - X_{12})/2. \tag{4.67}$$

На тој начин се определени сите параметри во заменската шема на тринамотниот трансформатор. Повторно ќе нагласиме дека тоа се сведени вредности на параметрите и дека во претходните формули под U_n треба да се подразбира номиналниот напон на онаа намотка на чијашто страна вршиме сведување на параметрите од шемата на трансформаторот.

4.4. ТРИФАЗНИ АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

За поврзување на мрежи со различни напонски нивоа, кои се притоа блиски по големина, често пати се користат автотрансформаторите. Во нашата земја автотрансформаторите се користат за поврзување на мрежите со номинални напони 110 kV и 220 kV, мрежите со номинални напони 220 kV и 380 kV, но и мрежите со номинални напони 110 kV и 380 kV.

Кај автотрансформаторите делот од примарната намотка кој истовремено му припаѓа и на секундарот се нарекува *заедничка намотка*. Останатиот дел од примарната намотка се нарекува *редна намотка*. Низ заедничката намотка (слика 4.13) тече струја еднаква на разликата на секундарната и примарната струја на автотрансформаторот. Поради тоа заедничката намотка може да има и помал напречен пресек во споредба со секундарот кај двонамотните трансформатори со иста номинална моќност.



Слика 4.13. Тринамотен автотрансформатор

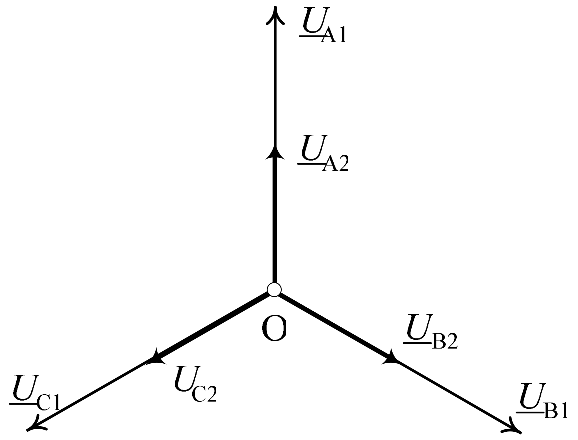
Освен тоа, при еднакви електрични параметри на еден двонамотен трансформатор и еден автотрансформатор, последниот ќе има

помал напречен пресек на магнетното коло. Затоа, кога коефициентот на трансформација е близок до 1, за изработка на еден автотрансформатор ќе биде потребна осетно помало количество на бакар и железо, па според тоа и помал габарит и цена, во споредба со истите параметри кај обичните двонамотни трансформатори.

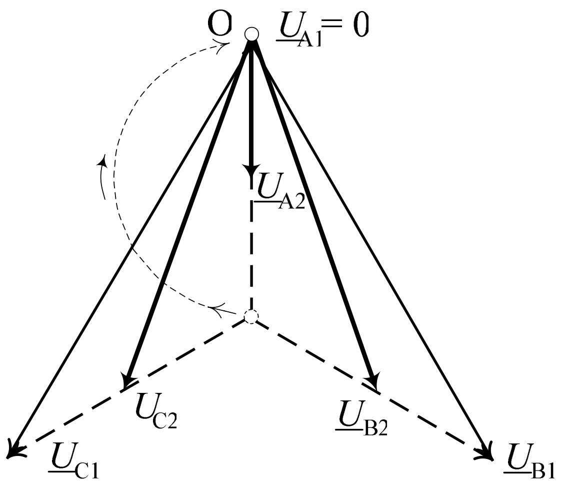
Автотрансформаторите по правило имаат и трета, т.н. *„терциерна” намотка*. Оваа намотка е обично врзана во триаголник и е галвански одвоена од примарната односно секундарната намотка.

Терциерната намотка служи за задоволување на сопствените потреби од електрична енергија во трансформаторската станица каде што е приклучен автотрансформаторот, а исто така на него може да биде приклучен синхрон компензатор, кондензаторска батерија или придушница. Меѓутоа, терциерната намотка во основа има и друга улога. Таа врши поништување на третиот хармоник во кривата на меѓуфазните напони, а покрај тоа овозможува намалување на несиметријата на фазните струи и напони и го спречува нејзиното пренесување од секундарната мрежа во примарната.

Поради постоењето на галванска врска меѓу примарната и секундарната намотка, автотрансформаторите можат да се користат само во мрежите со заземјена неутрална точка (кај нас тоа се мрежите со напон 110 kV и повеќе). Доколку неутралната точка не би била заземјена и ако една од фазите во мрежата со повисок номинален напон добие спој со земјата, тогаш напоните во преостанатите две фази во мрежата со нискиот номинален напон ќе добијат преголеми вредности, како што е тоа прикажано на сл. 4.14 б.



Слика 4.14 а. Фазни напони на примарот и секундарот пред земниот спој на фазата “A1”

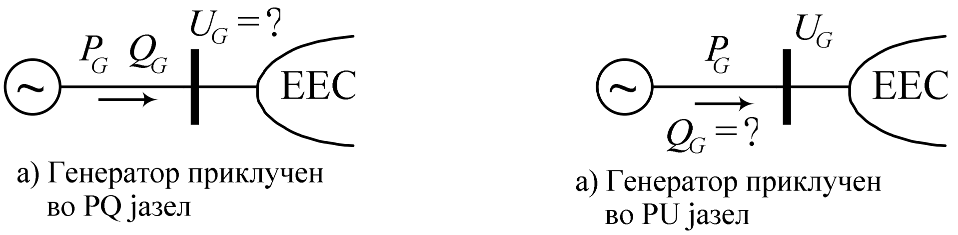


Слика 4.14 б. Фазни напони на примарот и секундарот по настанатиот земјоспој на фазата “A1”

Параметрите на гранката на магнетизирање на автотрансформаторот се определуваат врз основа на познатите податоци за струјата и загубите во обидот на празен од, на ист начин како и кај двонамотните и тринамотните трансформатори.

Начинот на пресметување на отпорностите R_1, X_1, R_2, X_2 и R_3, X_3 на одделните намотки е сосема ист како и кај тринамотните трансформатори.

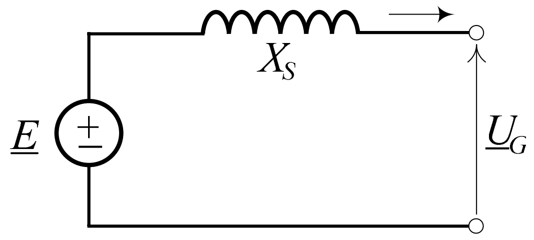
4.5. СИНХРОНИ ГЕНЕРАТОРИ



Слика 4.15. Синхрон генератор приклучен во генераторски јазел

Во современите ЕЕС за производство на електрична енергија главно се користат трифазни синхрони генератори иако во последно време, со продорот на обновливите извори на електрична енергија, се појавуваат и други, неконвенционални, извори на електрична енергија. Обично режимот на работа на еден синхрон е зададен преку познатата активна (P_G) и реактивна (Q_G) моќност што тој ги оддава во системот (слика 4.15 а). Но понекогаш од генераторот се бара покрај производството на специфицирана актинва моќнот P_G, тој да го одржува напонот на неговите собирници на определена, однапред зададена, вредност U_G (слика 4.15 б). Во првиот случај јазелот од системот во

којшто е приклучен генераторот се нарекува „PQ“ јазел, додека во вториот тој се нарекува „PU“ јазел. Производството на реактивна моќност на генератоторот приклучен во „P-U“ јазел е е однапред познато и тоа зависи од висината на напонот U_G што треба да се одржува во самиот јазел. Неговата вредност се нагодува со промена на возбудната струја во роторската намотка под дејство на автоматската регулација на напонот (АРН).



Слика 4.16. Заменска шема на синхрон генератор

При пресметката на состојбата во самите генератори нив ги претставуваме со заменската шема од слика 4.16 во која фигурира нивната синхрона реактанција X_S и внатрешната ЕМС зад неа (сл. 4.16)[15]. Активната отпорност на статорските намотки е, по правило, значително помала од реактивната, па затоа таа редовно се занемарува.

Реактанциите на генераторите најчесто се изразуваат во проценти (%) од соодветната номинална импеданција $Z_n = U_n^2 / S_n$ на генераторот. Ако со X_S ја означиме природната вредност на реактанцијата на генераторот, а со $x_s\%$ ја означиме нејзината процентуална вредност, тогаш меѓу нив ќе постои следната релација:

$$X_S = \frac{x_S\%}{100} \cdot \frac{U_{\mathrm{n}}^2}{S_{\mathrm{n}}} \quad . \tag{4.68}$$

Во последната формула со U_n е означен номиналниот напон на генераторот, додека со S_n е означена неговата номинална моќност.

Синхроните генератори најчесто се прават со следните номинални напони: 6,3 kV; 10,5 kV; 13,8 kV; 15,75 kV; 21 kV. Нивните номинални моќности се движат од неколку стотини kVA до неколку стотини MVA. Но постојат генератори со моќност од 1000 MVA и повеќе.

Покрај споменатите параметри, секој синхрон генератор се карактеризира и со својот номинален фактор на моќност $\cos\varphi_n$. При номинален напон, номинална возбуда и номинална активна моќност P_n синхрониот генератор оддава и номинална реактивна моќност Q_n.

---

[15] За пресметка на нестационарните (преодните) режими, како и за пресметка на режимите на куса врска во ЕЕС, синхроните генератори ги претставуваме на поинаков, посложен начин, и за тоа подетално ќе стане збор во VIII-та глава.

Ако се намали возбудната струја на генераторот, ќе се намали и оддаваната реактивна моќност Q. За моќности $P < P_n$ генераторот може да оддава и поголеми реактивни моќности $Q > Q_n$. Колкава реактивна моќност може да дава генераторот при дадена активна моќност и дадени услови на работа, може да се определи врз основа на погонскиот дијаграм на генераторот.

Кога генераторот работи со смалена возбуда, тој станува потрошувач на реактивна моќност. Во тој случај велиме дека генераторот е подвозбуден, т.е. работи во капацитивен режим. Големината на реактивната моќност што генераторот ја зема од мрежата во режимот на подвозбуда исто така е ограничена со погонскиот дијаграм на генераторот.

4.6. ОПТОВАРУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИТЕ

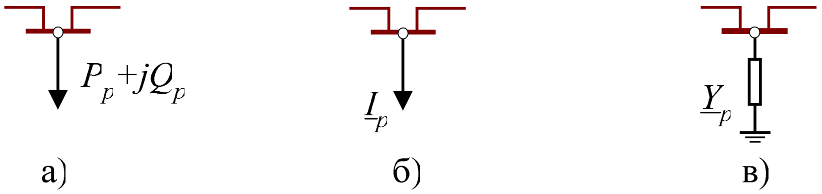
При пресметките на работните режими на електроенергетските мрежи оптоварувањата на потрошувачите се претставуваат со зададени вредности на активната P_p и реактивната Q_p моќност (сл. 4.17 а). Доколку се познати активната и реактивната моќност на еден потрошувач, при познат напон U_p, потрошувачот можеме да го претставиме во вид на зададена струја $\underline{I}_p$, (сл. 4.17 б).

$$\underline{I}_p = \frac{\underline{S}_p^*}{\sqrt{3}\cdot\underline{U}_p^*} = \frac{P_p - jQ_p}{\sqrt{3}\cdot\underline{U}_p^*} \,. \qquad (4.69\text{ а})$$

Напоните во одделните точки од мрежата обично однапред не се познати, па последниот начин на претставување на потрошувачите не е можен. Меѓутоа, во дистрибутивните мрежи напоните во поедините јазли од мрежата малку се разликуваат од својата номинална вредност, па во тој случај може приближно да се земе дека е $U_p \approx U_n$, со што се надминува последниот проблем.

Во некои случаи оптоварувањата се претставуваат во вид на пасивна гранка со константна адмитанција, попречно поставена на местото каде што е приклучен самиот потрошувач (сл. 4.17 в). Во тој случај адмитанцијата на гранката со која се претставува самиот потрошувач се пресметува со изразот:

$$\underline{Y}_p = \underline{S}_p^* / U_p^2 \,. \qquad (4.69\text{ б})$$

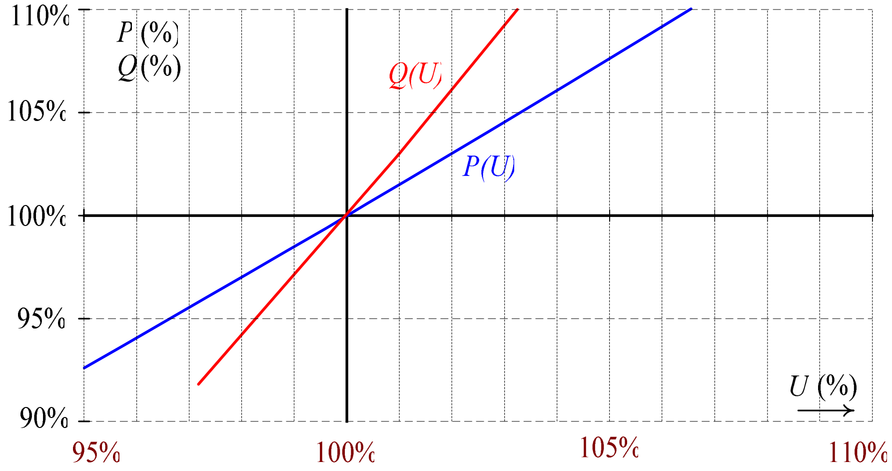


Слика 4.17. Разни начини на прикажување на потрошувачите
а) со константна моќност; б) со константна струја и в) со константна импеданција

Всушност, активната и реактивната моќност на еден потрошувач не зависат исклучиво од барањата на самиот потрошувач и не се константни, туку со промена на напонот тие исто така се менуваат. Зависностите *P(U)* и *Q(U)* се нарекуваат *статички карактеристики* на потрошувачите по напонот.

Статичките карактеристики на разните видови приемници имаат различен облик. Затоа статичките карактеристики на еден потрошувач, кој претставува група од разнородни приемници, тешко се определуваат по пресметковен пат. Нив ги добиваме најчесто по експериментален пат.

Како илустрација, на сликата 4.18 се прикажани статичките карактеристики на еден потрошувач, приклучен на 10 kV собирници во една дистрибутивна мрежа. Потрошувачот го сочинуваат поголем број сијалици со вжарено влакно и поголем број асинхрони мотори.



Слика 4.18. Статички карактеристики на еден потрошувач

4.7. КОМПЕНЗАЦИОНИ УРЕДИ

Синхроните компензатори и кондензаторските батерии, вклучени попречно, во заменските шеми на мрежите обично се претставуваат како извори со дадена вредност на генерираната реактивна моќност. Ова е повеќе оправдано за синхроните компензатори отколку за кондензатрорските батерии. Реактивната моќност на кондензаторските батерии Q_{KB} зависи од напонот U на кој тие се приклучени, а зависи и од големината на нивната капацитивност, која е константна или се менува само степенесто. Меѓутоа, имајќи го предвид фактот дека напонот во една мрежа во нормални услови на работа треба малку да се разликува од својата номинална вредност и да варира во текот на денот во еден тесен интервал, претставата на кондензаторските батерии со еден извор на дадена реактивна моќност (исто како и синхроните компензатори) сепак може да се смета за прифатлива.

Покрај генерираната реактивна моќност, компензационите уреди при својата работа земаат од мрежата и извесна активна моќност. Таа е релативно мала и изнесува 0,3 – 0,4% од генерираната реактивна моќност кога се работи за кондензаторски батерии, односно 2 – 3% од генерираната реактивна моќност кога се работи за синхрони компензатори. Со оглед на нејзината мала вредност, во пресметките на работните режими на мрежите во кои постојат и компензациони уреди, споменатите активни загуби можат да се занемарат. Затоа во заменските шеми за компензационите уреди не се води сметка за постоењето на активните загуби. Тие се уважуваат само при оценката на економичноста на работата на мрежата во разгледуваниот режим.

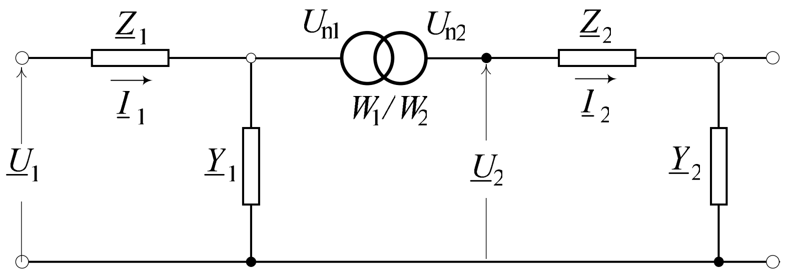
Обично се зема дека реактивната моќност што ја произведува кондензаторската батерија во даден режим на работа е еднаква на нејзината номинална моќност.

Уредите за компензација на реактивните параметри на водовите (редно вклучените кондензаторски батерии и напречно вклучените реактори) обично се претставуваат во заменските шеми на мрежата со своите реактивни параметри: капацитивната отпорност $X_C = 1/\omega \cdot C = = U_\mathrm{n}^2 / Q_\mathrm{n}$, односно индуктивната спроводност $B = -1/\omega \cdot L = -Q_\mathrm{n} / U_\mathrm{n}^2$. Во последните формули со U_n и Q_n се означени номиналниот напон, односно номиналната реактивна моќност на батеријата односно реакторот.

4.8. СВЕДУВАЊЕ НА ПАРАМЕТРИТЕ ВО МРЕЖИ СО ТРАНСФОРМАТОРИ

Доколку во разгледуваната мрежа постојат енергетски трансформатори, т.е. доколку во мрежата постојат елементи со различни напонски нивоа, тогаш, пред да се пристапи кон решавањето на мрежата, ќе треба да се изврши *сведување* на сите електрични величини на едно исто напонско ниво. Значи, најнапред сите елементи од мрежата се сведуваат на едно исто (произволно избрано) напонско ниво, т.е. се составува заменска шема на мрежата, во која ќе фигурираат само сведени параметри. Потоа се врши сведување и на параметрите на режимот (напони, струи) на истото напонско ниво на кое се сведени параметрите на елементите на мрежата. Постапката на сведување е илустрирана на примерот што следи.

Нека мрежата со номинален напон $U_{\mathrm{n}1}$ е поврзана со мрежа со номинален напон $U_{\mathrm{n}2}$ со помош на трансформатор со познат преносен однос (сл. 4.19).



Слика 4.19. Пример на мрежа со трансформатори

Постапката на сведување на параметрите на елементите од мрежата и параметрите на режимот на работа на мрежата се изведува според следните општи формули:

$$\underline{U}_{\text{сведено}} = k_T \cdot \underline{U}\ ; \tag{4.70а}$$

$$\underline{I}_{\text{сведено}} = \frac{1}{k_T} \cdot \underline{I}; \tag{4.70б}$$

$$\underline{Z}_{\text{сведено}} = k_T^2 \cdot \underline{Z}; \tag{4.70в}$$

$$\underline{Y}_{\text{сведено}} = \frac{1}{k_T^2} \cdot \underline{Y}, \tag{4.70г}$$

каде што со k_T е означен актуелниот преносниот однос на трансформаторот, дефиниран како однос на бројот на навивки на намотката од онаа страна на трансформаторот на која вршиме сведување и бројот на навивки на намотката на трансформаторот која се наоѓа на страната чии параметри ги сведуваме.

Така, на пример, ако сакаме да вршиме сведување на величините $\underline{U}_1$, $\underline{I}_1$, $\underline{Z}_1$ и $\underline{Y}_1$ на страната со номинален напон U_{n2} и ако нивните сведени вредности ги означиме со индексот (″), тогаш ќе имаме:

$$k_T = \frac{W_2}{W_1};\quad \underline{U}_1'' = k_T \cdot \underline{U}_1;\quad \underline{I}_1'' = \frac{\underline{I}_1}{k_T};\quad \underline{Z}_1'' = k_T^2 \cdot \underline{Z}_1;\quad \underline{Y}_1'' = \frac{\underline{Y}_1}{k_T^2}. \tag{4.71}$$

Од друга страна, ако сакаме величините $\underline{U}_2$, $\underline{I}_2$, $\underline{Z}_2$ и $\underline{Y}_2$ да ги сведеме на напонско ниво U_{n1}, тогаш соодветните сведени вредности ќе бидат:

$$k_T = \frac{W_1}{W_2};\quad \underline{U}_2' = k_T \cdot \underline{U}_2;\quad \underline{I}_2' = \frac{\underline{I}_2}{k_T};\quad \underline{Z}_2' = k_T^2 \cdot \underline{Z}_2;\quad \underline{Y}_2' = \frac{\underline{Y}_2}{k_T^2} \tag{4.72}$$

4.9. ЕДИНИЧНИ (PU) ВРЕДНОСТИ

Проблемот на сведувањето на електричните мрежи во кои имаме две или повеќе напонски нивоа можеме да го решиме и на друг начин, со примената на *единичните* (*pu*, т.е. *per unit*) величини.

Единичната вредност на една комплексна величина се дефинира како количник од посматраната величина и една произволно избрана

вредност, која има иста димензија како и посматраната величина и која се нарекува *базна величина*. Базните величини обично се означуваат со индексот „*B* “, додека единичните величини се означуваат со индексот „*pu*“. Самото сведување во единични величини се одвива на следниот начин.

За секоја електрична величина (напон $\underline{U}$, струја $\underline{I}$, моќност $\underline{S}$, импеданција $\underline{Z}$ или адмитанција $\underline{Y}$) се избира по една базна величина: U_B, I_B, S_B, Z_B и Y_B . Притоа, наместо да се одберат сите 5 базни величини независно една од друга, можно е да се изберат само две од нив – произволно, додека останатите три базни величини ќе можат да се изразат преку усвоените две. Во трифазните електроенергетски мрежи како погодно се покажало да се врши избор на базната моќност S_B и базниот напон U_B, додека преостанатите три базни величини да се пресметуваат со помош на следните изрази:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}\cdot U_B}; \quad Z_B = \frac{U_B}{\sqrt{3}\cdot I_B} = \frac{U_B^2}{S_B}; \quad Y_B = \frac{1}{Z_B} = \frac{S_B}{U_B^2}. \tag{4.73}$$

Кога се работи за мрежи со две или повеќе напонски нивоа, тогаш ќе биде потребно за секое напонско ниво да имаме по еден систем од 5 базни величини. Притоа односот на базните напони задолжително мора да биде усогласен со преносниот однос (т.е. со односот на бројот на навивките) на трансформаторот со кој се поврзани деловите од мрежата со разни напонски нивоа. Исто така се практикува базната моќност S_B да биде насекаде во мрежата иста.

Да се вратиме повторно на примерот од сликата 4.19. Ако за делот од мрежата со номинален напон U_{n1} за базниот напон и базната моќност усвоиме одредени вредности U_{B1} и S_{B1}, тогаш останатите базни величини кои се однесуваат на тој дел на мрежата ќе бидат:

$$I_{B1} = \frac{S_{B1}}{\sqrt{3}\cdot U_{B1}}; \quad Z_{B1} = \frac{U_{B1}}{\sqrt{3}\cdot I_{B1}} = \frac{U_{B1}^2}{S_{B1}}; \quad Y_{B1} = \frac{1}{Z_{B1}} = \frac{S_{B1}}{U_{B1}^2}. \tag{4.74}$$

Сега веќе за делот од мрежата со номинален напон U_{n2} базните величини ќе бидат еднозначно дефинирани:

$$S_{B2} = S_{B1}\ ; \quad U_{B2} = U_{B1}\cdot\frac{W_2}{W_1}\ ; \quad I_{B2} = \frac{S_{B2}}{\sqrt{3}\cdot U_{B2}} \equiv I_{B1}\cdot\frac{W_1}{W_2}\ ; \tag{4.75}$$

$$Z_{B2} = \frac{U_{B2}^2}{S_{B2}} = Z_{B1}\cdot\left(\frac{W_2}{W_1}\right)^2 \ ; \quad Y_{B2} = \frac{S_{B2}}{U_{B2}^2} = Y_{B1}\cdot\left(\frac{W_1}{W_2}\right)^2 . \tag{4.76}$$

По определувањето на базните величини вршиме изразување на сите електрични величини во единични вредности:

$$\underline{U}_{1.pu} = \frac{\underline{U}_1}{U_{B1}}\ ; \ \underline{I}_{1.pu} = \frac{\underline{I}_1}{I_{B1}}; \quad \underline{Z}_{1.pu} = \frac{\underline{Z}_1}{Z_{B1}}; \ \underline{Y}_{1.pu} = \frac{\underline{Y}_1}{Y_{B1}}\ ; \tag{4.77}$$

$$\underline{U}_{2.pu} = \frac{\underline{U}_2}{U_{B2}}\ ; \ \underline{I}_{2.pu} = \frac{\underline{I}_2}{I_{B2}}; \quad \underline{Z}_{2.pu} = \frac{\underline{Z}_2}{Z_{B2}}; \ \underline{Y}_{2.pu} = \frac{\underline{Y}_2}{Y_{B2}}.. \tag{4.78}$$