

ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET - PODGORICA

Prof. dr Ilija Vujošević

**EKSPLOATACIJA I PLANIRANJE
ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA**

- PREDAVANJA -

**Podgorica, 2005. godine
SADRŽAJ**

1. UVOD	2
1.1 Funkcije aktivnosti eksploatacije i planiranja EES-a	2
1.2 Aktuelne transformacije elektroenergetskog sektora	3
1.3 Modeli organizovanja elektroenergetskog sektora	5
a. Monopolski model	5
b. Model jednog kupca (single buyer)	6
c. Model konkurencije na tržištu na veliko	7
d. Model konkurencije na tržištu na malo	7
2. ENERGETSKO-EKSPLOATACIONE KARAKTERISTIKE EES-a	9
2.1 Potrošači	9
2.1.1 Dnevni dijagram i kriva trajanja opterećenja	9
a. Karakteristični pokazatelji dijagrama	9
b. Podjela dnevnog dijagrama opterećenja	11
c. Aproksimacija krive trajanja opterećenja	13
d. Sedmični, mjesečni i godišnji dijagrami opterećenja i odgovarajući dijagrami trajanja	15
2.2 IZVORI ELEKTRIČNE ENERGIJE	18
2.2.1 Osnovni pokazatelji elektrana	18
2.2.2 Hidroelektrane (HE)	21
a. Opšta svojstva i vrste HE	21
b. Proračun snage i energije HE	27
c. Energetske karakteristike hidroagregata	33
2.2.3 Termoelektrane (TE)	35
a. Tipovi TE	35
b. TE na paru	35
c. Gasnoturbinske TE	37
d. TE sa kombinovanim ciklusom	39
e. Termoelektrane - toplane (TE - TO)	39
f. Osnovne energetske karakteristike TE	42
g. Angažovanje pojedinih tipova TE u dijagramu opterećenja	57
h. Investicioni troškovi TE	58
2.2.4 Rezerve proizvodnih kapaciteta	62
2.2.5 Eksploatacija EES i pouzdanost	65
3. FUNKCIJE OPERATIVNOG PLANIRANJA	66
3.1 Pregled osnovnih funkcija operativnog planiranja	66
3.2 Kratkoročna prognoza potrošnje	67
3.3 Izrada plana remonta i održavanja termičkih jedinica	70
3.4 Proračun rezervi proizvodnih kapaciteta	71
3.4.1 Regulaciona rezerva	71
3.4.2 Rotirajuća havarijska rezerva	72
3.4.3 Remontna rezerva	77
3.5 Elektroenergetski bilansi	79
3.5.1 Opšta razmatranja	79
3.5.2 Bilansi električne energije	79
3.5.3 Bilansi električnih snaga	82

4.	PRINCIPI PLANIRANJA RAZVOJA EES-a	83
4.1	Osnovne faze, vremenska i prostorna dekompozicija procesa planiranja	83
4.2	Osnovni koncepti planiranja	85
4.2.1	Koncept sigurnosti i stabilnosti	85
4.2.2	Koncept pouzdanosti	86
4.2.3	Koncept kvaliteta električne energije	86
4.2.4	Koncept ekonomičnosti	87
5.	PROGNOZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE I SNAGE	87
5.1	Opšti problemi	87
5.2	Metodi za dugoročnu prognozu potrošnje električne energije i snage	90
5.2.1	Kvalitativni metodi	91
5.2.2	Nezavisni (ekstrapolacioni) metodi	91
a.	Deterministički modeli	92
b.	Stohastički modeli	97
5.2.3	Zavisni (korelacioni) metodi	97
a.	Zavisni model potrošnje električne energije u funkciji bruto nacionalnog proizvoda	99
b.	Prognoza potrošnja električne energije uz pomoć koeficijenta osjetljivosti	
5.3	Varijacija potrošnje i karakterističnih pokazatelja potrošnje tokom godine	103
5.4	Prognoza vršnog i minimalnog opterećenja	104
5.5	Praktične primjene modela prognoze potrošnje	106
6.	PLANIRANJE RAZVOJA IZVORA	108
6.1	Opšta razmatranja	108
6.2	Elektroenergetski bilansi za potrebe planiranja	110
6.3	Pouzdanost proizvodnog podsistema	113
6.3.1	Rezerviranje generatorskih kapaciteta	113
6.3.2	Određivanje LOLP indeksa pouzdanosti	115
6.3.3	LOEP indeks pouzdanosti	119
6.3.4	Indeks učestanosti i trajanja (FD) - indeks	119
6.4	Izbor elektrana i veličine proizvodnih agregata	120
6.5	Izbor najpovoljnije strukture izvora električne energije	124
6.5.1	Troškovi proizvodnih agregata	124
6.6	Postupci planiranja razvoja izvora	126
6.6.1	Heurističko planiranje razvoja izvora	126
6.6.2	Automatsko optimalno planiranje izvora	127
7.	PLANIRANJE RAZVOJA MREŽA	128
7.1	Uvod	128
7.2	Studija dogradnje prenosne mreže	129
	Literatura	132

UVODNA NAPOMENA

Nastavna građa izložena u ovom kursu dominantno je bazirana na slijedećim knjigama koje studentima preporučujem kao osnovnu literaturu:

1. Milan S. Čalović, Andrija T. Sarić:
EKSPLOATACIJA ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA
Beopres, Beograd 1999. g.
2. Milan S. Čalović, Andrija T. Sarić:
PLANIRANJE ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA
Beopres, Beograd 2000. g.

U skladu sa važećim nastavnim planom i programom za ovu disciplinu, nastavna građa je sistematizovana u sedam kraćih poglavlja:

1. Uvod
2. Energetsko - eksploatacione karakteristike EES-a
3. Funkcije operativnog planiranja
4. Principi planiranja razvoja EES-a
5. Prognoza potrošnje električne energije i snage
6. Planiranje razvoja izvora
7. Planiranje razvoja mreža

Oznake veličina, slike i tabele su, radi lakšeg praćenja, preuzete iz naprijed navedene osnovne literature. Numeracija formula, slika i tabela je usaglašena sa brojem pripadajućeg poglavlja.

PREDMETNI NASTAVNIK

1. UVOD

1.1 Funkcije aktivnosti eksploatacije i planiranja EES-a

Elektroenergetski sektor (elektroprivreda) bavi se problemima proizvodnje, prenosa, distribucije i potrošnje električne energije. Osnovni zadatak ovog sektora je da odgovarajućim aktivnostima obezbijedi potrošačima zahtijevane isporuke električne energije, uz propisani kvalitet, neophodne nivoe sigurnosti i pouzdanosti isporuke i uz najmanje sopstvene troškove. Dostizanje ovog cilja postiže se preko dva skupa komplementarnih procesa. To su *eksploatacija* i *planiranje* EES-a, pri čemu je EES tehničko-ekonomski sistem na kome se odvijaju sve aktivnosti elektroprivrede. U tehničkom smislu, EES je složeni dinamički sistem koji se sastoji od skupa elektrana, prenosnih i distributivnih vodova, transformatora i potrošača međusobno povezanih tako da djeluje kao jedinstvena procesna cjelina.

Eksploatacija EES-a je aktivnost koja ima za cilj da se primjenom tehničko-ekonomskih metoda na najbolji mogući način iskoristi postojeći, već izgrađeni objekti i sistem. Da bi se taj cilj ostvario, neophodno je poznavati energetske i eksploatacione (ekonomske) karakteristike pojedinih elemenata sistema, objekata, odvojenih podsistema i EES-a kao cjeline. Ove karakteristike u sebe uključuju i sva konstrukciona i tehnička rješenja i investicione troškove ugrađene opreme.

Eksploatacija se često definiše i kao skup upravljačkih akcija preduzetih u cilju zadovoljenja potreba potrošača, uz uslov da se obezbijede sigurnost pogona izvora i mreže, pouzdanost napajanja potrošača kvalitetnom električnom energijom i najmanji troškovi poslovanja. Ove upravljačke akcije (ručne ili automatske) mogu uzeti najrazličitije forme, kao što su direktne ili posredne manipulacije na opremi i aparatima lociranim u objektima EES-a, promjene radnih režima, prepodešavanje parametara uređaja za kontrolu, zaštitu i regulaciju, reviziju radnih ograničenja, izradu upravljačkih algoritama i računarskih programa, propisivanje procedura upravljanja, posebno u abnormalnim pogonskim režimima i sl. Pri tome se sve funkcije eksploatacije mogu razdvojiti u tri vremenska perioda:

- priprema pogona (ili operativno planiranje),
- upravljanje u realnom vremenu,
- analiza ostvarenog pogona.

Detaljnije o navedenim funkcijama će biti kasnije govora.

Planiranje EES-a je aktivnost koja se odnosi na izradu planova razvoja, projektovanje i izgradnju sistema i njegovih elemenata koji će zadovoljiti neke pretpostavljene buduće potrebe, polazeći od zatečenog (početnog) stanja. Polazi se od postojeće izgrađenosti i prognoza potreba potrošača, na bazi

kojih se proučavaju razne moguće varijante lokacija izvora i konfiguracije mreže sa kojima se zadovoljavaju potrebe sistema, uz pretpostavljeni stepen pouzdanosti i sigurnosti i uvažavanje ograničenja koja nameću prirodni resursi, ekologija i finansijski izvori sredstava za realizaciju planova razvoja. Izbor najboljeg (optimalnog) scenarija vrši se na osnovu uspostavljenih kriterijuma koji se najčešće svode na minimizaciju ukupnih (investicionih i operativnih) troškova, uz jako prisustvo neizvjesnosti u pretpostavkama na osnovu kojih se donose odluke.

S druge strane, planiranje EES-a je usko povezano sa planovima razvoja ukupne energetike jer postoji čitav niz potrošača (domaćinstva, željeznički i gradski saobraćaj, grijanje itd.) koji mogu energetske potrebe zadovoljiti iz različitih energetskih izvora. Zbog toga se pri planiranju razvoja EES-a mora poći od generalne strategije razvoja zemlje (ako takva strategija postoji), pa onda pristupiti planiranju razvoja pojedinih energetskih sektora, od kojih je jedan i sektor elektroenergetike. Izrada navedenih planova razvoja je multidisciplinarnog karaktera i uključuje, pored tehničkih, i ekonomske, socijalne, ekološke i političke aspekte od kojih se neki teško kvantifikuju.

1.2 Aktuelne transformacije elektroenergetskog sektora

Elektroenergetski sektor prolazi kroz važne transformacije u cijelom svijetu koji su posljedica težnji za povećanjem efikasnosti rada sistema kroz smanjenje troškova proizvodnje, povećanje pouzdanosti napajanja potrošača električnom energijom, kao i rušenju monopola u tom sektoru. Tehnički i ekonomski razlozi, kao i političke odluke tjeraju elektroenergetski sektor u pravcu restrukturiranja i uvođenja konkurencije i ostalih tržišnih mehanizama. Tradicionalni koncept vertikalno integrisanih sistema koji su bili u državnom ili u privatnom vlasništvu, mijenja se sa kompleksnim sistemom u kojemu se kao nezavisni elementi pojavljuju: proizvodnja, prenosni sistem, distribucija, sistem operatori, brokeri energije ... Kao rezultat svega ovoga, dolazi do napuštanja koncepta centralizovanog sistema i ide se ka decentralizovanoj sistemskoj strukturi koja će funkcionisati u veoma dinamičkom okruženju.

Sa tehničkog aspekta, napredak u tehnologiji proizvodnje je značajan razlog za restrukturiranje elektroenergetskog snabdijevanja. Tokom 60-tih i 70-tih, kapacitet tipične elektrane na ugalj ili nuklearne elektrane dostigao je veličinu od 600 – 1000 MW. Vrijeme izgradnje je bilo često duže od 4-5 godina, a za nuklearne elektrane to vrijeme je bilo i do 10 godina. Zbog ovoga, odluke o gradnji novih elektrana su se trebale detaljno analizirati i donijeti mnogo prije nego što je planirani kapacitet bio potreban. Investicije su, takođe, bile enormne, a probijanje budžeta često. U ovim uslovima, samo su veliki, vertikalno integrisani EES, koje je posjedovala država, sa strogom

regulativom, mogli da obezbijede potrebne investicije, kao i da relativizuju eventualne greške u planiranju.

Razvoj gasnih elektrana sa kombinovanim ciklusom doveo je do povećanja termičke efikasnosti i do smanjenja optimalnih veličina generatorskih jedinica. Korišćenjem ove tehnologije, tipična instalisana snaga generatorske jedinice može biti manja od 300 MW, vrijeme izgradnje se može smanjiti na 1-2 godine, a investicija po instalisanom kW je značajno manja. Štaviše, razvoj tržišta gasa je doveo i do znatno manjih cijena gasa kao goriva. Takođe, ova tehnologija ima mnogo manji štetni uticaj na životnu okolinu. U ovim uslovima, investicije mogu da sprovedu i manje organizacije. Ovaj napredak je omogućio pojavu manjih proizvođača koji proizvode električnu energiju po nižim cijenama nego tradicionalne kompanije.

Ekonomski i politički razlozi su, takođe, izuzetno značajni za transformaciju elektroprivrednih preduzeća. Naftna kriza 70-tih godina prošloga vijeka je natjerala većinu razvijenih zemalja da smanje svoju energetska zavisnost od nafte i da se orijentišu ka drugim energentima. Novim pravilima koja uzimaju u obzir i zaštitu životne okoline (Kyoto Protokol) značajno se favorizuju proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora. Elektrane na ugalj i nuklearne elektrane se zbog svojih energenata i tehnologije, izuzetno teško uklapaju u ove standarde, i opšti trend u razvijenom svijetu je njihovo zatvaranje. Ulaskom novih "igrača" koji su vezani za novodolazeće tehnologije (gas, obnovljivi izvori) došlo je do povećanja pritiska ka restrukturiranju sistema.

Politički razlozi, takođe, igraju značajnu ulogu u procesu transformacije. Prvo, primjer nekih zemalja koje su relativno rano ušle u proces liberalizacije. Drugo, opšti trend prihvatanja prednosti koje donosi konkurencija i slobodno tržište električne energije. Na kraju, pritisak nekih međunarodnih finansijskih organizacija, kao što su Svjetska Banka i Evropska investiciona banka, koje često uslovljavaju kreditiranje sa ekonomskom deregulacijom, uključujući i elektroprivredni sistem.

Verikalnim i horizontalnim razdvajanjem se u proizvodnji uvodi konkurencija koja ima za cilj stvaranje novih proizvodnih kompanija i nezavisnih proizvođača (IPP - *Independent Power Producer*), čime se zadovoljavaju potrebe u količini energije, a time se dobija i jeftinija i pouzdanija električna energija, što je i cilj za krajnje potrošače.

Prenos se formira kao jedna kompanija odgovorna za manipulacije, održavanje i širenje sistema. Ona garantuje pristup prenosnoj mreži, što se reguliše transparentnim i nediskriminatornim formama pristupa prenosnom sistemu, kao i cijenama usluga prenosa.

Nezavisni sistem operator (ISO – *Independent System Operator*) stara se za tehničku sigurnost i pouzdanost rada EES-a, te propisuje minimalne zahtjeve za pristup mreži i njeno korišćenje. ISO mora biti neutralan i

nediskriminatoran prema korisnicima prenosne mreže. Osnovni zadatak ISO je održavanje ravnoteže energije (usklađivanje proizvodnje i potrošnje) i održavanje ravnoteže sistema (održavanje frekvencije i napona unutar propisanih granica).

Distributivna djelatnost se dijeli u niz odvojenih distributivnih područja na kojima funkcionišu više funkcionalno razdvojenih distributivnih kompanija. Distributivne kompanije su odgovorne za izgradnju, širenje, razvoj, upravljanje i održavanje distributivnih mreža.

S obzirom na potrebu postepenog otvaranja tržišta i uvođenja konkurencije, sloboda izbora isporučioaca električne energije se, po pravilu, u početku ograničava na kvalifikovane potrošače koji će, u početku, biti veliki industrijski potrošači.

1.3 Modeli organizovanja elektroenergetskog sektora

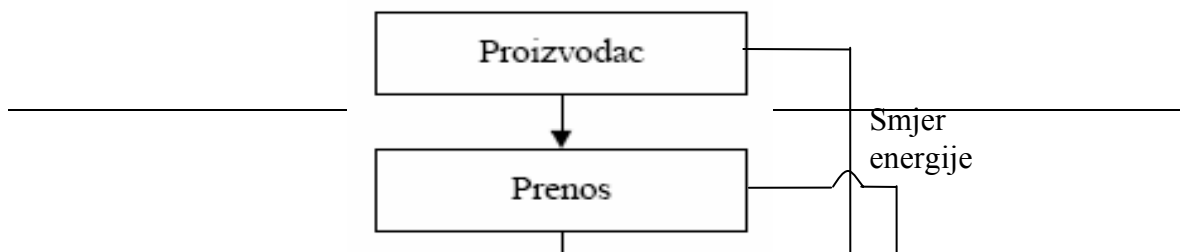
Postoje četiri osnovna modela za organizovanje elektroenergetskog sektora:

- monopolski model,
- model jednog kupca,
- model konkurencije na tržištu na veliko i
- model konkurencije na tržištu na malo.

Ovi modeli su definisani prema stepenu konkurencije. Bilo koji drugi model se može smatrati kombinacijom nekih od ovih četiri osnovnih modela.

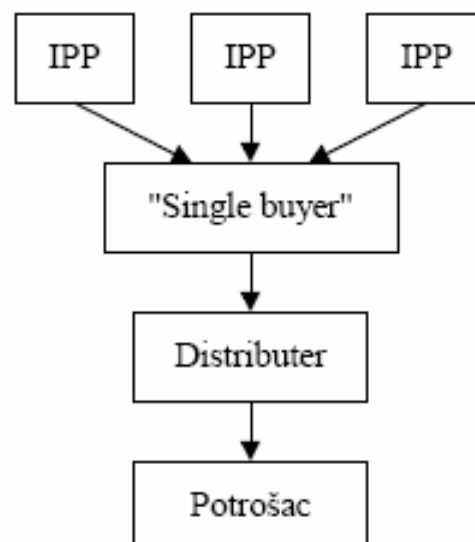
a. Monopolski model

Ovo je integrisani monopol koji nema konkurenciju ni u jednom segmentu (Sl. 1.1). Potrošač se nalazi na kraju niza i nabavlja električnu energiju od kompanija koja ima monopol nad njim. Ugovorni odnosi postoje samo sa velikim potrošačima.

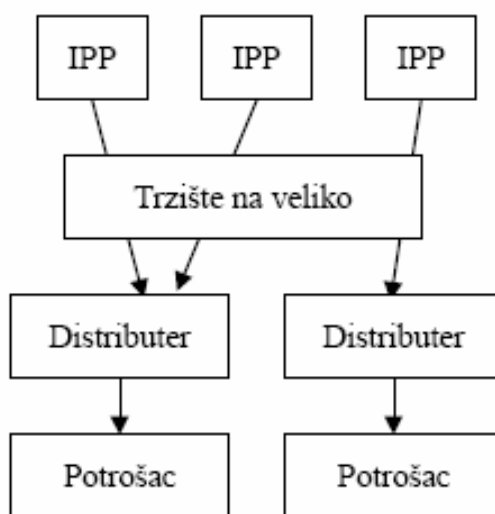


Sl. 1.1 Monopolski model**b. Model jednog kupca (single buyer)**

Kod ovog modela je proizvodnja razbijena, odnosno uvedena je konkurencija na nivou nezavisnih proizvođača (Sl. 1.2). Međutim, ovim modelom krajnji potrošači i distributeri su obavezni da nabavljaju električnu energiju od "single buyer-a". Single buyer se nalazi u monopolskom položaju jer može da diktira uslove kako IPP, tako i distributerima. Ovaj model je značajno unaprijeđen u odnosu na monopolski, međutim i dalje postoje elementi monopola. Troškovi prenosa, distribucije, transakcija i mjerenja su relativno niski i pokrivaju se profitom jedinog kupca ("single buyer"-a).

**Sl. 1.2 Model jednog kupca****c. Model konkurencije na tržištu na veliko**

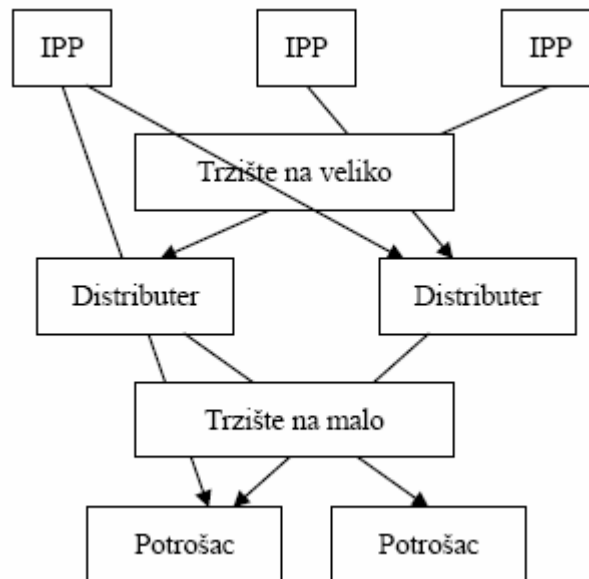
U ovom modelu (Sl. 1.3), takođe, krajnji potrošači nijesu u mogućnosti da biraju svog snabdjevača električnom energijom (osim kvalifikovani potrošači), već su upućeni na distributera koji ima mogućnost izbora proizvođača. U ovom modelu je uvedena konkurencija u proizvodnji i distribuciji. Upravljanje EES-om je u nadležnosti prenosa. Troškovi transakcije su veći nego u prethodnom modelu, a neophodna je složenija mjerna i obračunska infrastruktura. Problemi isporuke i kvaliteta električne energije u ovom modelu rješavaju se ugovorima.



Sl. 1.3 Model konkurencije na tržištu na veliko

d. Model konkurencije na tržištu na malo

Ovaj model (Sl. 1.4) pretpostavlja potpuno liberalizovano tržište električne energije sa konkurencijom u svim elementima sistema, osim u prenosu. Krajnji potrošač može da bira svog isporučioaca, a može direktno ili preko posrednika (distributer) imati pristup svim proizvođačima. Ovako uređeno tržište, zbog velikog broja učesnika u ugovaranju i transakcijama, postaje veoma složeno, pa se povećavaju i svi servisni troškovi.



Sl. 1.4 *Model konkurencije na tržištu na malo*

U skladu sa Atinskim procesom otvaranja tržišta električne energije i Zakonom o energetici RCG, u Crnoj Gori je 2005. g. otpočeo proces restrukturiranja elektroenergetskog sektora. U elektroprivredi Crne Gore konstituišu se četiri funkcionalne cjeline za proizvodnju, prenos, distribuciju i snabdijevanje potrošača električnom energijom, a predviđena je i privatizacija svih sektora, osim prenosne mreže.

2. ENERGETSKO-EKSPLOATACIONE KARAKTERISTIKE EES-a

2. 1 Potrošači

U jednom EES-u postoje brojni i raznovrsni potrošači. Najčešće se karakterišu dijagramima opterećenja, odnosno pokazateljima koji opisuju te dijagrame. Zbog brojnosti pojedinačnih potrošača (koji su najčešće priključeni na niski napon), oni se grupišu u odvojene kategorije potrošnje sa sličnim fizičkim karakteristikama. Kriterijumi grupisanja mogu biti različiti, ali se najčešće u praksi koriste sljedeće kategorije:

- domaćinstva,
- industrija,
- saobraćaj,
- poljoprivreda,
- ostala potrošnja.

Dijagrami opterećenja izražavaju promjenu snage u funkciji vremena i mogu se crtati za pojedinačne potrošače ili za agregiranu potrošnju u okviru administrativnih i geografskih cjelina, ili raznih kategorija i sektora potrošnje. Pošto dijagrami opterećenja (ili dijagrami potrošnje) mogu uključiti i gubitke snage u pojedinim elementima sistema, moguće je razlikovati dijagrame:

- bruto potrošnje (na generatorima),
- na pragu elektrane (umanjena bruto potrošnja za sopstvenu potrošnju elektrane),
- na pragu prenosa (umanjena potrošnja na pragu elektrane za gubitke u generatorskim blok transformatorima),
- na pragu distribucija (umanjena potrošnja na pragu prenosa za gubitke u prenosnoj mreži),
- neto potrošnja koja se naplaćuje od potrošača (bez gubitaka u distributivnim mrežama).

2.1.1 Dnevni dijagram i kriva trajanja opterećenja

a. Karakteristični pokazatelji dijagrama

U pogledu vremenskih perioda dijagrami opterećenja se javljaju kao dnevni, sedmični, mjesečni i godišnji dijagrami, pri čemu je osnov svih tih dijagrama dnevni dijagram.

Dnevni dijagram $P_p = f(t)$ se formira prema trenutnim, ili prema nekim usrednjenim snagama na intervalima od 15 min, pola sata ili jedan sat i za potrebe eksploatacije se najčešće prikazuju za opterećenja sistema na pragu elektrane, ili za neto potrošnju. Na Sl. 2.2 dat je tipičan dnevni dijagram srednjesatnih opterećenja jednog konzumnog područja. Karakterišu ga tri

osnovna pokazatelja: maksimalno P_{pM}^d i minimalno dnevno opterećenje P_{pm}^d i ukupna potrošnja energije W_p^d koja je data površinom ispod dnevnog dijagrama opterećenja.

Iz naprijed navedena tri osnovna pokazatelja definišu se drugi izvedeni karakteristični pokazatelji i to:

– faktor dnevnog opterećenja: $m^d = W_p^d / 24 P_{pM}^d$ (2.1)

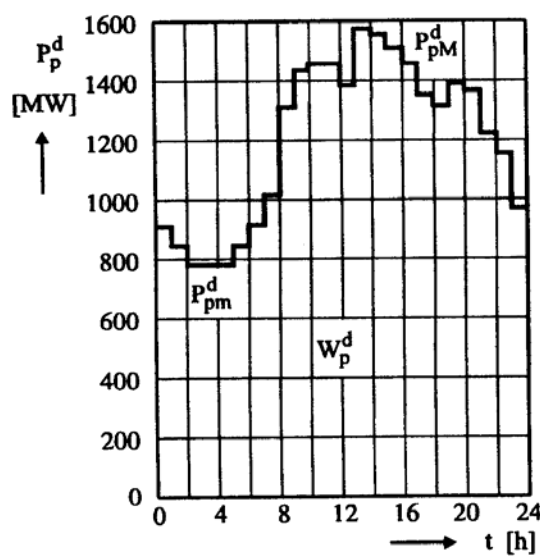
– srednje dnevno opterećenje: $P_{psr}^d = W_p^d / 24$ (2.2)

– vrijeme iskorišćenja maks. snage $T_M^d = W_p^d / P_{pM}^d$ (2.3)

– odnos dnevnog min. i maks. $m_0^d = P_{pm}^d / P_{pM}^d$ (2.4)

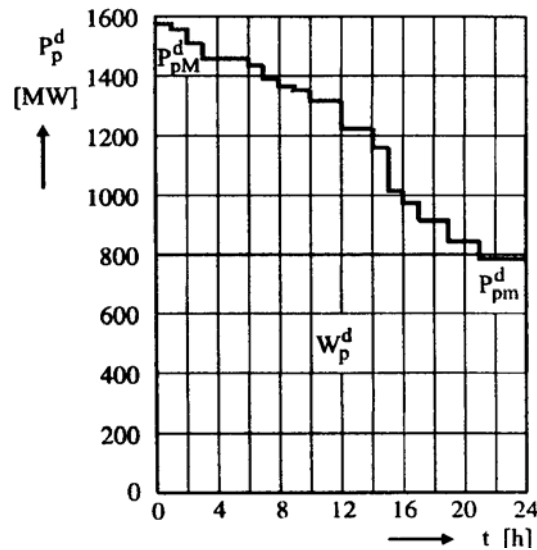
Iz relacija (2.1) - (2.4) slijedi da između pokazatelja postoji veza:

$$m^d = P_{psr}^d / P_{pM}^d = T_M^d / 24 \quad (2.5)$$



Sl. 2.1 Opšti oblik dnevnog dijagrama opterećenja nekog konzuma

Za energetske - ekonomske analize prilika u EES-u, umjesto hronološkog dijagrama opterećenja sa Sl. 2.1, pogodnije je da se koristi preuređena kriva trajanja opterećenja kao na Sl. 2.2.



Sl. 2.2 Preuređena kriva trajanja opterećenja

Ta kriva se dobija tako što se opterećenja iz dnevnog dijagrama poređaju po opadajućim vrijednostima, bez obzira na vremenske trenutke njihovih pojava. Na preuređenoj krivoj sa Sl. 2.2 sačuvani su osnovni pokazatelji hronološkog dijagrama sa Sl. 2.1: P_{pM}^d , P_{pm}^d i W_p^d .

b. Podjela dnevnog dijagrama opterećenja

Dnevni dijagram opterećenja se može podijeliti na dva načina:

- po trajanju opterećenja;
- po tipu opterećenja.

Po prvoj podjeli dnevni dijagram opterećenja se razdvaja na periode visokih T_v^d i niskih opterećenja T_n^d kao na Sl. 2.3-a. Granice između ta dva perioda i njihovo trajanje nijesu jasno određeni, jer zavise od oblika dijagrama.

Podjela po tipu opterećenja razdvaja dnevni dijagram na konstantno (ili bazno) opterećenje P_{pk}^d i na varijabilno (ili vršno) opterećenje P_{pv}^d kao na Sl. 2.3-b. Sada je moguće izraziti konstantnu dnevnu energiju kao

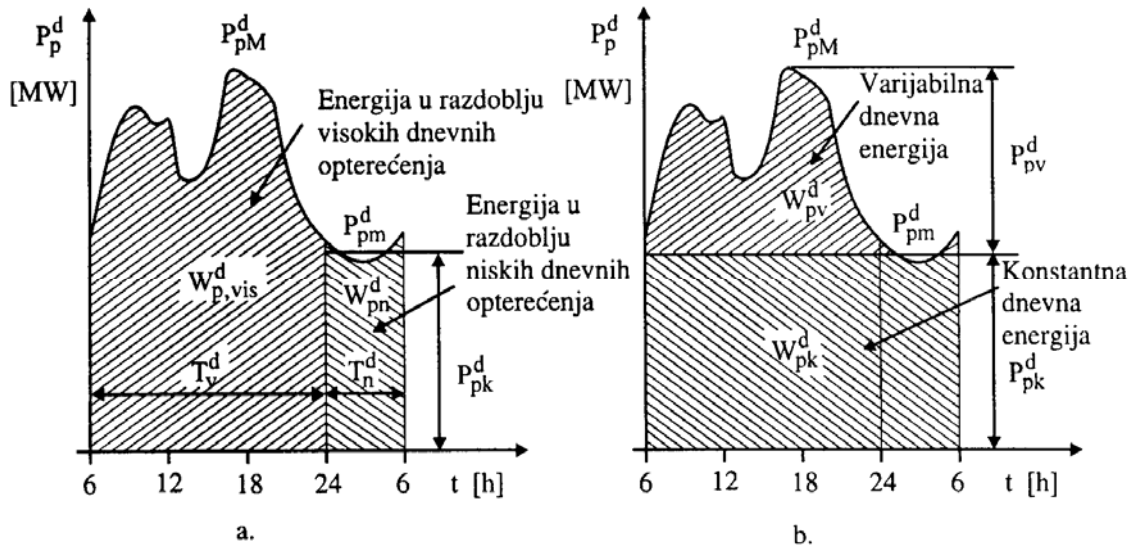
$$W_{pk}^d = 24 P_{pk}^d \quad (2.6)$$

dok se dnevna varijabilna snaga P_{pv}^d i varijabilna energija W_{pv}^d definišu kao

$$P_{pv}^d = P_{pM}^d - P_{pk}^d \quad (2.7)$$

$$W_{pv}^d = W_p^d - W_{pk}^d \quad (2.8)$$

Prema tome, podjelu dnevnog dijagrama opterećenja na konstantni i varijabilni dio karakterišu tri veličine: maksimalno dnevno opterećenje P_{pm}^d , konstantno dnevno opterećenje P_{pk}^d i ukupna dnevna energija W_p^d .



Sl. 2.3 Podjela dnevnog dijagrama opterećenja

a. na periode visokih i niskih opterećenja

b. na konstantni i varijabilni dio

Dnevni dijagrami razlikuju se za radne i neradne dane, odnosno nedjelje i praznike. Razlike su, kako po veličini ukupne energije, tako i po maksimalnom opterećenju i vremenu trajanja varijabilnog opterećenja. Sve nabrojene veličine su veće u radnim danima.

Ako je dnevno trajanje velikih opterećenja T_v^d , trajanje malih opterećenja je $T_n^d = T^d - T_v^d$, gdje je $T^d = 24$ h. Obično se polazi od pretpostavke da je konstantno opterećenje P_{pk}^d isto za radne (indeks 'r') i neradne dane (indeks 'n') i određuje se relacijom

$$P_{pk}^d = (W_p^d - W_{p,vis}^d) / T_n^d \quad (2.9)$$

pri čemu su $W_{p,vis}^d$ i T_n^d definisani na Sl. 2.3-a. U opštem slučaju važi da je $P_{pk}^d \neq P_{pm}^d$ i $W_{p,vis}^d \neq W_p^d$.

Naprijed izložena podjela dnevnog dijagrama na konstantni i varijabilni dio naročito je važna u vezi sa njegovim popunjavanjem angažovanjem različitih tipova elektrana. Konstantno ili "bazno" opterećenje se obično pokriva protočnim HE i/ili TE, dok se varijabilno opterećenje pokriva "vršnim" elektranama (akumulacione i reverzibilne HE ili gasne TE).

c. Aproksimacija krive trajanja opterećenja

Moguća su dva načina aproksimacije krive trajanja opterećenja $P_p(t)$: pomoću više pravih linija ili pomoću vremenskog polinoma proizvoljnog stepena. Osnovni princip svih aproksimacija je da aproksimacije moraju sačuvati najvažnija svojstva stvarne krive: maksimalno i minimalno (ili konstantno) opterećenje i ostvarenu potrošnju, odnosno površinu ispod krive trajanja.

Na Sl. 2.4 prikazana je često primjenjivana aproksimacija sa tri prave. Polazi se od koncepta podjele normalizovanog dijagrama trajanja opterećenja na konstantni i varijabilni dio i zamjene stvarnog dijagrama sa tri segmenta pravih određenih sljedeći koordinatama:

- $(0,1)$ i $(\alpha \tau_v^d, p_{pk}^d + \beta p_{pv}^d)$ za segment A - B ($0 \leq \tau \leq \alpha \tau_v^d$);
- $(\alpha \tau_v^d, p_{pk}^d + \beta p_{pv}^d)$ i (τ_v^d, p_{pk}^d) za segment B - C ($\alpha \tau_v^d \leq \tau \leq \tau_v^d$);
- (τ_v^d, p_{pk}^d) i $(1, p_{pk}^d)$ za segment C - D ($\tau_v^d \leq \tau \leq 1$).

gdje su normalizovane koordinate $p_p^d = P_p / P_{pM}^d$ i $\tau = t / T^d$ kao i sve ostale veličine na Sl. 2.4 izražene u relativnim jedinicama (pri čemu je $T^d = 24$ h).

Nepoznati parametri α i β definišu krajnje tačke segmenata pravih i određuju se iz uslova da je u zamjenskom dijagramu površina koja odgovara varijabilnoj energiji ostaje nepromijenjena:

$$w_{pv}^d = W_{pv}^d / P_{pM}^d T^d = 0,5 [\alpha \tau_v^d p_{pv}^d (1 + \beta) + \beta \tau_v^d p_{pv}^d (1 - \alpha)] =$$

$$= 0.5 \tau_v^d p_{pv}^d (\alpha + \beta) \quad (2.10)$$

odakle je

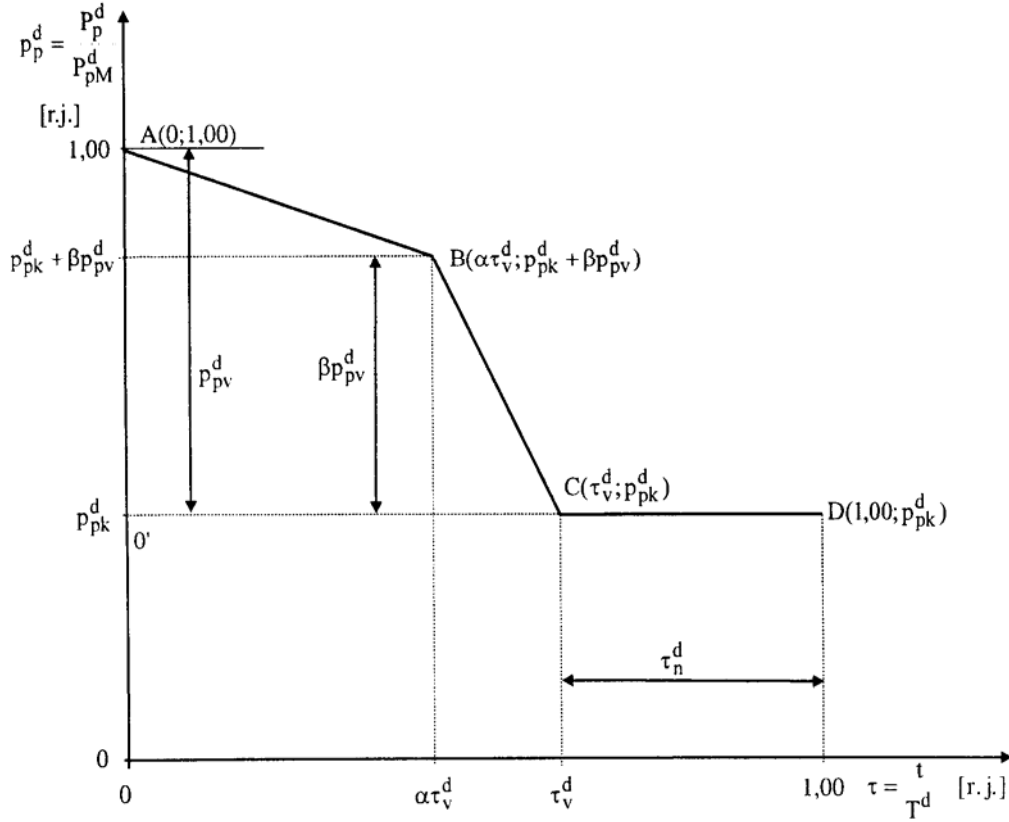
$$\alpha + \beta = 2 w_{pv}^d / \tau_v^d p_{pv}^d = 2 W_{pv}^d T^d / P_{pv}^d T_v^d \quad (2.11)$$

Ako se uzmu u obzir granične vrijednosti promjene varijabilne energije $W_{pv}^d = 0$ i $W_{pv}^d = P_{pv}^d T_v^d$ (odnosno njihovih relativnih vrijednosti $w_{pv}^d = 0$ i $w_{pv}^d = \tau_v^d p_{pv}^d$) na osnovu jednačine (2.11) dobija se nejednakost

$$0 \leq \alpha + \beta \leq 2 \quad (2.12)$$

Jednačina (2.11) u koordinatnom sistemu (α, β) predstavlja pravu čiji je koordinatni početak u tački $(0,0)$ na Sl. 2.5, a odsječci τ_v (za $\alpha = 1$) na α -koordinati i p_{pv} (za $\beta = 1$) na β -koordinati. Ova prava ($\alpha + \beta = \text{Const.}$) predstavlja geometrijsko mjesto tačaka presjeka pravih koje aproksimiraju varijabilni dio normalizovane krive trajanja opterećenja i ima jednake odsječke na novim koordinatnim osama α i β

$$\alpha_0 = \beta_0 = 2 w_{pv}^d / \tau_v^d p_{pv}^d \quad (2.13)$$



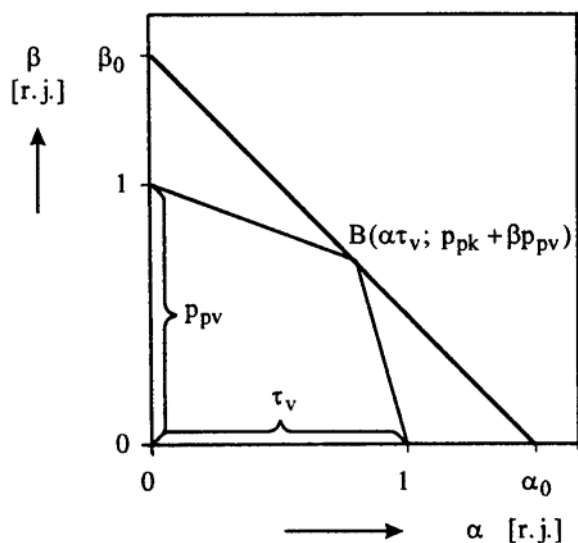
Sl. 2.4 Aproksimacija krive trajanja dnevnog opterećenja sa tri prave

Druga aproksimacija krive trajanja opterećenja koristi vremenski polinom

$$p_p^d(\tau) = \sum_{k=0}^n a_k \tau^k \quad (2.14)$$

gdje su nepoznati koeficijenti a_k ; $k = 0, 1, 2, \dots, n$ (obično se uzima $n \leq 5$) određuju minimizacijom zbira kvadrata odstupanja vrijednosti funkcije (2.14) od poznate vrijednosti zadate tačke na stvarnoj krivoj trajanja opterećenja.

Aproksimacija polinomom (2.14) je u principu preciznija od aproksimacije sa tri prave i dobija se u jednom koraku rješavanjem optimizacionog problema "fitovanja".

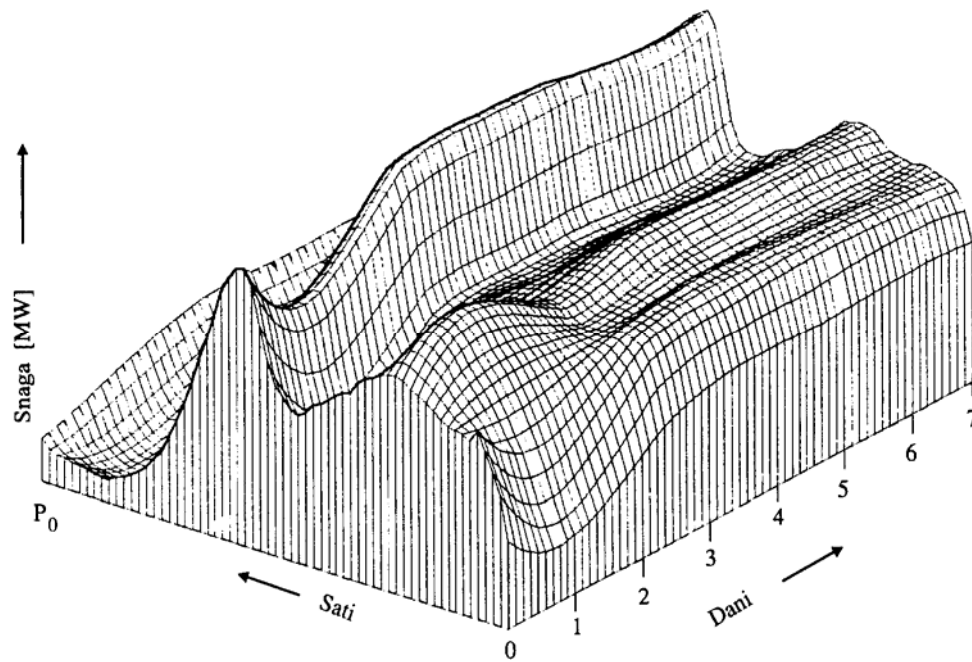


Sl. 2.5 Određivanje presječne tačke *B* pravih sa Sl. 2.4

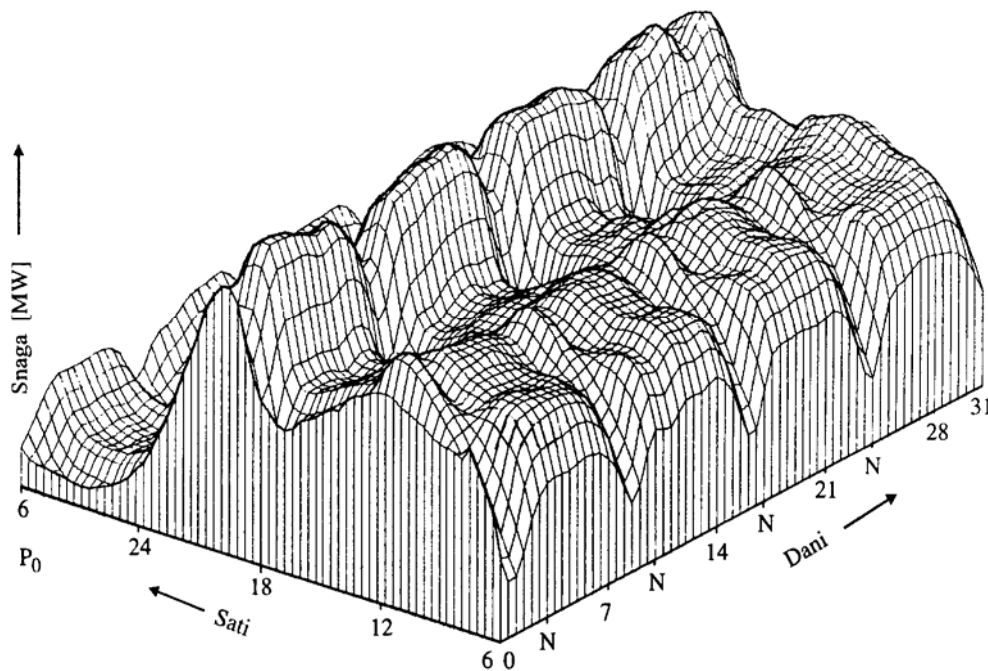
- d. Sedmični, mjesečni i godišnji dijagrami opterećenja i odgovarajući dijagrami trajanja

Osnov za formiranje u naslovu navedenih dijagrama su dnevni dijagrami opterećenja. Dijagrami za duže vremenske periode od 24 h dobijaju se hronološkim slaganjem odgovarajućih dnevnih dijagrama za posmatrani vremenski period onoliko puta koliki je sadržaj dana u njima: 7 puta za sedmični dijagram, 30 (28, 29 ili 31) puta za mjesečni dijagram i 365 (366) puta za godišnji dijagram opterećenja. radi preglednosti, ovi dijagrami se mogu crtati trodimenzionalno kao, na primjer, na Sl. 2. 6 i Sl. 2.7 za sedmični i mjesečni period.

Uočeno je da su dnevni dijagrami opterećenja tokom jedne sedmice međusobno slični za sve radne dane, a da se razlikuju u neradnim danima (nedjelja i praznik). Zbog toga se posebno proučavaju dijagrami za radne, a posebno za neradne dane. Zbog ponavljanja oblika dijagrama za radne i neradne dane rijetko se crtaju hronološki dijagrami $P_p = f(t)$ sa Sl. 2.1 za sedmicu, mjesec i godinu. Pretežno se koriste krive trajanja opterećenja za određene vremenske periode T (168 h za sedmicu, 720 h, odnosno 744 h, ili 672/696 h za mjesec i 8760, odnosno 8784 h za godinu). Radi unifikacije često se ovi dijagrami normalizuju po snazi i/ili po vremenu. Bazna veličina za normalizaciju snage je vršna snaga P_{pM} , a za normalizaciju vremena odgovarajuća dužina perioda (T^s za sedmicu, T^m za mjesec i T^g za godinu).

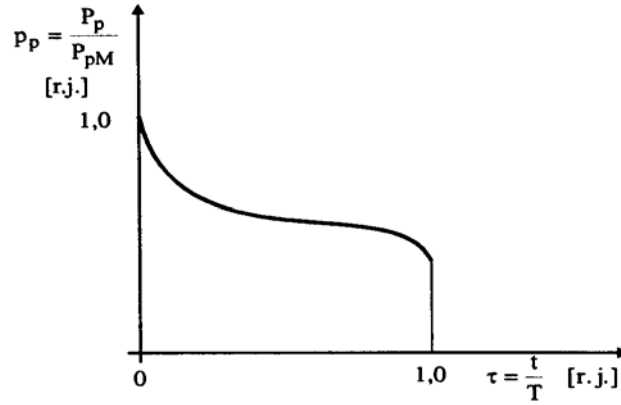


Sl. 2.6 Trodimenzionalni dijagram opterećenja za sedmični period

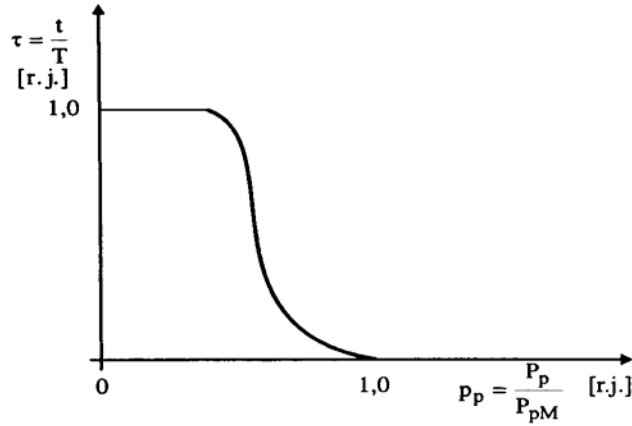


Sl. 2.7 Trodimenzionalni dijagram opterećenja za mjesečni period

Normalizovani dijagrami su pogodni jer se vrijednosti normalizovanih koordinata izražavaju u relativnim jedinicama (r.j.) u opsegu između 0 i 1 kao na Sl. 2.8. Kada se izvrši zamjena apscise i ordinate, dobija se normalizovani inverzni dijagram opterećenja $\tau = f(p_p)$ kao na Sl. 2.9.



Sl. 2.8 Normalizovani dijagram trajanja opterećenja $p_p(\tau)$



Sl. 2.9 Inverzni normalizovani dijagram trajanja opterećenja $\tau = f(p_p)$

Analogno definicijama karakterističnih pokazatelja dnevnog dijagrama m^d (2.1), P_{psr}^d (2.2) i T_M^d (2.3) mogu se definisati i odgovarajući karakteristični pokazatelji sedmičnih (s), mjesečnih (m) i godišnjih (g) dijagrama opterećenja:

$$m^s = W_p^s / 168 P_{pM}^s; P_{psr}^s = W_p^s / 168; T_M^s = W_p^s / P_{pM}^s \quad (2.15)$$

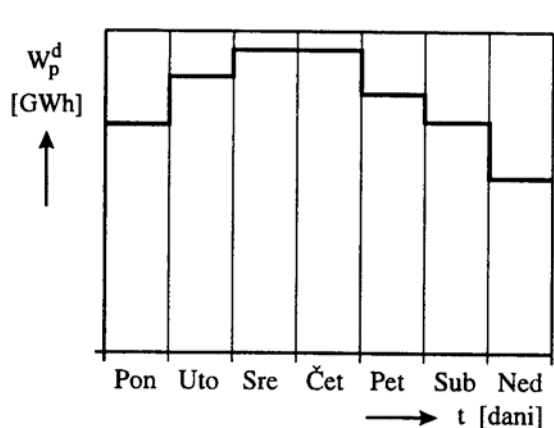
$$m^m = W_p^m / a^m P_{pM}^m; P_{psr}^m = W_p^m / a^m; T_M^m = W_p^m / P_{pM}^m \quad (2.16)$$

$$m^g = W_p^g / a^g P_{pM}^g; P_{psr}^g = W_p^g / a^g; T_M^g = W_p^g / P_{pM}^g \quad (2.17)$$

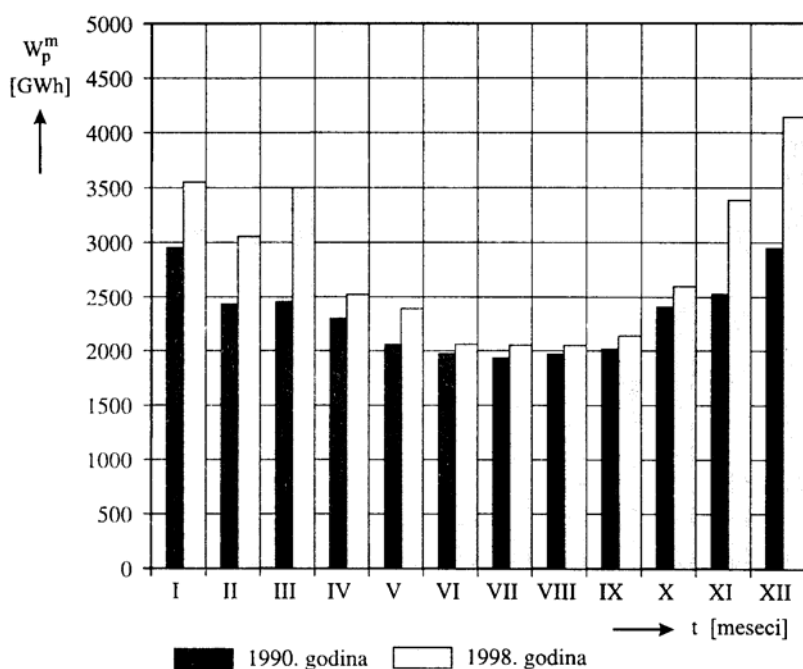
gdje koeficijenti a^m i a^g zavise od broja sati u mjesecu ($a^m \in \{672, 696, 720, 744\}$) i godini ($a^g \in \{8760, 8784\}$).

Pored dijagrama trajanja opterećenja, potrošnju nekog potrošača ili regiona mogu karakterisati i sedmični, mjesečni i godišnji dijagrami potrošnje. Na Sl. 2.10 prikazan je tipičan sedmični dijagram potrošnje sa

dnevnom diskretizacijom vremenske ose, a na Sl. 2.11 godišnji dijagram potrošnje sa mjesečnom diskretizacijom vremenske ose.



Sl. 2.10 Tipičan sedmični dijagram potrošnje konzumnog područja



Sl. 2.11 Godišnji dijagram (histogram) potrošnje energije (za dvije godine)

2.2 IZVORI ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.2.1 Osnovni pokazatelji elektrana

Zadatak izvora električne energije (elektrana) jeste da u svakom trenutku zadovolje potrošnju sistema, pri čemu se pod potrošnjom podrazumijevaju neto potrošnje potrošača i gubici u prenosnim i distributivnim mrežama. Pored toga, u izvorima se mora obezbijediti i neophodna rezerva kapaciteta za pokrivanje:

- iznenadnih promjena opterećenja (regulaciona rezerva),
- istovremenog ispada najveće moguće snage proizvodnih agregata (havarijska rotirajuća rezerva),
- generatorskih kapaciteta u remontu (remontna rezerva) i
- drugih dužih neplaniranih ispada proizvodnih kapaciteta (hladna rezerva).

Primarni energetske izvori koji se danas koriste za proizvodnju električne energije mogu se globalno klasifikovati u obnovljive i neobnovljive izvore. U obnovljive spadaju hidroizvori, elektrane na sunce, vjetar i morske talase, a u neobnovljive svi izvori koji koriste fosilna (ugalj, tečna i gasovita) i nuklearna goriva (uranijum).

Osnovni zajednički pojmovi vezani za sve izvore sa kojima se operiše u procesima eksploatacije i planiranja su:

- *Instalisana (aktivna ili prividna) snaga agregata* mjerena na generatoru (P_{Gi} ; S_{Gi}), ili na pragu generatora (elektrane) (P_{Gi} ; S_{Gi}) je deklarirana trajna (istovremeno i nominalna) snaga proizvodnog agregata, izražena u [MW] ili [MVA].
- *Instalisana snaga elektrane* (P_{Ei}) je zbir nominalnih snaga turbina [MW], ili generatora elektrane [MVA].
- *Maksimalna snaga elektrane* je ona najveća snaga ($P_{EM} \leq P_{Ei}$) koju elektrana kao cjelina može dati uz pretpostavku da su svi djelovi elektrane sposobni za pogon. Za HE se pri tome pretpostavlja da su protok i pad optimalni, a za TE na paru da na raspolaganje stoji dovoljna količina goriva propisanog kvaliteta i dovoljna količina vode normalne temperature i čistoće za napajanje generatora pare i hlađenje kondenzata.
- *Raspoloživa snaga agregata* (P_{Gr}) ili elektrane (P_{Er}) dobija se preko zajedničkog izraza

$$P_r = P_i - P_{sp} - P_{ReR} - \Delta P_{op} \quad (2.18)$$

gdje je u koherentnim jedinicama:

P_{sp} - snaga sopstvene potrošnje agregata (elektrane),

P_{ReR} - snaga u remontu;

ΔP_{op} - smanjena snaga usljed posebnih operativnih razloga kao , na primjer, usljed smanjenja pada kod HE, porasta temperature rashladne vode kod TE, kvara na mlinovima TE i sl.

- *Snaga sopstvene potrošnje* (P_{sp}) je snaga neophodna za pogon pomoćnih uređaja agregata ili elektrane (pumpe, ventilatori, mlinovi, kompresori itd.). Znatno je veća kod TE na paru (6 - 12 % od nominalne snage), nego kod HE (0,5 - 2 %).

- *Aktivna snaga na pragu generatora* (P_G), ili elektrane (P_E) je razlika između snage na generatoru (P'_G) i snage sopstvene potrošnje generatora ili elektrane (P_{sp}), odnosno

$$P_G = P'_G - P_{sp}; \quad P_E = \sum_i P_{gi} \quad (2.19)$$

- *Angažovana snaga elektrane* (P_{Ea}) definiše se kao razlika između raspoložive snage elektrane (P_{Er}) i kapaciteta koji se drži u rezervi u elektrani (P_{rez})

$$P_{Ea} = P_{Er} - P_{rez} \quad (2.20)$$

- *Srednja godišnja snaga agregata* (elektrane) definiše se kao količnik između odgovarajuće godišnje proizvedene energije u [MWh] agregata W_G^g (ili elektrane W_E^g) i broja sati u godini T_l^g (8760 h za prostu ili 8784 h za prestupnu godinu).

$$P_{Gsr}^g = W_G^g / T_l^g; \quad P_{Esr}^g = W_E^g / T_l^g \quad [\text{MWh}] \quad (2.21)$$

- *Godišnje vrijeme iskorišćenja nominalne (maksimalne) snage* T_M^g je količnik između godišnje proizvedene električne energije u [MWh] agregata W_G^g (ili elektrane W_E^g) i nominalne snage agregata P_{Gn} (ili elektrane P_{En}) u [MW]

$$T_{MG}^g = W_G^g / P_{Gn}; \quad T_{ME}^g = W_E^g / P_{En} \quad [\text{h}] \quad (2.22)$$

- *Godišnji faktor iskorišćenja nominalne snage* m^g (ili godišnji faktor opterećenja) agregata (elektrane) je količnik

$$m_G^g = W_G^g / (T_l^g P_{Gn}) = P_{Gsr}^g / P_{Gn} = T_{MG}^g / T_l^g \quad (2.23)$$

$$m_E^g = W_E^g / (T_l^g P_{En}) = P_{Esr}^g / P_{En} = T_{ME}^g / T_l^g$$

Analogno se mogu definisati pokazatelji (2.18) - (2.23) za druge vremenske intervale (dan, sedmica, mjesec).

- *Garantovana maksimalna snaga elektrane* je najveća snaga koju elektrana može ostvariti određeni broj sati dnevno (na primjer 4 h/dan) i određeni broj dana godišnje (na primjer 300 dana/god).
- Razni tipovi *rezervi* proizvodnih kapaciteta su:
 - Ukupna rezerva - UR
 - Remontna rezerva - ReR
 - Rezerva proizvodnih kapaciteta - RPK

– Hladna rezerva	- HR
– Operativna rezerva	- OR
– Rotirajuća rezerva	- RoR
– Nerotirajuća rezerva	- NRoR
– Regulaciona rezerva	- RgR
– Rotirajuća havarijska rezerva	- RoHR.

Pokazatelji kvaliteta rada elektrana su:

$$\text{Raspoloživost} = \frac{\text{Vrijeme rada u [h]} + \text{Vrijeme u rezervi u [h]}}{\text{Dužina perioda osmatranja u [h]}} \cdot 100 [\%]$$

$$\text{Pouzdanost} = 100 - \frac{\text{Dužina prinudnih ispada u [h]}}{\text{Dužina perioda osmatranja u [h]}} \cdot 100 [\%]$$

gdje je dužina perioda osmatranja obično jedna godina T_1^g (8760 ili 8784 h).

Godišnji intenzitet prinudnih ispada (FOR - "Forced Outage Rate") je

$$q^g = (\text{FOR})^g = \frac{\text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada u [h]}}{(\text{Vrijeme u kojem je jedinica raspoloživa u [h]} + \text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada u [h]})} \cdot 100 [\%]$$

Ostali specifični pojmovi posebno vezani za HE i TE biće objašnjeni u daljem izlaganju.

2.2.2 Hidroelektrane (HE)

a. Opšta svojstva i vrste HE

HE su postrojenja u kojima se potencijalna energija vode pretvara preko hidrauličkih turbina prvo u mehaničku, a potom posredstvom generatora u električnu energiju. Energetske karakteristike svake HE zavise od vodotoka na kome je izgrađena, odnosno od protoka, ukupne količine raspoložive vode i njene raspodjele tokom godine i od pada. Ni protok, ni količina vode ni pad se ne mogu po volji birati, jer su to inherentne karakteristika svakog rječnog toka i položaja elektrane.

HE se u energetsom pogledu karakterišu mogućom proizvodnjom koja se obično izražava kao srednja godišnja proizvodnja u [GWh]. Ta srednja

proizvodnja se dobija kao aritmetička sredina mogućih godišnjih proizvodnji u posmatranom dužem nizu godina za koje se raspolaže sa podacima o ostvarenim dotocima. Pod pojmom "moguća proizvodnja" podrazumijeva se maksimalna proizvodnja koja bi se mogla ostvariti korišćenjem najveće količine raspoložive vode pod najpovoljnijim uslovima, uzimajući u obzir veličinu izgradnje svake od HE.

Karakteristika HE je i veličina akumulacionog bazena, gdje treba razlikovati ukupnu (ili geometrijsku) i korisnu zapreminu bazena koja se obično daje u $[10^6 \text{ m}^3]$.

Ukupna zapremina bazena V_u je količina vode koja se može smjestiti između dna i najvišeg nivoa vode u normalnom pogonu.

Korisna zapremina V_k odgovara iskoristivoj količini te vode između najnižeg i najvišeg radnog nivoa akumulacije, dok je mrtvi prostor neiskoristivi dio ukupne zapremine akumulacije.

Relativna vrijednost korisne zapremine v_k akumulacionog bazena je odnos korisne zapremine V_k i ukupne količine vode koja tokom godine (V_{du}^g), sedmice (V_{du}^s) ili dana (V_{du}^d) dotekne u bazen. Korisna zapremina bazena se još karakteriše i energetsom vrijednošću akumulacionog bazena.

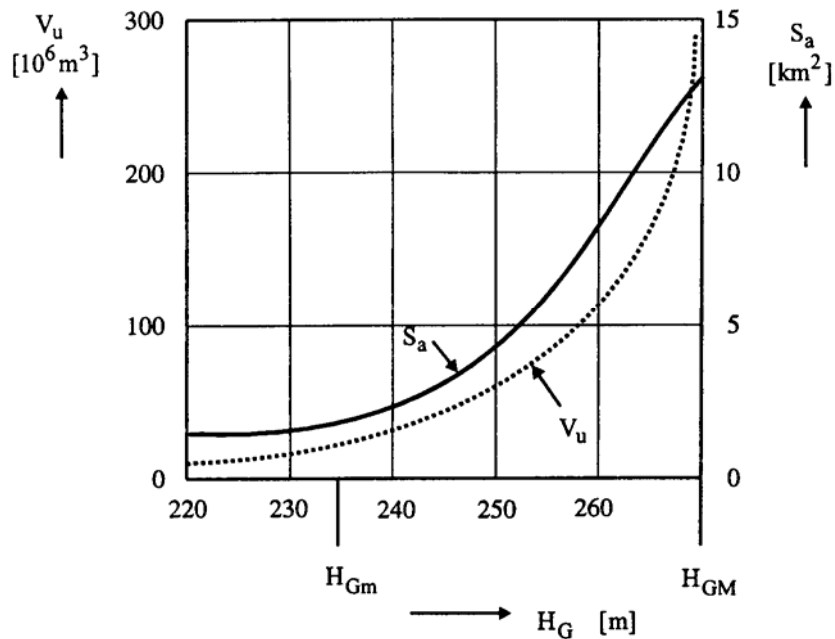
Energetska vrijednost akumulacionog bazena je ona količina električne energije koja bi se sa raspoloživom vodom mogla proizvesti u sopstvenoj i svim nizvodnim HE u slučaju kompletnog pražnjenja korisne zapremine akumulacije V_k kada u tom procesu ne bi bilo dotoka vode u bazen, ni gubitaka vode.

Na Sl. 2.12 prikazan je izgled krivih površine S_a i ukupne zapremine V_u jedne velike akumulacije (Jablanica, BiH), a na Sl. 2.13 opšti izgled krive nivoa gornje vode H_G od korisne zapremine akumulacije V_k .

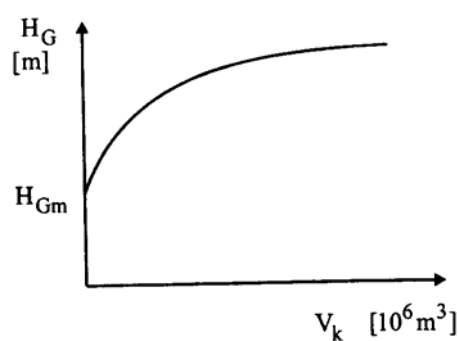
Radi ilustracije različitih slučajeva akumulacija, u Tabeli 2.1 dati su osnovni podaci o tri karakteristične akumulacije ("Trebinje" u BiH je HE sa višegodišnjom akumulacijom, "Đerdap 1" u Srbiji je HE sa nedjeljnom akumulacijom i "Dubrovnik" u Hrvatskoj je HE sa dnevnom akumulacijom). Vidi se da je za godišnje ili višegodišnje izravnanje voda potrebna akumulacija velike relativne zapremine $V_k / V_{du}^g = 0,2 - 0,6$, za sezonsko je $V_k / V_{du}^g = 0,08 - 0,2$, a za nedjeljno izravnanje je $V_k / V_{du}^g = 0,01 - 0,04$.

Ostale karakteristike akumulacije su:

- Minimalni radni nivo, odnosno najniža kota nivoa gornje vode H_{Gm} do koje se smije spustiti nivo akumulacije u normalno pogonu.
- Maksimalni uspor, odnosno najviša kota nivoa gornje vode u akumulaciji H_{GM} .



Sl. 2.12 Krive površine i ukupne zapremine velike akumulacije (Jablanica) u funkciji od kote gornje vode

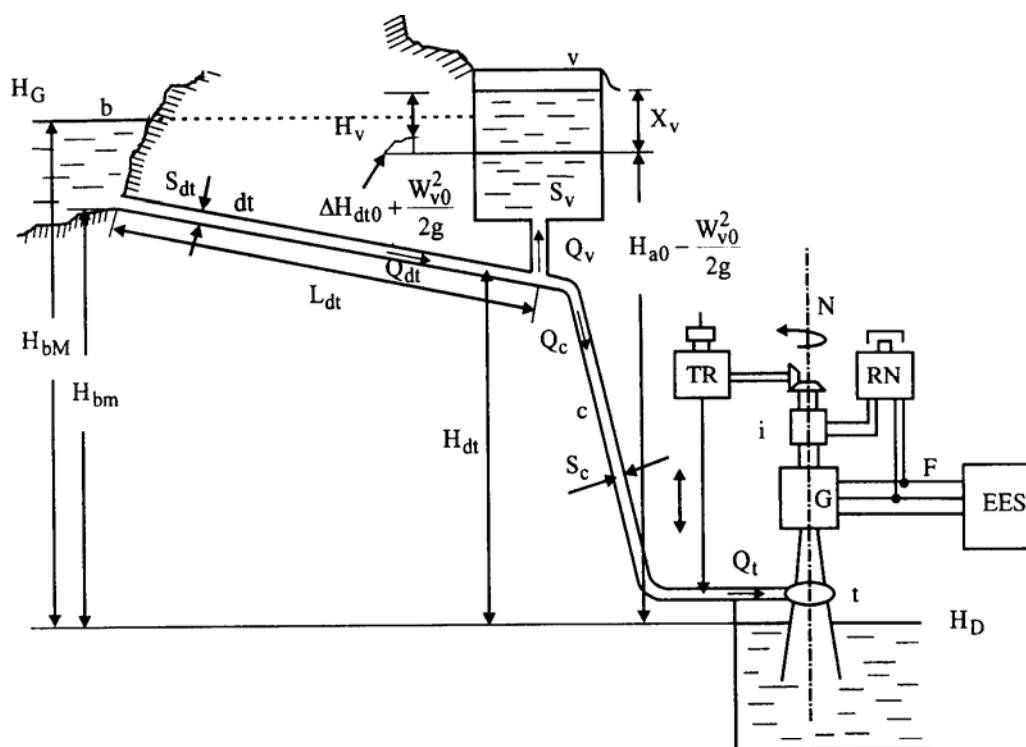


Sl. 2.13 Opšti oblik krive nivoa gornje vode od korisne zapremine bazena

Tabela 2.1 Osnovni podaci o tri karakteristične akumulacije HE

		Trebinje (Republika Srpska)	Đerdap 1	Dubrovnik (Hrvatska)
Godišnji dotok	V_{du}^g [10^6 m ³ /god]	2600–3900	172000	3500–4000
Srednji protok	Q_{sr} [m ³ /s]	82,5–124	5454	111–127
Zapremina akumulacije	V_k [10^6 m ³]	1100	2400	9
	V_u [10^6 m ³]	1360	–	11,9
Relativna zapremina akumulacije				
V_k / V_{du}^g [%]		28–42	1,4	0,22–0,26
V_{du}^s / V_k [%]		4,5–6,8	72,6	–
V_{du}^d / V_k [%]		–	–	0,94
Period izravnjavanja		Višegodišnji	Nedeljni	Dnevni

Na Sl. 2.14 prikazan je podužni presjek jedne derivacione HE sa naznakom svih osnovnih veličina.



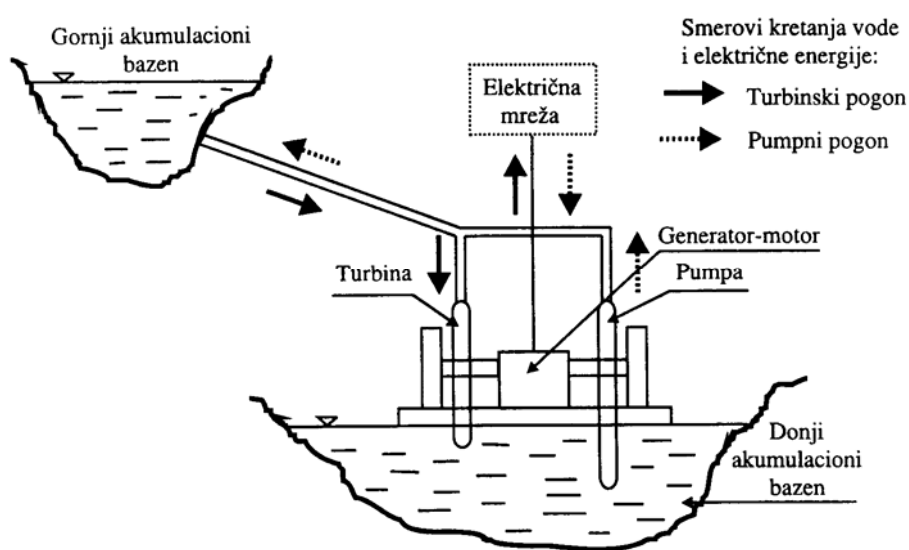
Legenda:

$H_b = H_G - H_D$	– bruto pad	G	– generator
H_{bM}, H_{bm}	– maksimalni i minimalni bruto pad, respektivno	b	– akumulacioni bazen
H_G, H_D	– nivo gornje i donje vode, respektivno	c	– cevovod
Q_{dt}, Q_c, Q_v, Q_t	– brzina vode u dovodnom tunelu, cevovodu, vodostanu i turbini, respektivno	dt	– dovodni tunel
S_{dt}, S_v, S_c	– poprečni presek dovodnog tunela, vodostana, cevovoda, respektivno	v	– vodostan
H_v	– nivo vode u vodostanu	TR	– turbinski regulator
X_v	– dinamička promena nivoa vode u vodostanu	t	– hidraulička turbina
L_{dt}, L_c	– dužina dovodnog tunela i cevovoda, respektivno	i	– pobudnica
H_{a0}	– statički pad	RN	– regulator napona
ΔH_{dt0}	– gubitak pada u dovodnom tunelu u stacionarnom stanju	EES	– elektroenergetski sistem
W_{v0}	– brzina vode na ulazu u vodostan u stacionarnom stanju	N	– brzina obrtanja
		F	– učestanost

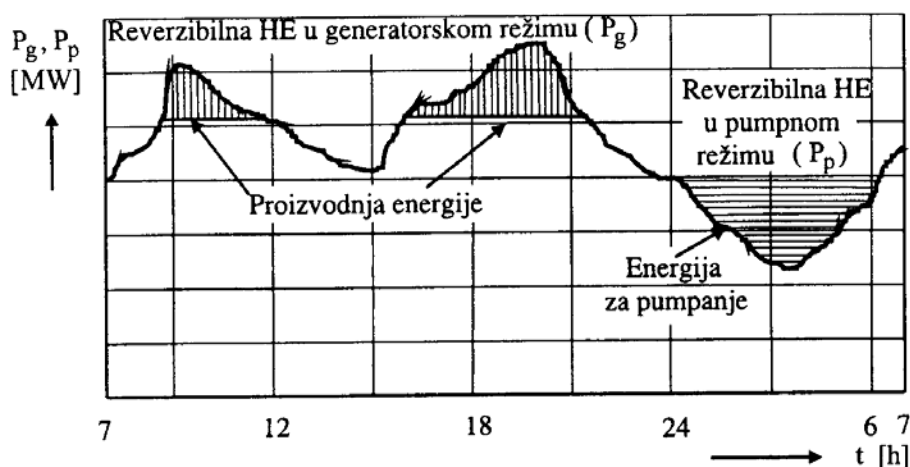
Sl. 2.14 Podužni presjek tipične derivacione HE

U energetske pogledu postoji dva osnovna tipa HE:

1. HE koje vodu koriste za proizvodnju električne energije isključivo u turbinskom režimu rada (klasične HE)
2. Pumpno - turbinske HE koje rade u turbinskom i u pumpnom režimu. Na taj način one mogu da vrše prebacivanje vode iz gornjeg u donji akumulacioni bazen (Sl. 2.15) i obrnuto, čime se istovremeno postiže i prebacivanje energije iz jednog dijela površine ispod dijagrama opterećenja (baznog) u drugi (vršni), što je ilustrovano na Sl. 2.16. Kada se pumpni turbinski režim obavljaju preko iste mašine, takve elektrane se nazivaju reverzibilne HE.



Sl. 2.15 Šema tipične reverzibilne HE



Sl. 2.16 Plasman energije RHE u dnevnom dijagramu opterećenja sistema

Reverzibilne HE mogu raditi u dnevnom ili u sezonskom ciklusu. Njihov globalni faktor opterećenja je reda 70 %, ali su korisne radi izravnavanja dijagrama opterećenja, jer povećavaju minimalne i smanjuju efektivne vršne snage sistema.

S obzirom na postojanje i veličinu akumulacionog bazena, razlikuju se četiri tipa (klasičnih) HE:

1. Protočne HE,
2. HE sa dnevnom akumulacijom,
3. HE sa sedmičnom akumulacijom,
4. HE sa sezonskom (mjesečnom, višemjesečnom, višegodišnjom) akumulacijom.

Protočne HE su elektrane kod kojih skoro da ne postoji akumulacioni bazen, tako da one moraju proizvoditi energiju potpuno u skladu sa režimom prirodnih dotoka vode. Suprotno tome, kod HE sa sezonskom akumulacijom postoje veoma veliki akumulacioni bazeni i široke mogućnosti sezonskog izravnavanja proizvodnje električne energije. Drugim riječima, režim proizvodnje ovih HE uglavnom je diktiran zahtjevima sistema, a ne veličinama prirodnih dotoka vode.

Kriterijum za pripadnost HE jednoj od gornjih grupacija u domaćoj elektroprivredi zasnovan je na vremenu trajanja pražnjenja akumulacionog bazena sa instalisanim protokom HE, pretpostavljajući da pri tome nema dotoka u akumulaciju. Ovo vrijeme definisano je relacijom

$$T_{pr} = V_k / 3600 Q_i \quad [h] \quad (2.24)$$

gdje je V_k - korisna zapremina akumulacije u $[m^3]$;

Q_i - instalisani protok HE u $[m^3/s]$.

Ako je:

- | | |
|------------------------------------|--|
| $0 \leq T_{pr} \leq 2 \text{ h}$ | - HE je protočna; |
| $2 \leq T_{pr} \leq 400 \text{ h}$ | - HE je sa dnevnom i sedmičnom akumulacijom; |
| $T_{pr} > 400 \text{ h}$ | - HE je sa sezonskom (odnosno višegodišnjom) akumulacijom. |

U eksploataciji se HE sa dnevnom i sedmičnom akumulacijom obično tretiraju kao protočne.

Postoji i drugačija klasifikacija HE koja se može sresti u zapadnim izvorima, a koja se bazira na definiciji vremena potrebnog za punjenje akumulacionog bazena sa dotokom jednakim instalisanom protoku, bez pražnjenja. Po takvom kriterijumu ima se slijedeća klasifikacija:

1. HE je protočna ako je vrijeme punjenja akumulacionog bazena manje od 2 h. (Ovdje se ne uzima u obzir protok biološkog minimuma koji

predstavlja proizvodnju koja odgovara najmanje zahtijevanom protoku koji ne ugrožava život nizvodno od HE).

2. HE ima dnevnu akumulaciju ako je vrijeme punjenja akumulacionog bazena (bez protoka biološkog minimuma) između 2 h i 24 h.

3. HE je sa sedmičnom akumulacijom ako je vrijeme punjenja akumulacionog bazena (bez protoka biološkog minimuma) između 1 dan i 3 dana.

4. HE je sa sezonskom akumulacijom ako je vrijeme punjenja akumulacionog bazena (bez protoka biološkog minimuma) duže od 3 dana.

b. Proračun snage i energije HE

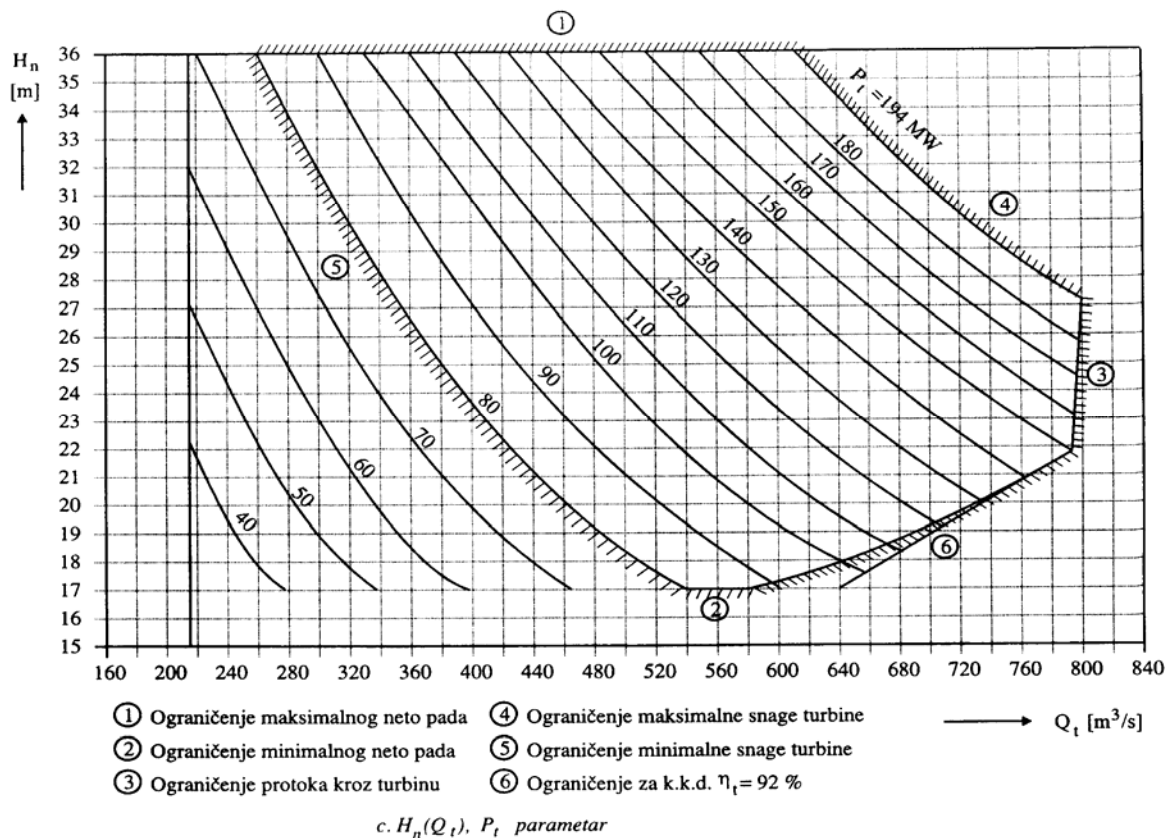
Zavisno od veličine, tipa konstrukcije akumulacionog bazena i prirodnih uslova dotoka, HE mogu raditi sa konstantnim ili sa promjenljivim bruto padom H_b . Snaga generatora P_G mjerena na pragu HE izračunava se preko relacije

$$P_G = \gamma \eta_t \eta_G g (1 - p_{spt}) Q_t (H_b - \Delta H) 10^{-3} = 9,81 \eta Q_t H_n \approx 8 Q_t H_n \text{ [kW]} \quad (2.30)$$

gdje je:

- $\gamma = 1000 \text{ kg/m}^3$ - specifična masa vode;
- η_t, η_G - stepeni korisnog dještva turbine i generatora;
- $\eta = \eta_t \eta_G$ - ukupni stepen korisnog dještva hidroagregata u turbinskom režimu;
- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ - ubrzanje zemljine teže;
- p_{spt} - sopstvena potrošnja HE u turbinskom režimu u [r.j];
- Q_t - protok kroz turbinu [m^3/s];
- H_b - bruto pad pri turbinskom pogonu u [m];
- $H_n = H_b - \Delta H$ - neto pad u [m];
- ΔH - ekvivalentni gubitak pada usljed otpora proticanja vode u dovodnim organima turbine [m].

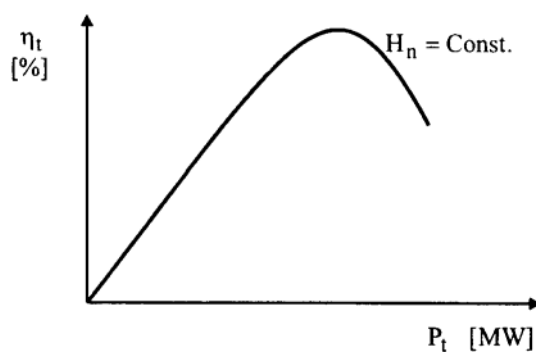
Jednačina (2.30), iako naizgled jednostavna, uključuje nelinearne zavisnosti između η , P_G , Q_t i H_n koje se predstavljaju tzv. "topografskim" (školjkastim) dijagramima turbine. Primjer topografskog dijagrama Kaplanovih turbina hidroagregata HE Đerdap I prikazan je na Sl. 2.17.



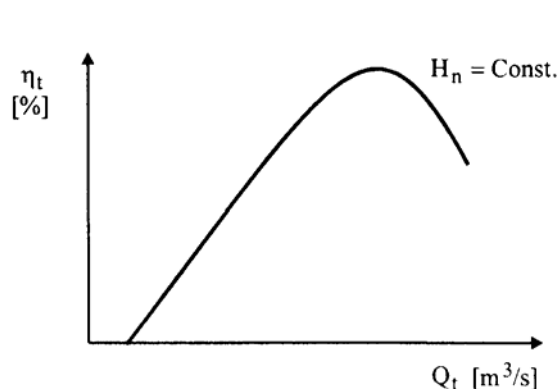
Sl. 2.17 Topografski dijagram turbine hidroagregata u HE Đerdap I

Iz topografskih dijagrama turbine mogu se izvesti razne energetske karakteristike hidroagregata kao, na primjer:

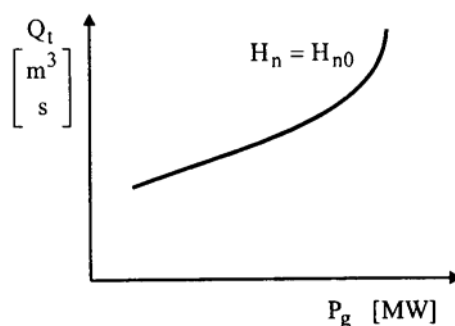
- karakteristika stepena korisnog djejtva od snage turbine (Sl. 2.18);
- karakteristika stepena korisnog djejtva od protoka kroz turbinu (Sl. 2.19);
- ulazno - izlazna karakteristika turbine (ili generatora, nakon korekcije sa η_G), kao na Sl. 2.20;



Sl. 2.18 Opšti izgled karakteristike $\eta_t = f_1(P_t)$ pri konstantnom neto padu H_n



Sl. 2.19 Opšti izgled karakteristike $\eta_t = f_1(Q_t)$ pri konstantnom neto padu H_n



Sl. 2.20 Ulazno - izlazna (ili osnovna) karakteristika hidroagregata za konstantni neto pad H_{n0}

Približni izraz u relaciji (2.30) polazi od činjenice da HE imaju relativno malu sopstvenu potrošnju P_{sp} (0,5 - 2 %), za razliku od TE kod kojih P_{sp} iznosi 6 - 12 %. Pored modela u relaciji (2.30), postoje i drugi modeli koji opisuju rad HE kao, na primjer, Glimn - Kirchmayerov, Hilderbrandov, Hamilton - Lamontov, Arvanitidis - Rosingov model i dr., čiji detaljniji prikaz izlazi iz okvira ovog kursa. Suštinski, svi ti modeli predstavljaju različite interpretacije izraza (2.30), a razlog za postojanje većeg broja modela leži u različitostima karakteristika HE postrojenja.

U studijama ekonomske eksploatacije HE potrebno je raspolagati modelima neto pada H_n i korisne zapremine rezervoara V_k koji povezuju ove veličine sa prirodnim dotokom Q_d , protokom kroz turbine Q_t i prelivom Q_s . U stručnoj literaturi postoje brojni egzaktni i približni modeli za H_n i V_k , čiji prikaz, takođe, izlazi iz okvira ovog kursa. Pritom treba uzeti u obzir i činjenicu da se mnoge akumulacije grade kao višenamjenske, pa je za eksploataciju takvih HE postrojenja neophodno poznavati potrebe ostalih korisnika (navodnjavanje, plovidba, vodosnabdijevanje, kontrola od poplava, rekreacija itd.). Zato se u eksploataciji HE bazena pojavljuju ograničenja tipa:

$$\begin{aligned} V_{km} &\leq V_k \leq V_{kM} \\ Q_{tm} &\leq Q_t \leq Q_{tM} \\ Q_{\sigma m} &\leq Q_t + \sigma \leq Q_{\sigma M} \end{aligned} \quad (2.31)$$

Prvo ograničenje odnosi se na sam akumulacioni bazen, drugo na zahtjeve minimalnog, odnosno maksimalnog propuštanja vode kroz turbine (zbog biološkog minimuma, pojave kavitacije lopatica turbine i sl.), a treće na zahtjeve irigacije, plovidbe, vodosnabdijevanja, rekreacije i sl., zajednički označene kao protok σ . Prema tome, $Q_{\sigma m}$ i $Q_{\sigma M}$ označavaju minimalni i maksimalni dozvoljeni protok u prisustvu protoka σ .

Na ovom mjestu moguće je definisati i energetska vrijednost akumulacije. Naime, u energetskim proračunima jednostavnije je da se, umjesto korisne zapremine akumulacionog bazena V_k u $[m^3]$ koristi energetski ekvivalent vode u $[kWh]$ ili $[MWh]$. Za HE sa konstantnim padom energetska vrijednost akumulacije jednaka je proizvodu snage svih generatora HE (P_E) i vremena pražnjenja (T_{pr})

$$W_a = P_E T_{pr} = P_E V_k / 3600 Q_i \quad [kWh] \quad (2.32)$$

gdje se snaga HE P_E izražava u $[kW]$, korisna zapremina V_k u $[m^3]$, instalisani protok turbine Q_i u $[m^3/s]$, tako da odnos $P_E / 3600 Q_i$ predstavlja specifičnu energetska vrijednost m^3 vode izraženu u $[kWh/m^3]$.

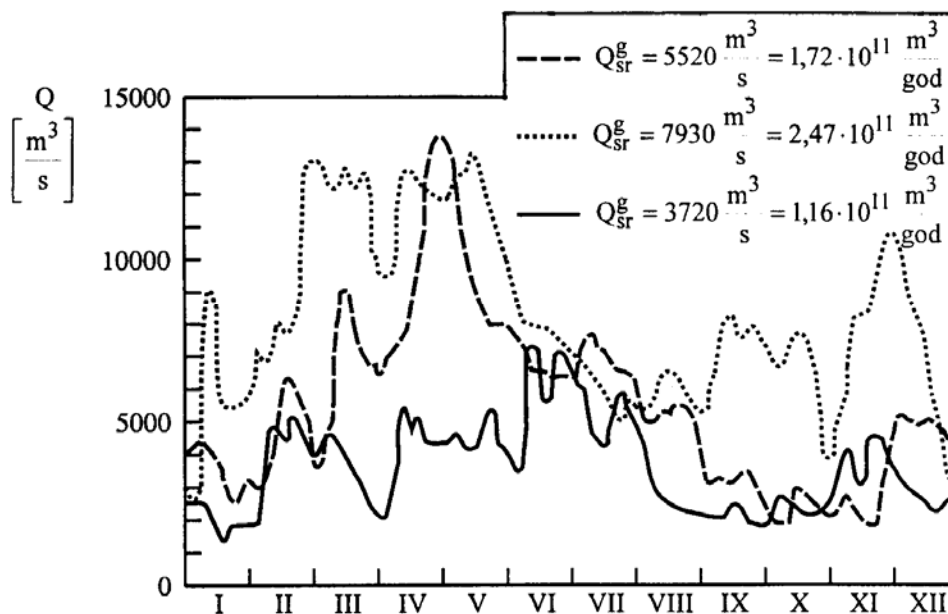
U slučaju HE sa promjenljivim padom, energetska vrijednost akumulacije je (za neto pad H_n u $[m]$)

$$W_a = \int_0^{T_{pr}} P_E dt = 9,81 \eta \int_0^{T_{pr}} Q_i H_n(V) dt = 9,81 \eta \int_0^{V_k} H_n(V) dV \quad [kWh] \quad (2.33)$$

Za izračunavanje energetske vrijednosti akumulacije neophodno je poznavati zavisnost bruto-pada i gubitaka ΔH od zapremine bazena V da bi se preko njih odredilo $H_n(V)$.

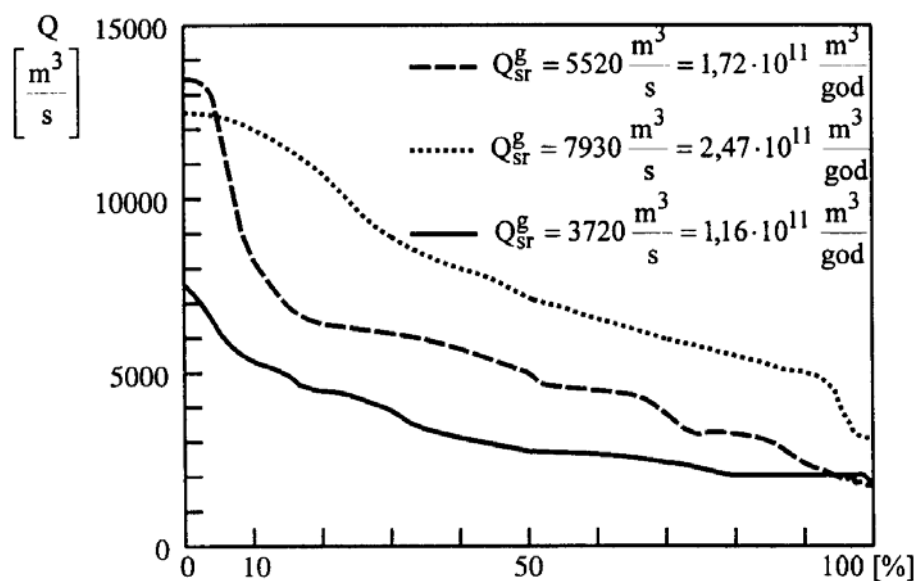
Za potrebe eksploatacije i planiranja EES-a potrebno je odrediti najvažniju energetska karakteristiku HE - moguću proizvodnju električne energije i raspored te proizvodnje tokom godine. Osnovna razlika u tretiranju HE i TE upravo leži u načinu određivanja njihovih mogućih proizvodnji. Dok je moguća proizvodnja električne energije TE određena jedino njenom raspoloživom snagom i vremenom korišćenja, proizvodnja HE zavisi od prirodnih dotoka, kao i veličine i stanja akumulacionih bazena. Režim doticanja voda je promjenljiv od dana do dana i od godine do godine i zavisi od topografskih, klimatskih i geoloških osobina slivnih područja. Ako se

grafički predstave srednji dnevni, sedmični ili mjesečni protoci za jedan rječni profil u periodu od jedne godine dobiće se hronološki dijagram, ili hidrogram srednjih protoka. Ovi hidrogrami su različiti za različite godine, ali postoji izvjesna sličnost u njihovim oblicima, čime se potvrđuje da se vrijednosti protoka na istom profilu jednog rječnog sliva mijenjaju ciklički, sa periodom od godinu dana, kako je to za slučaj HE Đerdap I ilustrirano na Sl. 2. 21.



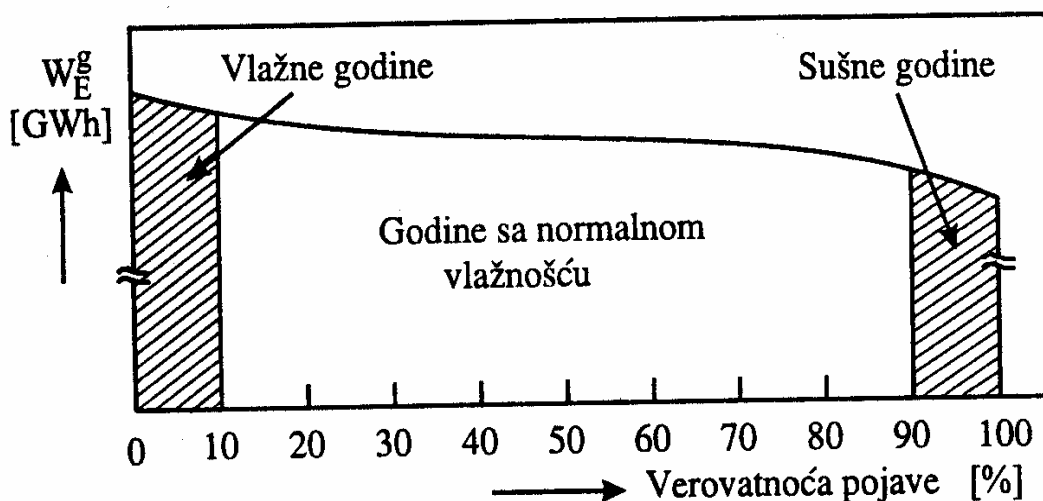
Sl. 2.21 Oblik hidrograma srednjih dnevnih protoka (Dunav kod HE Đerdap I) za tri karakteristične godine

Ako se, na isti način kao i kod konstrukcije krivih trajanja opterećenja, ordinate dnevnih protoka diskretizuju i slože po opadajućim vrijednostima, dobiće se kriva trajanja protoka. Na ovoj krivoj (Sl. 2.22) vremenski interval od 365 dana uzima se kao 100 %. Ma kojem izabranom protoku na ordinati odgovara apscisa koja pokazuje vjerovatnoću pojave odnosno vrijeme (na bazi 365 dana = 100 %) u kojem se može pojaviti izabrani ili veći protok (bez primjene izravnjanja protoka akumulacijom). Ako je instalisan protok elektrane takav da se kroz turbine može propustiti taj protok, onda ordinata, u odgovarajućoj razmjeri daje moguću godišnju proizvodnju energije (ili alternativno, godišnje vrijeme rada elektrane sa instalisanim protokom).



Sl. 2.22 Oblik krive trajanja protoka za tri različite vrijednosti srednjih godišnjih dotoka (Dunav kod HE Đerdap I) sa Sl. 2.21

Od posebnog značaja su krive trajanja godišnje (ili mjesečne) proizvodnje HE koje se, na bazi kumulativnih vjerovatnoća pojave dotoka, crtaju za neki duži vremenski period osmatranja (obično 30 - 50 godina). Na ordinati se prikazuje moguća proizvodnja HE, a na apscisi % od ukupnog vremena osmatranja (1 godina = 3,33 % za 30 - godišnji, a 2 % za 50 - godišnji period osmatranja), kako je prikazano na Sl. 2.23.



Sl. 2.23 Kriva trajanja godišnje proizvodnje HE

Ordinate čije su apscise manje od 10 % karakterišu vlažne, a ordinate čije su apscise veće od 90 % karakterišu sušne godine. Između 10 i 90 % su godine sa normalnom vlažnošću. Prema kriterijumima domaće elektroprivrede, apscisa od 70 % za protočne, odnosno 50 % za akumulacione HE daje moguću proizvodnju u prosječnoj godini.

Za potrebe planiranja EES-a razlikuju se dva pojma: moguća i ostvarena proizvodnja.

Moguća proizvodnja jednaka je onoj proizvodnji koja bi se mogla ostvariti u određenom vremenskom periodu sa ukupnim prirodnim dotokom. U slučaju planiranja razvoja izvora, kada se simulacija vrši na mjesečnoj bazi, moguća mjesečna proizvodnja protočnih i akumulacionih HE sa dnevnom i sedmičnom akumulacijom jednaka je ostvarenoj proizvodnji i ona za $P_E \approx P'_E$ iznosi

$$W_{EP}^m = \int_0^{T_1^m} P_E dt = 9,81 \eta Q_{dsr}^m H_n T_1^m \approx 8 \eta Q_{dsr}^m H_n T_1^m \text{ [kWh]} \quad (2.34)$$

gdje je:

T_1^m - trajanje jednog mjeseca u [h] (često se u tu svrhu koristi pojam "standardnog mjeseca" trajanja 730 h);

Q_{dsr}^m - srednji mjesečni prirodni dotok u [m^3/s] ($Q_{dsr}^m \leq Q_i$).

Ostvarena proizvodnja u slučaju neke HE sa sezonskom akumulacijom razlikuje se od moguće zbog sposobnosti prebacivanja energije prirodnog dotoka iz mjeseca u mjesec. Ona se izračunava kao

$$W_{ES}^m = \int_0^{T_1^m} P_E dt = 9,81 \eta Q_{reg}^m H_n T_1^m \text{ [kWh]} \quad (2.35)$$

gdje je Q_{reg}^m srednji mjesečni regulisani protok u [m^3/s]. Za HE sa promjenljivim padom, umjesto neto-pada H_n , koristi se srednja vrijednost neto-pada na početku i kraju razmatranog mjeseca. Kada postoji više kaskadnih HE na vodotoku ili slivu, mora se voditi računa i o uticaju regulisanog protoka na proizvodnje nizvodnih HE.

c. Energetske karakteristike hidroagregata

Iz osnovne energetske ulazno - izlazne karakteristike hidroagregata (Sl. 2.20) mogu se izvesti karakteristika specifične potrošnje vode

$$d_H = 3,6 Q_t (P_g) / P_g = d_H (P_g) \text{ [m}^3 \text{ /kWh]} \quad (2.36)$$

ili

$$d_H = 3600 Q_t (P_g) / P_g = d_H (P_g) \text{ [m}^3 \text{ /MWh]}$$

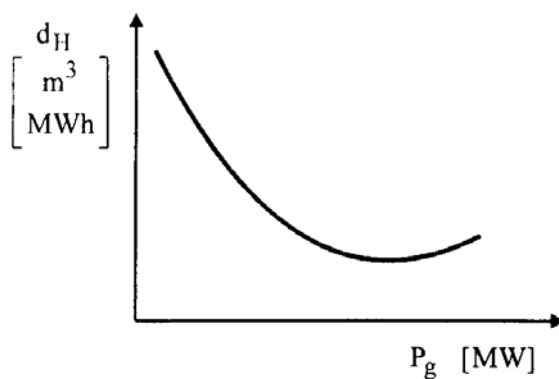
i karakteristika diferencijalnog priraštaja potrošnje vode

$$\delta_H = 3,6 \, dQ_t(P_g)/dP_g = \delta_H(P_g) \quad [\text{m}^3/\text{kWh}] \quad (2.37)$$

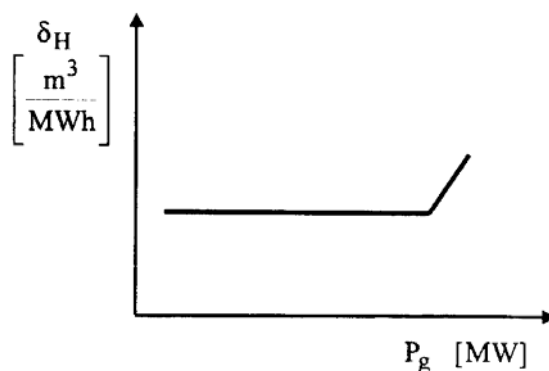
ili

$$\delta_H = 3600 \, dQ_t(P_g)/dP_g = \delta_H(P_g) \quad [\text{m}^3/\text{MWh}]$$

Naprijed navedene karakteristike $d_H(P_g)$ i $\delta_H(P_g)$ nazivaju se izvedene karakteristike hidroagregata, pri čemu se protok Q_t izražava u $[\text{m}^3/\text{s}]$, a izlazna odata snaga generatora P_g u $[\text{MW}]$. Ove karakteristike su za neki tipičan slučaj HE prikazane na Sl. 2.24 i Sl. 2.25.



Sl. 2.24 Karakteristika specifične potrošnje vode hidroagregata $d_H(P_g)$



Sl. 2.25 Karakteristika diferencijalnog priraštaja potrošnje vode hidroagregata $\delta_H(P_g)$

Na energetske karakteristike HE u velikoj mjeri utiču hidraulička konfiguracija postrojenja i zahtjevi drugih, neenergetskih korisnika, a isto tako i hidraulička sprega pojedinih jedinica unutar elektrane, ili elektrana na određenom vodotoku, odnosno slivu. Iz tih razloga sve su hidroenergetske instalacije specifične, pa i sve njima pripadajuće hidroenergetske karakteristike.

2.2.3 Termoelektrane (TE)

a. Tipovi TE

TE su energetska postrojenja koja za proizvodnju električne energije koriste procese sagorijevanja radi dobijanja toplotne iz latentne hemijske energije goriva i njenog pretvaranja u mehaničku energiju posredstvom nekog medijuma za prenos toplote i odgovarajućih pogonskih mašina (parne i gasne turbine, dizel motori). Dalje pretvaranje mehaničke u električnu energiju obavlja se posredstvom sinhronih generatora.

S obzirom na primarnu (pogonsku) mašinu pomoću koje se pokreće sinhroni generator, razlikuju se tri osnovna tipa TE:

1. TE na paru (radni fluid je vodena para, a primarna mašina je parna turbina);
2. Gasnoturbinske TE (radni fluid je vreli gas, a pogonska mašina je gasna turbina);
3. TE čije generatore pokreću motori sa unutrašnjim sagorijevanjem (najčešće Diesel - motori). Ovo su konstrukciono najjednostavnije TE, ali su im snage ograničene i imaju relativno nizak stepen iskorišćenja (ispod 20 %).

Za EES su od najvećeg značaja TE iz prve dvije grupe. TE na paru koje kao gorivo mogu koristiti čvrsta goriva (uglavnom ugalj), prirodni gas i tečna goriva (TE na fosilna goriva), ili fisiona goriva (nuklearne TE), dok gasnoturbinske TE kao gorivo koriste prirodni gas ili tečna fosilna fosilna goriva.

Pored ovih osnovnih tipova TE, kao izvori električne energije značajne su:

4. TE sa kombinovanim ciklusom i
5. TE - TO (termoelektrane - toplane).

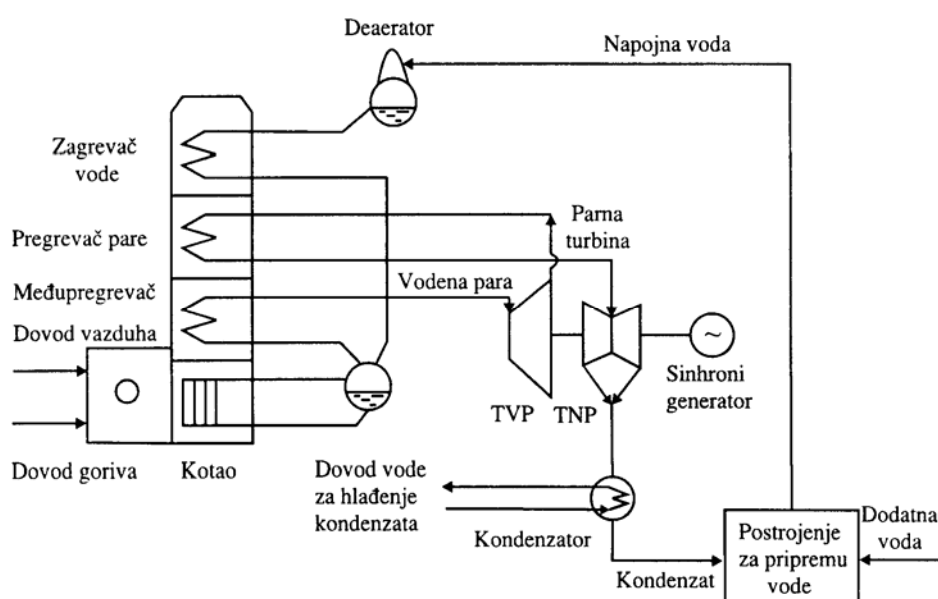
O navedenim tipovima TE (osim o tipu 3) biće više riječi u narednom prikazu.

b. TE na paru

TE na paru koriste fosilna (čvrsta, tečna i gasovita) i nuklearna goriva (prirodni i obogaćeni uranijum), pa je i radni fluid uvijek vodena para. Danas se najčešće konstruišu u tzv. blokovskoj izvedbi, gdje svaki blok (kotao ili reaktor, sa parogeneratorom - turbina sinhroni generator) predstavlja cjelinu, nezavisnu od ostalih blokova. Stoga je, u suštini, svaki blok nezavisna TE. Stepenn iskorišćenja pretvaranja toplotne u električnu energiju kod savremenih TE na paru je 35 - 40 %.

Tipična konfiguracija TE na paru koja koristi fosilna goriva prikazana je na Sl. 2.26 i čine je sljedeće osnovne komponente:

- Kotao sa ložištem, bubnjem, vodogrejnim cijevima, zagrijevačem vode, pregrjevačem i dogrijevačem (međupregrijevačem) pare;
- Parna turbina koja može biti jednooklopna i dvoooklopna sa sekcijama visokog, srednjeg i niskog pritiska; kondenzaciona (sa ili bez međupregrijevanja) ili sa protivpritiskom;
- Kondenzator;
- Sistem za napojnu vodu (uključujući postrojenje za pripremu i deareator);
- Sinhroni generator.



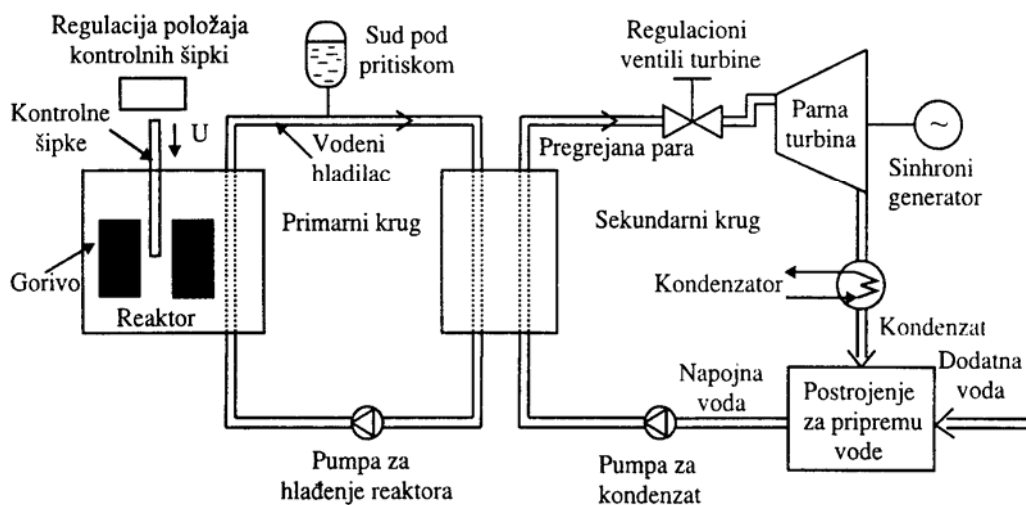
Sl. 2.26 Šematski prikaz TE na paru koja koristi fosilna goriva

Tipična šema nuklearne TE prikazana je na Sl. 2.27. Nuklearne TE najčešće koriste lakovodne reaktore, sa vodom pod pritiskom (PWR) ili sa ključalom vodom (BWR) kao moderatorom. Ne ulazeći u tehnološki proces ovdje će se navesti samo osnovne komponente ovih TE:

- Reaktor sa sistemom za kontrolu nuklearne fisije koji je okarakterisan korišćenim moderatorom i rashlađivačem (kod lakovodnih reaktora to je obična voda);
- Primarni cirkulacioni krug radnog fluida (obična voda, teška voda ili tečni metal);
- Generator pare (izmjenjivač toplote);
- Sekundarni cirkulacioni krug radnog fluida (vodena para) sa sistemom napojne vode;

- Parna turbina (obično dvooklopna sa sekcijama visokog i niskog pritiska) je kondenzaciona, sa međupregrijevanjem pare;
- Kondenzator;
- Sistem za napojnu vodu;
- Sinhroni generator.

- G_t – protok pare kroz turbinu u [kg/s];
 $h_t (h_0)$ – specifična entalpija pregrijane pare na ulazu u turbinu (izrađene pare na izlazu iz turbine) u [kJ/kg].



Sl. 2.27 Šematski prikaz nuklearne TE sa lakovoednim reaktorom

Električna snaga (na generatoru) termičke jedinice na paru sa jednostepenom turbinom izračunava se prema formuli

$$P = \alpha_t \eta_g G_t (h_t - h_0) 10^{-3} \quad (2.38)$$

gdje je:

$\alpha_t = \alpha_{t1} \eta_t$ - koeficijent koji uvažava oduzimanje toplote radi zagrijavanja vode α_{t1} i koeficijent korisnog djejtva turbine η_t ;

η_g - koeficijent korisnog djejtva generatora;

G_t - protok pare kroz turbinu u [kg / s];

$h_t (h_0)$ - specifična entalpija pregrijane pare na ulazu u turbinu (entalpija izrađene pare na izlazu iz turbine) u [kJ / kg].

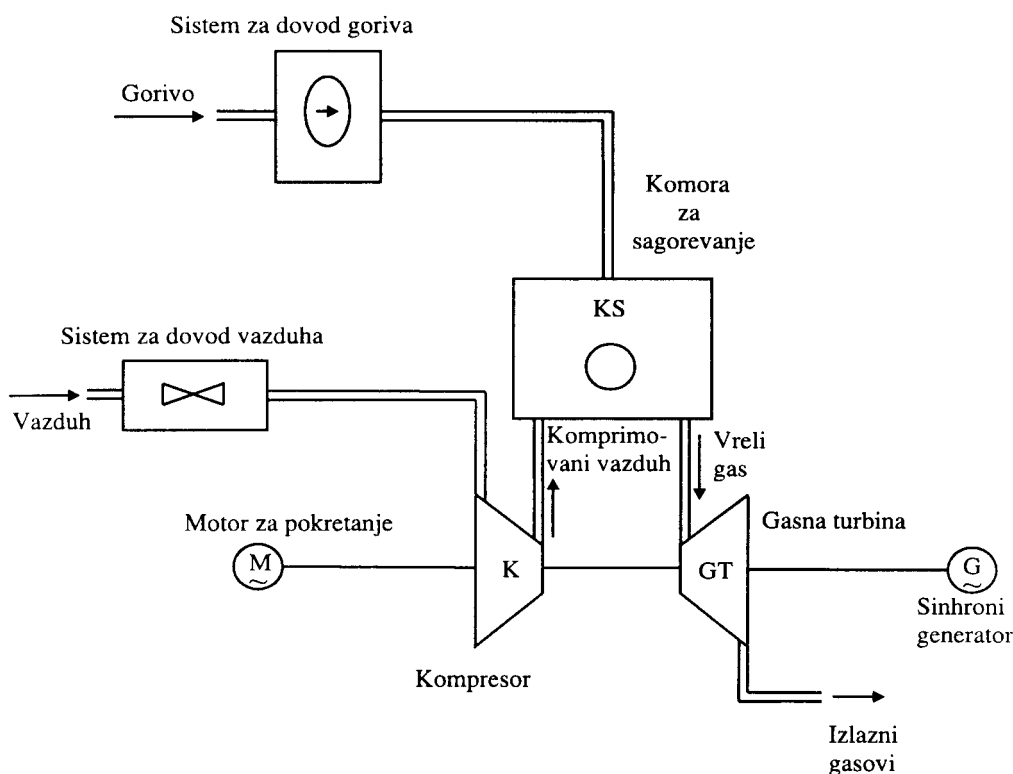
c. Gasnoturbinske TE

Gasnoturbinske TE koriste tečna i gasovita fosilna goriva. Kod ovih TE radni fluid je vreli gas koji se dobija sagorijevanjem smješe goriva i vazduha

pod pritiskom. Kao i za TE na paru i za gasnoturbinske TE je karakteristična blokovska konfiguracija. Stepenn korisnog djeystva kod ovih TE je 30 - 35 %.

Na Sl. 2.28 šematski je prikazana tipična gasnoturbinska TE čije su osnovne komponente:

- Sistem za dovod vazduha sa kompresorom;
- Sistem za dovod goriva;
- Komora za sagorijevanje;
- Gasna turbina - jednostepena ili višestepena (na Sl. 2.28 turbina je sa otvorenim ciklusom);
- Motor za pokretanje;
- Sinhroni generator.



Sl. 2.28 Šema jednostavne gasnoturbinske TE

Odata (električna) snaga (na generatoru) gasnoturbinske jedinice (sa jednostepenom) izračunava se prema formuli

$$P = \eta_g G_t c_p [T_{ut} (1 - 1/x) \eta_t - T_{uc} (x-1) / \eta_c] 10^{-6} \quad [\text{MW}] \quad (2.39)$$

gdje je:

$$x = r^{(\gamma - 1)/\gamma}$$

r

- izentropski parametar ciklusa;
- odnos pritiska kompresije i ekspanzije;

γ	- odnos specifičnih toplota vrelog gasa pri konstantnom pritisku i zapremini;
$G_t = G_v + G_G \approx G_v$	- protok vrelog gasa kroz turbinu u [kg/s];
G_G	- potrošnja goriva ($G_G \ll G_v$) u [kg/s];
$T_{ut} = 273,1 + \theta_{ut}$	- apsolutna temperatura vrelog gasa na ulazu gasnu turbinu u [$^{\circ}$ K];
$T_{uc} = 273,1 + \theta_{uc}$	- apsolutna temperatura vazduha na ulazu u kompresor u [$^{\circ}$ K];
θ_{ut} (θ_{uc})	- temperatura vrelog gasa na ulazu u gasnu turbinu (temperatura vazduha na ulazu u kompresor) u [$^{\circ}$ C];
η_t, η_c i η_g	- koeficijenti korisnog dejstva turbine, kompresora i generatora, respektivno;
c_p	- specifična toplota vrelog gasa pri konstantnom pritisku $P \approx P_{at}$ na ulazu u gasnu turbinu u [kJ/kg $^{\circ}$ K].

d. TE sa kombinovanim ciklusom

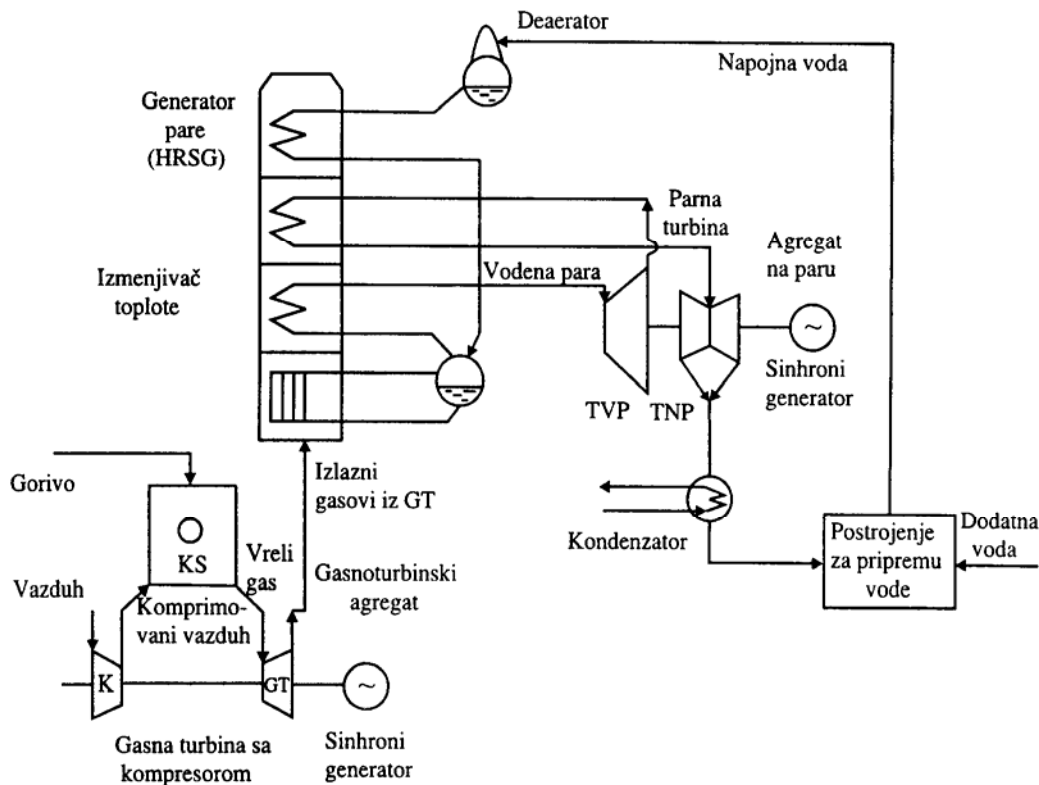
U najkraćem, to su TE u kojima se za pogon sinhronog generatora koriste gasne i parne turbine, kombinovane u zajedničkom toplotnom ciklusu, gdje se toplotna energija koja se može iskoristiti u gasnoj turbini, sadržana u vrelin izlaznim gasovima, koristi za proizvodnju vodene pare u rekuperacionom generatoru pare. Ta toplotna energija se dalje, pomoću parne turbine, koristi za pogon sinhronog generatora i proizvodnju električne energije. Na Sl. 2.29 prikazana je standardna konfiguracija jedne TE sa kombinovanim ciklusom. Njene osnovne komponente su:

- Gasnoturbinski agregat, kao na Sl. 2.28;
- Izmjenjivač toplote (sa ili bez dodatnog sagorijevanja goriva) i rekuperacioni generator pare;
- Agregat na paru, kao na Sl. 2.26.

Pošto TE sa kombinovanim ciklusom koriste otpadnu toplotu gasnoturbinskih TE, one imaju povećani stepen iskorišćenja toplotne u električnu energiju koji se ovdje penje i iznad 50 %.

e. Termoelektrane - toplane (TE - TO)

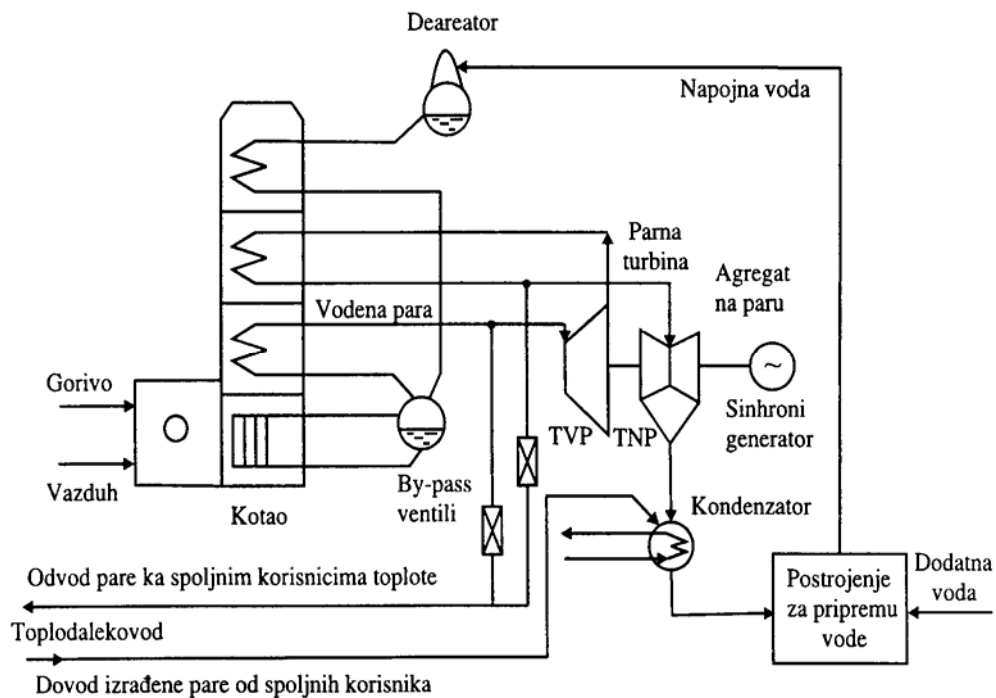
TE -TO služe za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije. Električna energija se može ovdje proizvoditi posredstvom gasnih ili parnih turbina koje pokreću sinhronne generatore. Toplota se proizvodi u formi



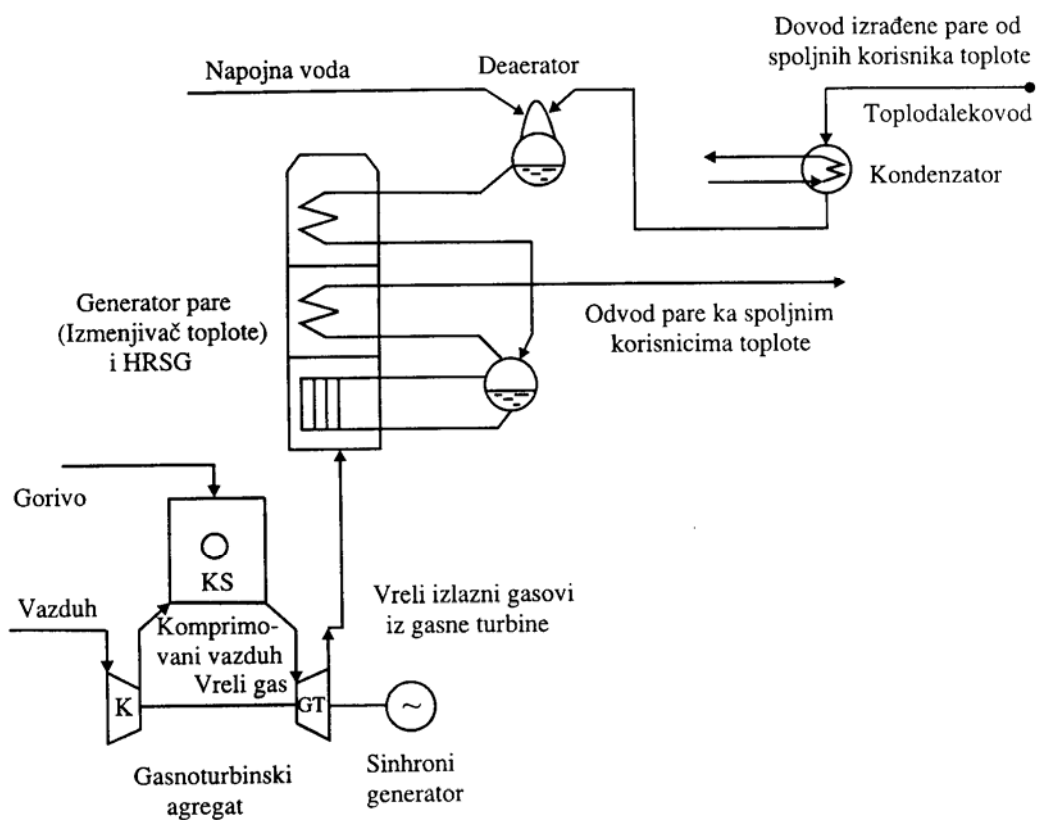
Sl. 2.29 Standardna konfiguracija TE sa kombinovanim ciklusom

niskotemperaturne vodene pare ili tople vode pod pritiskom, a zatim se preko toplodalekovoda distribuira spoljnim korisnicima. Pritom odnos između toplotne i električne snage postrojenja zavisi od toplotnog konzuma. To ima odlučujući uticaj na izbor konfiguracije i kapaciteta za proizvodnju toplote i električne energije. Najčešće se TE-TO grade tako da se toplota oduzima od parne turbine, a rjeđe se za proizvodnju toplote koriste izlazni vreli gasovi iz gasne turbine, radi proizvodnje vodene pare ili tople vode u rekuperacionim izmjenjivačima toplote, kao je to šematski prikazano na Sl. 2.30 i Sl. 2.31.

Osnovni kvalitet primjene TE-TO je što pri proizvodnji električne energije koriste otpadnu toplotu koja bi, inače, bila izgubljena. Na taj način može se povećati stepen iskorišćenja ulazne latentne toplotne energije goriva i do 70 %.



Sl. 2.30 TE-TO sa oduzimanjem toplote sa parne turbine



Sl. 2.31 TE-TO koja za proizvodnju toplote koristi izlazne vrele gasove iz gasne turbine i izmjenjivač toplote kao generator pare

Osnovne komponente ovih TE-TO sa Sl. 2.30 su:

- Kotao sa ložištem, bubnjem, vodogrejnim cijevima, zagrijevačem vode, pregrjevačem (i eventualno međupregrijevačem), kao na Sl. 2.26;
- Parna turbina (sa protivpritiskom ili oduzimanjem pare);
- Dva obilazna ("by - pass") ventila (sa prigušivačem pritiska), za direktno korišćenje toplote pare iz kotla u slučaju kvara na parnoj turbini;
- Kondenzator ;
- Sistem za napojnu vodu (uključujući postrojenje za pripremu i deareator);
- Toplodaletkovod;
- Sinhroni generator;
- Osnovne komponente postrojenja TE-TO za koncept sa Sl. 2.31 su:
- Gasnoturbinsko postrojenje sa kompresorom, sistemom za dovod goriva i vazduha, komorom za sagorijevanje, gasnom turbinom i sinhronim generatorom, kao na Sl. 2.28;
- Gasovod za dovod izlaznih gasova iz gasne turbine u generator pare;
- Kotao (rekuperacioni generator pare);
- Kondenzator (opciono);
- Sistem za napojnu vodu;
- Toplodaletkovod.

f. Osnovne energetske karakteristike TE

Pored opštih pokazatelja elektrana, definisanih u odjeljku 2.2.1, TE karakterišu i neki specifični pokazatelji, kao što su:

Maksimalna raspoloživa snaga TE je najveća snaga koja se može plasirati u sistem, uzimajući u obzir kvalitet goriva, temperaturu rashladne vode i vazduha, sopstvenu potrošnju i stanje pomoćnih pogona.

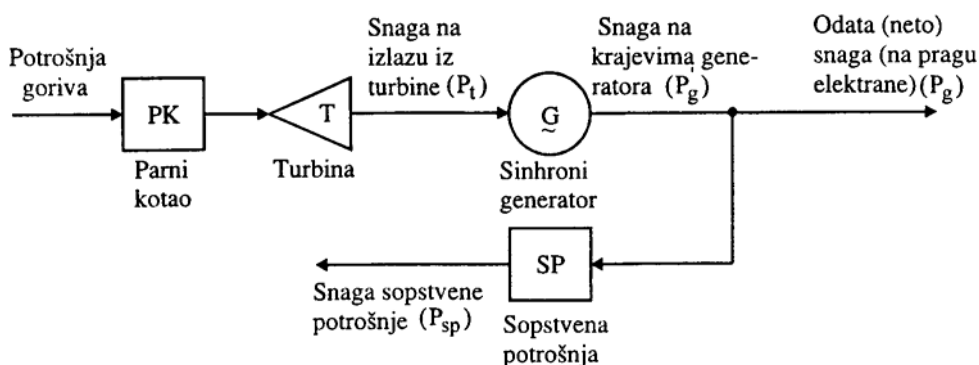
Tehnički minimum TE je ona minimalna snaga pri kojoj TE može trajno raditi sa osnovnim gorivom, uz održavanje stabilnosti procesa dobijanja toplote iz primarnog izvora energije (vatra u ložištu kotla u TE na fosilna goriva, kontrolisani proces fisije u nuklearnom reaktoru, dobijanje vrelog gasa u komori za sagorijevanje gasnoturbinskih TE). Kod TE na paru koje koriste fosilna goriva minimalni nivo stabilnog sagorijevanja u ložištu jako zavisi od vrste goriva, konstrukcije i izvedbe kotla. U opštem slučaju, tehnički minimumi su relativno manji kod termičkih blokova sa kotlovima na gas i tečna goriva, nego za termičke blokove za čvrsta goriva kod kojih se tehnički minimum povećava sa smanjenjem toplotne moći goriva. Tako su relativno najveći za termičke blokove na paru ložene lignitom i tresetom.

Dozvoljena brzina promjene opterećenja TE određena je termičkim naprezanjima materijala i prvenstveno zavisi od karakteristika i konstrukcije turbine.

Moguća proizvodnja TE u nekom vremenskom periodu T (pod pretpostavkom da na raspolaganju stoje dovoljne količine goriva) izračunava se kao proizvod raspoložive snage elektrane u tom periodu (P_{gr} u [MW]) i dužine predviđenog rada, uzimajući u obzir planske prinudne zastoje ($T_r \leq T$ u [h]).

Pogonske karakteristike koje omogućavaju proračun troškova su najvažnije energetske karakteristike TE.

Osnovne pogonske karakteristike svake TE su tzv. ulazno - izlazne karakteristike pojedinih proizvodnih jedinica, čijom se agregacijom formira i ulazno - izlazna karakteristika cijele TE. Kao ulaz uzimaju se energetske pokazatelji korišćenog goriva: satni utrošak (potrošnja) toplote D u [MJ/h], satna potrošnja goriva F (u [kg/h] za čvrsta, [kg/h] ili [ℓ/h] za tečna goriva i [Nm³ / h] za gas) i satni troškovi goriva C u [n.j. / h], a izlaz je odata generatorska snaga u [MW]. U principu, ove karakteristike se daju za bruto - ulaz, shodno Sl. 2.32, što znači da se računa sa snagom P_g na pragu elektrane.



Sl. 2.32 Šematski prikaz termičkog bloka za dobijanje osnovne energetske karakteristike $D(P_g)$, $F(P_g)$ ili $C(P_g)$

Dakle, pored osnovne karakteristike satne potrošnje goriva u funkciji snage $D(P_g)$, mogu se definisati još dvije varijante ulazno - izlaznih karakteristika TE: $F(P_g)$ ili $C(P_g)$, koje su međusobno povezane preko jednostavnih relacija:

$$F(P_g) = D(P_g)/q \quad (2.40)$$

$$C(P_g) = F(P_g) c = D(P_g) c / q \quad (2.41)$$

gdje je:

- q - donja toplotna vrijednost goriva izražena u [MJ/kg] za čvrsta, [MJ/kg] ili [MJ/ℓ] za tečna goriva i [MJ/Nm³] za gas;
- c_1 - specifična cijena goriva po jedinici mjere u [n.j. / kg] za čvrsta, [n.j./kg] ili [n.j./ℓ] za tečna goriva i [n.j. / Nm³] za gas;
- $c = c_1/q$ - faktor konverzije satnog utroška toplote u satne troškove goriva [n.j. / MJ].

Očigledno je da su to u suštini identične karakteristike, sa različitim skaliranjem za $D(P_g)$, $F(P_g)$ i $C(P_g)$, pa će se u daljem razmatranju koristiti karakteristika satnog utroška toplote u zavisnosti od snage na pragu elektrane $D(P_g)$.

Osnovne pogonske karakteristike se u daljem razmatranju izvode posebno za svaki naprijed pomenuti tip TE.

Parne TE na fosilna goriva

Na Sl. 2. 33 prikazan je tipični oblik ulazno - izlazne karakteristike $D(P_g)$ TE na fosilna goriva. Slično kao i u slučaju definisanja karakteristika specifične i diferencijalne potrošnje vode hidroagregata (2.36) i (2.37), tako se iz ulazno - izlazne karakteristike $D(P_g)$ izvodi karakteristika specifičnog utroška (potrošnje) toplote.

$$d_T(P_g) = D(P_g) / P_g \text{ [MJ/MWh]} \quad (2.42)$$

i karakteristika diferencijalnog utroška toplote

$$\delta_T(P_g) = dD(P_g) / dP_g \text{ [MJ/MWh]} \quad (2.43)$$

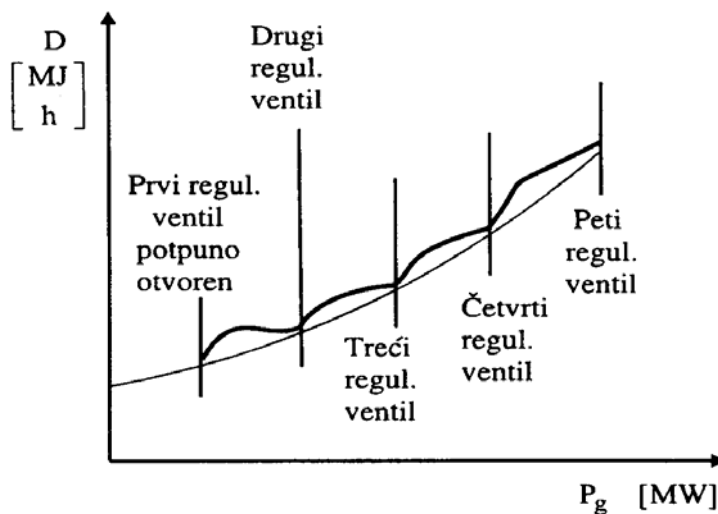
Kada je karakteristika utroška toplote termičke jedinice $D(P_g)$ poznata, ukupni utrošak toplote tokom nekog vremena pogona T u [h] je

$$D_T = \int_0^T D(P_g(t)) dt \text{ [MJ]} \quad (2.44)$$

gdje je dijagram $P_g(t)$ ($0 \leq t \leq T$) unaprijed zadat ili poznat na osnovu podataka ostvarenog pogona u periodu od interesa T .

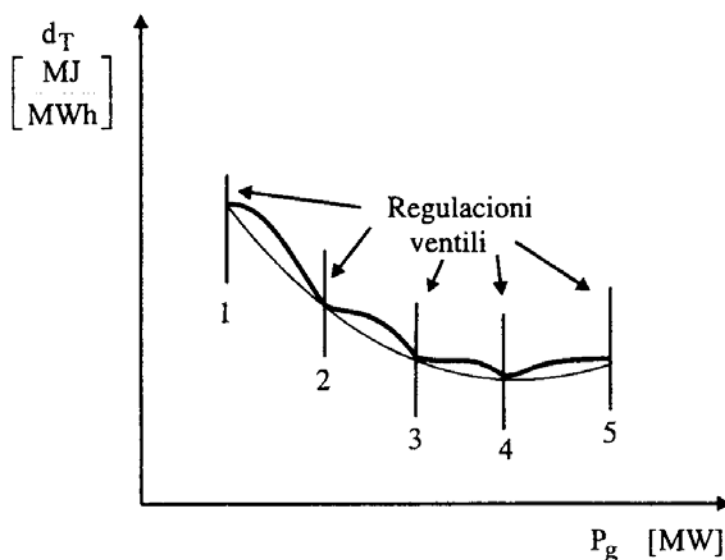
Diskontinuiteti na Sl. 2.43 - Sl. 2.45 posljedica su naglog porasta gubitaka u mlaznicama parne turbine pri uzastopnom upuštanju pare u turbinu sa više regulacionih ventila. Međutim, u većini slučajeva pokazuje se kao zadovoljavajuća aproksimacija navedenih pogonskih karakteristika glatkim krivama, definisanim kao neka polinomna zavisnost satnog utroška toplote D

od neto izlazne snage P_g . U većini slučajeva zadovoljavajuća aproksimacija ulazno - izlazne karakteristike postiže se kvadratnim polinomom.

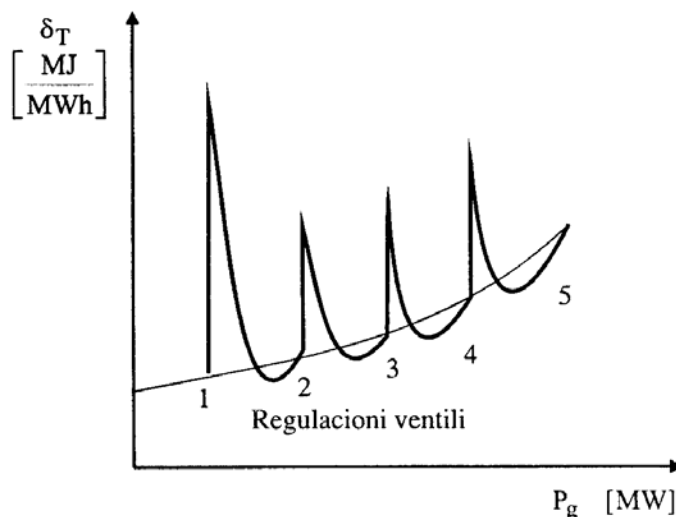


Sl. 2.33 Osnovna energetska ulazno - izlazna karakteristika parne TE na fosilna goriva

Ove karakteristike se nazivaju izvedene energetske karakteristike TE i za slučaj parnih termičkih blokova na fosilna goriva prikazane su na Sl. 3.34 i Sl. 3.35.



Sl. 2.44 Tipična karakteristika specifičnog utroška toplote parnih termičkih blokova na fosilna goriva $d_T(P_g)$



Sl. 2.45 Tipična karakteristika diferencijalnog priraštaja utroška toplote parnih termičkih blokova na fosilna goriva $\delta_T(P_g)$

Karakteristike utroška toplote parnih termičkih jedinica zavise od konstrukcionih parametara agregata kao što su: početno stanje pare, broj stepena oduzimanja pare za regenerativno zagrijavanje i druge potrebe, pritisak pare i temperatura vode za hlađenje u kondenzatorui sl. Konvencionalne kondenzacione jedinice najčešće rade sa stepenom korisnog djelovanja od 30 - 35 %, što znači da su njihove specifične potrošnje toplote d_T između 10300 i 12000 kJ /kWh. Za brza računanja može se koristiti srednja vrijednost od 11000 kJ/kWh. Poređenjem podataka za jedinice iste snage zaključuje se da je specifični utršak toplote najmanji u slučaju korišćenja čvrstih goriva, a najveći kod jedinica na gasovita goriva, dok se jedinice na tečna goriva nalaze između njih. Takođe važi da specifični utrošci toplote d_T opadaju sa porastom snage jedinice, a da satni utrošak $D(P_g)$ raste sa veličinom jedinice po nekom nelinearnom zakonu.

Ko što je već naglašeno, krive utroška toplote se najčešće aproksimiraju kvadratnim parabolama oblika

$$D(P_g) = \alpha + \beta P_g + \gamma P_g^2 \quad (2.45)$$

U Tabeli 2.2 date su vrijednosti koeficijenata α , β i γ za jedinice tipičnih karakteristika nominalne snage 50 - 1200 MW.

Tabela 2.2 Vrijednosti koeficijenata α , β i γ kvadratne parabole $D(P_g)$

Nominalna snaga jedinice [MW]	Gorivo								
	Ugalj			Tečna goriva			Gas		
	α [GJ/h]	β [GJ/MWh]	γ [GJ/(MW) ² h]	α [GJ/h]	β [GJ/MWh]	γ [GJ/(MW) ² h]	α [GJ/h]	β [GJ/MWh]	γ [GJ/(MW) ² h]
50	49,92	10,06	0,01030	52,87	10,47	0,01160	53,62	10,66	0,01170
200	173,61	8,67	0,00230	180,68	9,039	0,00238	182,62	9,19	0,00235
400	300,84	8,14	0,00150	312,35	8,520	0,00150	316,45	8,61	0,00150
600	462,28	8,28	0,00053	483,44	8,650	0,00056	490,02	8,73	0,00059
800	751,39	7,48	0,00099	793,22	7,740	0,00107	824,40	7,73	0,00117
1200	1130,80	7,47	0,00067	1194,60	7,720	0,00072	1240,32	7,72	0,00078

Podaci o specifičnim potrošnjama toplote u Tabeli 2.2 odnose se na optimalne radne tačke pojedinih regulacionih ventila i grupe mlaznika (Sl. 2.45). Svako udaljavanje od optimalne radne tačke izaziva porast specifične potrošnje toplote, zbog čega je potrebna korekcija podataka iz Tabele 2.2. Korekcija se vrši tako što se podaci o potrošnjama toplote za pojedine regulacione ventile usrednjavaju u cijelom radnom opsegu i koriguju sa aktuelnim stepenom iskorišćenja kotla i sopstvenom potrošnjom bloka. Korekcionni faktori za razne tipove i snage parnih turbina dati su u Tabeli 2.3.

Tabela 2.3 Korekcionni koeficijenti zbog odstupanja krivih $D(P_g)$ od glatke krive

Veličina jedinice [MW]	Gorivo		
	Ugalj	Tečno gorivo	Gas
50	1,22	1,28	1,30
200	1,20	1,25	1,27
400	1,16	1,21	1,22
600	1,16	1,21	1,22
800/1200	1,16	1,21	1,22

Iz krivih satnog utroška toplote $D(P_g)$, specifičnog utroška toplote $d_T(P_g)$ i diferencijalnog utroška toplote $\delta_T(P_g)$ lako se dobijaju krive troškova goriva $C(P_g)$, specifični troškovi goriva $d_{cT}(P_g)$ i diferencijalni priraštaj troškova goriva $\delta_{cT}(P_g)$, shodno izrazima (2.41), prostim skaliranje prvih sa koeficijentima c_1/q u [n.j/MJ].

Kod proračuna ukupnih troškova TE, troškovima goriva moraju se dodati i troškovi pogona i održavanja. U tabeli 2.4 navedeni su tipični podaci

o zahtjevima za održavanjem i intenzitetima prinudnih ispada termičkih jedinica na fosilna goriva. Troškovi pogona i održavanja C_M predstavljaju troškove koji se imaju u svakodnevnoj eksploataciji TE (plate pogonskom osoblju, porezi, takse, rutinski pregledi postrojenja itd.), usljed planiranih i neplaniranih remonata i opravki (troškovi radne snage i rezervnih djelova) i ostalih izdataka vezanih za eksploataciju.

Tabela 2.4 Tipični zahtjevi za održavanjem i intenziteti prinudnih ispada parnih termičkih jedinica na fosilna goriva

Veličina jedinica [MW]	Potrebno vreme za održavanje [Dana/god]			Potpuni ispad		Delimični ispad			Efektivni ispadi	
	Planirani remont	Neplanir. remont	Ukupno	Intenzitet prinudnih ispada [%]	Srednje vreme opravki [Dana]	Srednja vrednost broja ispalih jedinica [% jed.]	Srednja vrednost intenziteta delimičnih prinudnih ispada [%]	Srednje vreme opravki [Dana]	Efektivna vrednost intenziteta prinudnih ispada [%]	Srednje vreme opravki [Dana]
50	17	7	24	2,3	2,2	15	2,4	0,9	2,7	2,4
200	24	12	36	5,3	2,2	24	8,9	3,2	7,4	3,0
400	31	14	45	9,5	2,5	22	14,0	4,9	13,0	3,6
600	31	14	45	16,0	2,7	21	25,0	8,8	21,0	4,5
800-1200	34	15	49	18,0	3,0	21	29,0	9,5	24,0	5,0

Prema tome, troškovi pogona i održavanja se sastoje iz dvije komponente: iz stalnih i iz promjenljivih troškova. Stalni troškovi su nezavisni od proizvodnje elektrane i obično se proračunavaju na godišnjoj bazi kao neki konstantan procenat od investicionih ulaganja. Promjenljivi troškovi zavise od proizvedene električne energije, pa se ukupni troškovi pogona i održavanja TE mogu izraziti kao

$$C_M^g = \alpha_M^g + \beta_M^g W^g + \beta_{sr}^g P_{sr}^g \quad (2.46)$$

gdje su:

- α_M^g - stalni godišnji troškovi pogona i održavanja u [n.j/god.],
- $\beta_M^g (\beta_{sr}^g)$ - specifični troškovi pogona i održavanja u [n.j/MW/god.],
(odnosno u [n.j/MWh/god.],
- W^g - godišnja proizvodnja TE u [MWh],
- P_{sr}^g - srednja godišnja snaga TE u [MW].

Iz Tabele 2.4 se vidi da su intenziteti prinudnih ispada ("Forced Outage Rate" - FOR) veći kod većih jedinica, pri čemu se ovaj faktor za sve parne TE (PTE) izračunava preko formule

$$q_{PTE} = (FOR)_{PTE} = \frac{\text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada}}{\text{Vrijeme trajanja pogona} + \text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada}} \quad (2.47)$$

Sva vremena u (2.47) se izražavaju u [h/god.].

Vrijednost stalnih godišnjih troškova pogona i održavanja α_M^g (bez troškova amortizacije) za TE na paru koje koriste fosilna goriva je između 0,5 % i 2 % godišnje od ukupnih investicija I, dok je koeficijent promjenljivih troškova β_M^g reda 2,5 - 3,5 US \$/ MWh/god.

Pored ukupnih pogonskih troškova $C_R(P_g)$ koji se sastoje od troškova goriva $C(P_g)$ i troškova pogona i održavanja $C_M(P_g)$, tj.

$$C_R(P_g) = C(P_g) + C_M(P_g) \quad (2.48)$$

termičke jedinice imaju i troškove stavljanja u pogon C_S i zaustavljanja C_Z . Ovi troškovi uslovljeni su potrebom da se pri stavljanju u pogon kotao i turbina postepeno zagrijavaju, uz postepen porast pritiska i temperature pare sve dok se ne postignu njihove radne vrijednosti i jedinica ne sinhronizuje namrežu. Za to vrijeme troši se neka toplotna energija koja još ne rezultira u proizvodnju električne energije. Ovi troškovi se kreću od nekih maksimalnih, kada se jedinica pokreće iz potpuno hladnog stanja, do znatno manjih vrijednosti, ako se pokretanje vrši poslije kraćeg stajanja i rashlađivanja jedinice. Otuda su troškovi stavljanja u pogon termičke jedinice na paru funkcija vremena rashlađivanja kotla τ .

U pogledu tretmana zaustavljenih jedinica praksa može biti dvojaka. Prva mogućnost je da se prije ponovnog stavljanja u pogon jedinica prepusti prirodnom rashlađivanju. Utrošak toplote D_S , potrošnja goriva F_S i troškovi stavljanja u pogon C_S se tada mijenjaju po eksponencijalnom zakonu od vremena stajanja τ tako da je

$$C_S = C_{t0} + C_{k0} (1 - e^{-a\tau}) = C_{t0} + C_{k0} (1 - e^{-\tau/T_h}) \quad [n.j]. \quad (2.49)$$

gdje su C_{k0} i C_{t0} troškovi stavljanja u pogon kotla i turbine iz hladnog stanja u [n.j], $a = 1/T_h$ je konstanta rashlađivanja kotla u $[h^{-1}]$, T_h je vremenska konstanta hlađenja [h], a τ vrijeme stajanja, takođe izraženo u [h].

Druga mogućnost je da se jedinica održava u toplom stanju na normalnoj temperaturi, za što je potrebna dodatna energija, kada se troškovi pokretanja izražavaju po linearnom zakonu

$$C_S = C_{t0} + C_B \tau \quad [n.j] \quad (2.50)$$

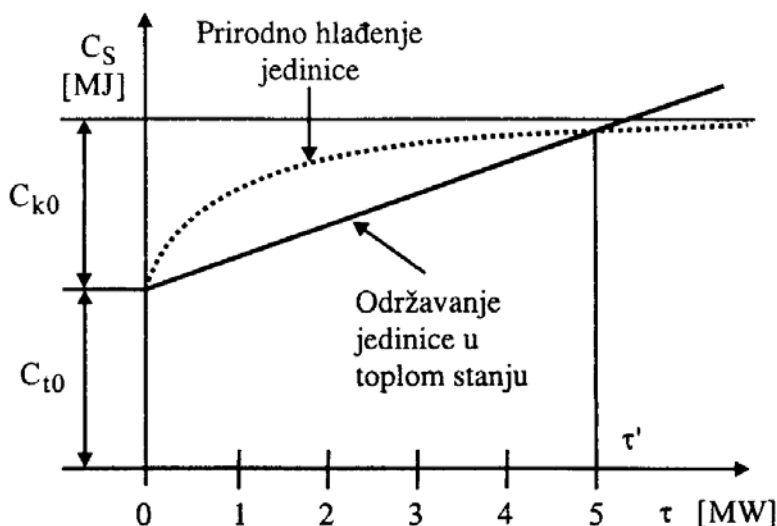
gdje C_B predstavlja satne troškove goriva u [n.j/h] neophodnog za održavanje jedinice u toplom stanju ("banking").

Obije pomenute mogućnosti ilustrovane su na Sl. 2.46, odakle se vidi da je do nekog vremena τ' (obično je $\tau' = 5$ h) ekonomičnija ova druga od prve alternative.

Troškovi zaustavljanja C_Z odnose se na troškove gubitka toplote usljed postepenog ili naglog smanjivanja opterećenja pri zaustavljanju termičkog bloka. Teško se identifikuju, pa se zato često pridružuju prvom slijedećem stavljanju bloka u pogon.

Poslije planskog zaustavljanja termički blok se može naći u jednom od tri moguća statusa. To su:

1. Održavanje;
2. Topla rezerva;
3. Hladna rezerva.



Sl. 2.46 Zavisnosti troškova stavljanja u pogon termičkih blokova koji su prethodno prirodno hlađeni ili održavani u toplom stanju

Status održavanja podrazumijeva manje opravke, a ne redovni godišnji remont. Može se unaprijed planirati i obično traje nekoliko sati do jednog dana, za razliku od redovnih godišnjih remonta koji traju po nekoliko nedjelja. Pošto ta održavanja ne proističu iz ekonomskih razloga, to njihove troškove pokretanja i zaustavljanja ne treba uračunavati u kriterijumu troškova angažovanja agregata. Međutim, oni ulaze u globalne troškove pogona u godišnjem energetsom bilansu sistema.

Status tople rezerve odgovara na Sl. 2.46 održavanju isključene jedinice u toplom stanju. Ponovna sinhronizacija takvih jedinica na mrežu zahtijeva relativno kratak period: nekoliko minuta do jednog sata. Svrha ovog režima jeste da se održavanjem jedinice u toplom stanju obezbijedi visoka raspoloživost jedinice, odnosno smanji rizik od nedostatka energije i redukcija u sistemu.

Status hladne rezerve okarakterisan je troškovima ponovnog pokretanja koji, shodno relaciji (2.49), zavise od vremena stajanja τ . Troškovi zaustavljanja mogu se pridružiti pogonskim troškovima jedinice u toploj ili hladnoj rezervi, pri čemu se uzima da su satni troškovi jedinice u toploj rezervi konstantni, a kod hladne rezerve opadaju eksponencijalno sa vremenom stajanja τ .

Procedura pokretanja jedinica na paru, koje koriste fosilna goriva, iz hladnog stanja traje oko 6 h.

Nuklearne TE

Kao što je naprijed naglašeno, postoji više tipova nuklearnih reaktora koji se primjenjuju kao izvor toplote za generatore pare u nuklearnim TE. Ove elektrane se, takođe, grade u blokovskoj izvedbi. Najčešće se komercijalno koriste lakovodni reaktori sa vodom pod pritiskom (PWR), ili ključalom vodom (BWR) kao moderatorom, koji kao gorivo koriste lako obogaćeni prirodni uranijum (sa 2 - 4 % U_{235}). Obogaćeni uranijum se isporučuje u formi gorivih elemenata čiji je proces proizvodnje jako složen. Poslije ugrađivanja tih elemenata u jezgro reaktora, što je u osnovi skup investicioni poduhvat, i početka proizvodnje toplote i pare (a time i električne energije) količina korisnog fisionog goriva se postepeno smanjuje. Zbog toga u određenom trenutku reaktor više nije u mogućnosti da održava kritično stanje na željenom nivou snage, tako da se mora izvršiti zamjena gorivih elemenata. Današnji komercijalni reaktori koji se koriste u nuklearnim TE konstruisani su tako da im se prilikom ove zamjene obavlja 1/5 do 1/3 goriva u jezgru.

Odstranjeni gorivi elementi predstavljaju jako radioaktivne otpatke koji se dalje moraju prerađivati (reciklirati) i uskladištiti na način da ne predstavljaju opasnost po okolinu. Ovo je danas jedan od najtežih ekoloških problema, praćen jakim antinuklearnim lobijem koji usporava razvoj nuklearne energetike.

Proračun troškova goriva je ovdje u suštini ekonomska analiza investicija u gorivo. Prosto rečeno, postoje određeni investicioni izdaci za dato punjenje reaktorskog jezgra koji u sebe uključuju troškove cjelokupnog procesa proizvodnje, ugradnje i demontaže gorivih elemenata, zatim njihove prerade i uskladištenja. Svako takvo punjenje proizvešće neku količinu električne energije određenu dužinom ciklusa zamjene gorivih elemenata.

Specifični troškovi proizvodnje električne energije u nuklearnoj elektrani mogu se izraziti kao

$$d_{cNE} = (p_a I + C_M^g) / T_g P_n + (C_g - C_{g0}) / \eta_{NE} P_{tr} T_c \quad [n.j/MWh] \quad (2.51)$$

gdje su:

- I - ukupna investiciona ulaganja u elektranu u [n.j];
- p_a - stopa amortizacije u [r.j/god.];
- C_M^g - godišnji troškovi održavanja elektrane u [n.j/god.];
- $T_g = W^g / P_{gi}$ - godišnje vrijeme iskorišćenja instalisane snage elektrane u [h/god.];
- P_{gi} - instalisana električna snaga elektrane u [MW];
- W^g - godišnja proizvodnja električne energije u [MWh/god.];
- C_g - vrijednost nuklearnog goriva koje se unosi pri punjenju reaktora u [n.j];
- C_{g0} - vrijednost nuklearnog goriva koje se uzima iz reaktora pri zamjeni goriva u [n.j];
- η_{NE} - globalni stepen korisnog djelovanja nuklearne TE;
- P_{tr} - nominalna termička snaga reaktora u [MW];
- T_c - trajanje ciklusa između zamjene goriva u reaktoru u [h];

Prvi član sa desne strane u izrazu za specifične troškove (2.51) očigledno je udio investicionih troškova i troškova održavanja, a drugi udio troškova goriva u ukupnoj specifičnoj proizvodnoj cijeni električne energije nuklearnih TE. S obzirom da je vrijeme ciklusa u kome se vrši zamjena goriva $T_c \approx \text{const.}$, jasno je da se specifični troškovi d_{cNE} za datu jedinicu smanjuju sa povećanjem godišnjeg vremena iskorišćenja instalisane snage T_g , što znači da sa stanovišta ekonomije ove (kao i druge) elektrane treba da rade sa što je moguće više sati u godini. U principu nuklearne elektrane rade sa konstantnom (maksimalnom) snagom u baznom dijelu dijagrama opterećenja.

Diferencijalni priraštaj utroška toplote dovedene gorivom nuklearnog reaktora δ_{NR} približno je konstantan, pa je satni utrošak toplote reaktora D_r linearno zavisao od termičke snage reaktora P_{tr}

$$D_r = D_{r0} + \delta_{NR} P_{tr} \quad [MJ/h] \quad (2.52)$$

gdje je D_{r0} satni utrošak toplote reaktora pri praznom hodu u [MJ/h].

Na drugoj strani, satna potrošnja toplote u kondenzacionim parnim turbinama sa kojima se normalno opremaju nuklearne elektrane je

$$D_t = \delta_{NR} P_{tr} = D_{t0} + \delta_t P_t \quad [MJ/h] \quad (2.53)$$

gdje je :

D_{t0} - satni utrošak toplote turbine pri praznom hodu u [MJ/h];

$\delta_t = dP_{tr} / dP_t$ - diferencijalni priraštaj utroška snage u parnoj turbini pri pretvaranju toplotne energije u mehaničku u [r.j];

P_t - mehanička snaga na osovini parne turbine u [MW].

Sada je globalni diferencijalni priraštaj utroška toplote nuklearne TE:

$$\delta_{NE} = dD_t / dP_g = \delta_{NR} dP_{tr} / dP_t \times dP_t / dP_g = \delta_{NR} \delta_t \delta_g \quad (2.55)$$

gdje je $\delta_g = dP_t / dP_g$ diferencijalni priraštaj utroška snage generatora pri pretvaranju mehaničke energije u električnu energiju.

Globalni diferencijalni priraštaji utroška toplote δ_{NE} u tipičnim nuklearnim TE dati su u Tabeli 2.5.

Tabela 2.5 Globalni diferencijalni priraštaji utroška toplote δ_{NE} u nuklearnim TE

Nominalna snaga turbine [MW]	80	200	500
δ_{NE} u [MJ/MWh]	13590	10550	10040

S obzirom da je diferencijalni priraštaj utroška toplote δ_t za standardne termičke blokove od 200 MW na čvrsta goriva iznosi oko 10000 MJ / MWh, znači da su u termodinamičkom pogledu, čak i velike nuklearne elektrane inferiornije od savremenih TE na fosilna goriva.

U Tabeli 2.6 dati su tipični podaci o potrebnom vremenu za održavanje nuklearnih termičkih jedinica za planirane i neplanirane remonte, kao i podaci o intenzitetima i srednjim vremenima trajanja ispada i opravki.

Gasnoturbinske TE

Postoje razni tipovi gasnoturbinskih TE sa jednom ili dvije turbinske osovine, jednim, dva ili više stepena ekspanzije sa ili bez rekuperacije izlaznih gasova i sl. Osnovno dobro svojstvo im je da se mogu brzo staviti u pogon (30 - 60 min), opteretiti, rasteretiti i zaustaviti, uz relativno male troškove. Zbog toga su pogodne za pokrivanje vršnih opterećenja. Međutim, specifična potrošnja im je znatno veća (reda 14000 MJ/MWh), a stepen korisnog dještva je manji nego u slučaju parnih TE iste snage - maksimalno 25 - 35 %. Zbog toga se najčešće koriste kao vršne jedinice sa relativno malim brojem časova godišnjeg iskorišćenja. Recimo i to de se ove TE , pošto ne zahtijevaju vodu za hlađenje kao parne TE, koriste kao bazne TE u bezvodnim (pustinjским) oblastima.

Tabela 2.6 Tipični zahtjevi za održavanjem i intenziteti prinudnih ispada nuklearnih termičkih jedinica

Veličina jedinica [MW]	Potrebno vreme za održavanje [Dana/god]			Potpuni ispad		Delimični ispad			Efektivni ispadi	
	Planirani remont	Neplanir. remont	Ukupno	Intenzitet prinudnih ispada	Srednje vreme opravki	Srednja vrednost broja ispalih jedinica	Srednja vrednost intenziteta delimičnih prinudnih ispada	Srednje vreme opravki	Efektivna vrednost intenziteta prinudnih ispada	Srednje vreme opravki
				[%]	[Dana]	[% jed.]	[%]	[Dana]	[%]	[Dana]
sve	35	14	49	11	3,7	23	16	5	15	5

Grade se za nominalne snage (po ISO standardu) od 2,5 do 250 MW, obično u standardnim izvedbama, sa komorama za alternativno sagorijevanje gasa ili tečnih goriva. Imaju relativno malu sopstvenu potrošnju, pa se ulazno-izlazne karakteristike obično definišu za snagu na generatoru. Odata snaga im jako zavisi od atmosferskog pritiska i ambijetalne temperature, pa se prema ISO (International Standard Organization), kao normalni uslovi, propisuju atmosferski pritisak od 1013,25 mbar, što odgovara nultoj nadmorskoj visini, i temperaturi od + 15°C. Pritom su raspoložive snage veće za temperature ispod + 15 °C i obrnuto.

Proračun svih pokazatelja performansi vrši se na potpuno isti način kao i u slučaju TE na paru. Takođe važi i ista forma kvadratne parabole za aproksimaciju karakteristike utroška toplote (2.45), uz nešto drugačije vrijednosti za α , β i γ koeficijente.

U Tabeli 2.7 navedeni su tipični zahtjevi održavanja gasno turbinskih jedinica, sa podacima o intenzitetima prinudnih (FOR) ispada koji se ovdje nešto drugačije definišu nego kod TE na paru:

$$q_{GT} = (FOR)_{GTE} = \frac{\text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada}}{\text{Vrijeme raspoloživosti} + \text{Vrijeme trajanja prinudnih ispada}} \quad (2.56)$$

Razlika je u tome što se u imeniocu izraza (2.56), umjesto vremena trajanja pogona iz (2. 47), koristi vrijeme u kojem je jedinica raspoloživa. Takav proračun q_{GT} je korektniji jer bi u slučaju primjene (2.47), zbog relativno malog broja sati rada u godini, q_{GT} bilo neopravdano više nego za TE na paru.

Tabela 2.7 Tipični zahtjevi za održavanjem i intenziteti prinudnih ispada gasnoturbinskih jedinica

Veličina jedinica [MW]	Potrebno vreme za održavanje [Dana/god]			Potpuni ispad		Delimični ispad			Efektivni ispadi	
				Intenzitet prinudnih ispada	Srednje vreme opravki	Srednja vrednost broja ispalih jedinica	Srednja vrednost intenziteta delimičnih prinudnih ispada	Srednje vreme opravki	Efektivna vrednost intenziteta prinudnih ispada	Srednje vreme opravki
	Planirani remont	Neplanir. remont	Ukupno	[%]	[Dana]	[% jed.]	[%]	[Dana]	[%]	[Dana]
sve	8	10	18	24	2	-	-	-	24	2

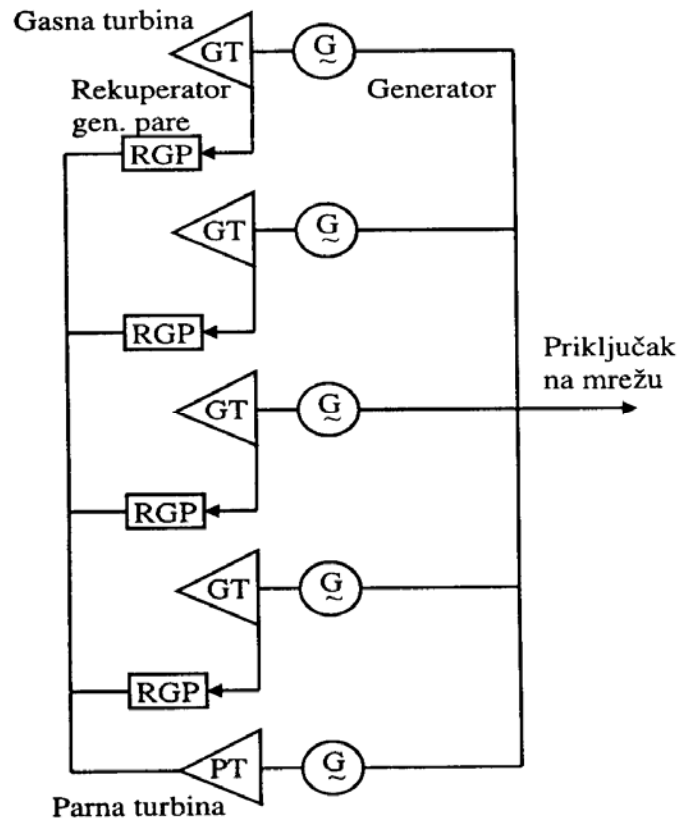
Troškovi pogona i održavanja (2.46) gasnoturbinskih TE su manji nego kod parnih TE na fosilna goriva. Stalni godišnji troškovi su $\alpha_M^g = 0,4 - 1,2$ %/god od ukupnih investicija I , a promjenljivi $\beta_M^g = 2,0 - 3,0$ USD/MWh/god.

TE sa kombinovanim ciklusom

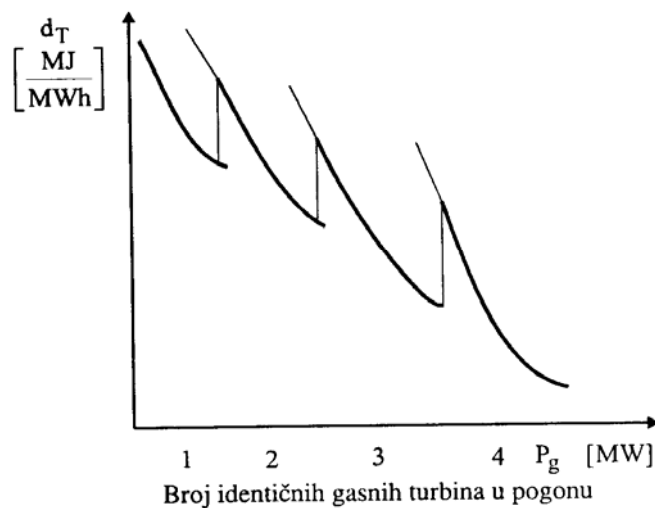
Gasnoturbinske TE sa prostim (otvorenim) ciklusom izbacuju u atmosferu izduvne gasove sa temperaturom reda 500 °C. Toplota tih gasova može se iskoristiti za grijanje vode u svrhu toplifikacije naselja, ili za proizvodnju industrijske pare. Poseban način iskorišćenja ove otpadne toplote ima se u slučaju TE sa kombinovanim ciklusom, kod koji se ta toplota u rekuperatorima koristi za proizvodnju pare, a ona za pogon parnih turbina, odnosno za proizvodnju električne energije, kao je to šematski prikazano naprijed na Sl. 2.29.

TE sa kombinovanim ciklusom rade sa znatno poboljšanim ukupnim stepenom iskorišćenja (i do 40%) i sa manjom specifičnom potrošnjom (oko 9000 MJ/MWh), nego u slučaju pojedinačnih gasnoturbinskih i parnih TE. Pritom se može paralelno spregnuti više gasnih turbina sa jednom parnom, kako je to prikazano na Sl. 2.47.

Karakteristike specifične potrošnje toplote u funkciji od snage elektrane sa kombinovanim ciklusom i više gasnih turbina pokazuju diskontinuitete, kad god se uključuje nova gasna turbina (Sl. 2.48)



Sl. 2.47 TE sa kombinovanim ciklusom sastavljenim od četiri gasnoturbinske (GT) i jedne jedinice na paru (PT)



Sl. 2.48 Oblik karakteristike specifične potrošnje toplote u TE sa kombinovanim ciklusom i više gasnoturbinskih jedinica

Termoelektrane - toplane (TE-TO)

Kod korišćenja TE - TO za pokrivanje potreba električne energije potrošačima napajanim iz javne mreže, vrlo važnu ulogu igra činjenica da li je takva elektrana prvenstveno namijenjena proizvodnji električne ili toplotne energije. U prvom slučaju postrojenje je obično u vlasništvu elektroprivrede, pa je sa stanovišta ekonomije električna energija primarni, a toplotna energija sekundarni proizvod. Tada se eksploatacija TE-TO tretira kao i kod svih drugih TE, uz uvažavanje potreba za proizvodnjom industrijske toplote, ili toplote za grijanje, shodno toplotnom konzumu.

Ograničenja koja posebno u grejnoj sezoni diktira proizvodnja toplote, pozicionira eksploataciju TE-TO u bazni dio dijagrama opterećenja, slično protočnim HE kod koji je proizvodnja diktirana raspoloživim dotocima.

S druge strane, kada je primarni proizvod toplotna, a sekundarni električna energija, postrojenje je obično u vlasništvu neke industrije koja u svom tehnološkom procesu koristi vodenu paru. Električna energije se prvenstveno proizvodi za pokrivanje sopstvenih potreba dotične industrije, a eventualni višak može se isporučivati u javnu mrežu, na bazi bilateralnih ugovora između proizvođača i elektroprivrede. Ta energija ima tretman kao i u svim drugim slučajevima kupovine viškova električne energije od industrije.

Prema tome, osnovni problem u eksploataciji TE-TO je kako korektno razdvojiti ukupne troškove na troškove koji pokrivaju proizvodnju električne od troškova proizvodnje toplotne energije. Ta praksa može biti trojaka:

1. Ako je proizvodnja električne energije primarna, onda su troškovi toplotne energije samo dodatni troškovi (investicioni i eksploatacioni) koji se imaju usljed proizvodnje toplotne energije.
2. Ako je proizvodnja toplotne energije primarna, postupa se identično kao u prethodnom slučaju, s tim da se troškovi proizvodnje električne energije tretiraju kao dodatni troškovi iznad baznih troškova proizvodnje toplotne energije.
3. Troškovi proizvodnje toplotne i električne energije proračunavaju se srazmjerno odgovarajućim stvarnim troškovima opreme (investicioni troškovi) i pogona kombinovanog postrojenja (eksploatacioni troškovi), oko čega se u svakom konkretnom slučaju moraju razviti posebni algoritmi.

g. Angažovanje pojedinih tipova TE u dijagramu opterećenja

Naprijed definisane energetske i tehničke karakteristike TE opredjeljuju i način njihovog korišćenja u popunjavanju površine ispod dijagrama (krive trajanja) opterećenja potrošača. Pri tome, bitne su i ostale eksploatacione

karakteristike kao što su vrijeme potrebno za stavljanje u pogon i zaustavljanje, mogući opseg i brzina promjena opterećenja itd. U pogledu popunjavanja površine ispod dijagrama (krive trajanja) opterećenja, angažovanje pojedinih tipova TE u principu vrši se na sljedeći način:

1. TE na paru koje sagorijevaju fosilna goriva obično se angažuju u baznom dijelu dijagrama opterećenja. Pri tome, prvo se koriste agregati iz TE-TO, zatim termički agregati na ugalj, dok se agregati na tečna i gasovita goriva, zavisno od potreba, mogu koristiti i za pokrivanje vršnog dijela dijagrama opterećenja, jer su fleksibilniji nego agregati na ugalj.
2. Nuklearne TE skoro isključivo se koriste za pokrivanje baznog dijela dijagrama opterećenja.
3. Gasnoturbinske TE, zbog svoje pogonske fleksibilnosti, posebno su pogodne da se koriste u vršnom dijelu dijagrama opterećenja sa relativno malim faktorom dnevnog i godišnjeg iskorišćenja nominalne snage (zbog visokih pogonskih troškova).
4. Dizel - elektrane obično se koriste u početnom stadijumu razvoja EES-a i kao rezerva za potrošače koji ne trpe prekide. One su takođe pogodne za male, autonomne sisteme koji rade izolovano. Brzo se mogu staviti u pogon i zaustaviti i dozvoljavaju česte promjene opterećenja. Imaju stepen korisnog dještva između 30 i 40 %.
5. TE sa kombinovanim ciklusom, zbog svoje ekonomičnosti, koriste se za pokrivanje površine u baznom dijelu ispod dijagrama opterećenja.
6. TE - TO najčešće se koriste za proizvodnju električne energije zavisno od potreba toplotnog konzuma i u tom slučaju pokrivaju bazni dio površine ispod dijagrama opterećenja.

h. Investicioni troškovi TE

Kao i kod HE, troškovi koji se pridružuju TE mogu se podijeliti u dvije osnovne grupe: investicione i eksploatacione. O eksploatacionim troškovima pojedinih tipova TE bilo je već govora u kontekstu izlaganja o pogonskim energetskeim karakteristikama. Poznavanje investicionih troškova TE je od naročitog interesa za rješavanje problema planiranja budućih izvora.

Ukupna investiciona ulaganja (troškovi) u jedan generatorski agregat proporcionalni su njegovoj nominalnoj snazi P_{Gn} i mogu se, slično kao u slučaju HE, izraziti preko jednostavne relacije

$$C_I = c_s P_{Gn} \quad [n.j] \quad (2.56)$$

gdje c_s označava specifične investicione troškove po jedinici nominalne (instalirane) snage agregata u [n.j/MW] koji se razlikuju za agregate različitih tipova i nominalnih snaga, a P_{Gn} nominalna snaga na pragu generatora u [MW].

Na Sl. 2.49 prikazani su relativni odnosi cijena za različite tipove TE u funkciji od nominalne (instalirane) snage za nivo cijena u SAD 1982. godine. Kao baza za poređenje uzet je termički agregat na paru koji sagorijeva fosilna goriva nominalne snage 500 MW.

Sa slike se vidi efekat veličine agregata na specifične investicione troškove koji se relativno smanjuju sa povećanjem snage agregata ("Economy of Scale"). Tako, na primjer, ako se razmatra izgradnja bazne TE na paru koja sagorijeva fosilna goriva, instalirane snage od 1000 MW, ona će u pogledu potrebnih investicija biti 16,6 % skuplja, ako se gradi sa dva agregata po 500 MW nego kada se ugrađuje samo jedan agregat snage od 1000 MW.

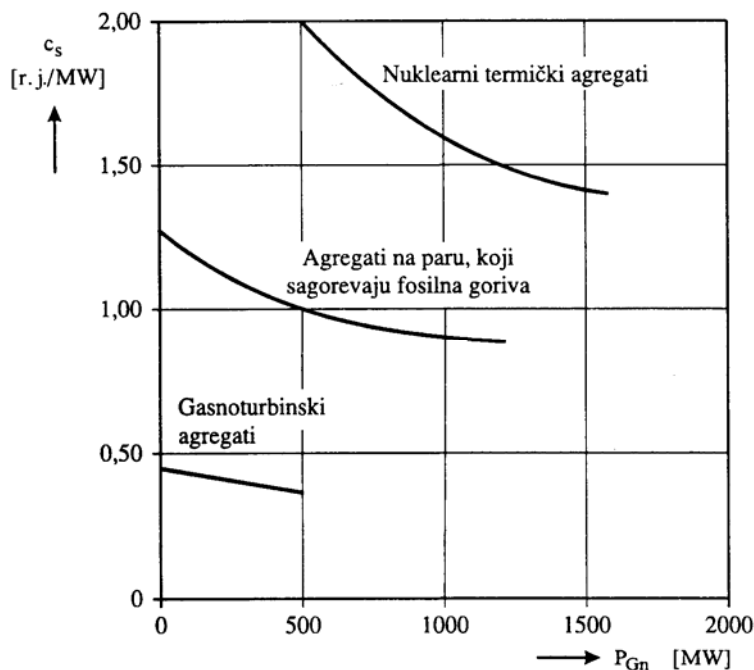
O apsolutnim iznosima tih specifičnih cijena može se steći približna slika iz podataka datih u Tabeli 2.8 gdje su prikazani procijenjeni podaci koji su korišćeni pri planiranju novih proizvodnih kapaciteta u državi New - York (SAD) u 1985. godini. U istoj tabeli specifične cijene preračunate su na 1997. godinu sa pretpostavljenom stopom inflacije od 5 % godišnje.

Te cijene su za 1997. godinu oko 1,8 puta veće od specifičnih cijena u 1985. godini, dostižući oko 1500 USD/kW za termičke agregate na fosilna goriva nominalne snage od 400 MW, dok je za nuklearne termičke agregate snage 550 MW ta specifična cijena oko 1900 USD/kW.

Slični podaci mogu se vidjeti i iz Tabele 2.9 u kojoj su dati tipični investicioni i eksploatacioni parametri novih proizvodnih agregata za stanje oko 1990. god.

U posljednje dvije decenije učinjen je ogroman tehnološki napredak u konstrukciji opreme za TE koji je uslovio i nešto niže specifične cijene od onih procijenjenih za 1997. godinu iz Tabele 2.8. Na primjer, u nekim novijim radovima navode se podaci da su specifične investicije za blokove u kombinovanim postrojenjima u periodu 1990 - 1995. godine opale sa 470 na 325 USD/kW, uz istovremeni porast stepena korisnog djejtva termičkih agregata snage 650 MW porastao sa 52,5 na 57,2 %. Slična tendencija je registrovana i za termičke blokove na paru koji koriste tečna i gasovita goriva.

U pojedinim analizama, naročito u oblasti planiranja razvoja proizvodnih kapaciteta, vrši se detaljna procjena troškova po svim godinama razmatranog perioda u budućnosti. Tada se, umjesto ukupnih investicionih ulaganja u jedan generatorski agregat kao i u slučaju HE, koriste ukupni godišnji troškovi. Oni obuhvataju sve investicione (C_I^g) i eksploatacione (C_{Ex}^g) (uprosječene) troškove tokom pojedinih godina razmatranog perioda.



Sl. 2.49 Zavisnost specifičnih investicionih troškova od nominalne snage termičkih agregata, pri baznoj snazi 500 MW

Tabela 2.8 Tipične specifične cijene različitih tipova termoagregata u 1985 (SAD) sa procjenama za 1997. g. (preračunato sa srednjom stopom inflacije od 5% godišnje)

Tip termoelektrane	Nominalna snaga termoelektrane [MW]	Procenjene specifične cene u ref. [13] za 1985. godinu [USD/kW]	Preračunate specifične cene u 1997. godini sa inflacijom od 5 %/god [USD/kW]
Nuklearna termoelektrana	1100*	1060	1904***
Termoelektrana na paru, koja sagoreva ugalj	800**	820	1473****
Termoelektrana na paru, koja sagoreva tečna goriva	800**	630	1131***
Gasnoturbinska termoelektrana	—	305	548
Reverzibilna hidroelektrana	250	400	718

* Dva termička agregata po 550 MW

** Dva termička agregata po 400 MW

*** Uključeni troškovi za rashladne tornjeve cirkulacione vode (85 USD/kW za nuklearne termoelektrane, a 55 USD/kW za termoelektrane na paru, koje sagorevaju tečna goriva)

**** Uključeni troškovi uređaja za odsumporavanje (180 USD/kW) i rashladnih tornjeva cirkulacione vode (55 USD/kW)

Tip elektrane	Veličina agregata [MW]	Specifični investicioni troškovi $\left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right]$	Vreme izgradnje [god]	Specifična potrošnja toplote $\left[\frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \right]$	Troškovi goriva po topl. jed. $\left[\frac{\text{USD}}{\text{MJ}} \right]$	Gorivo	Intenziteti ispada		Troškovi pogona i održavanja	
							Prinud. $\left[\frac{\%}{\text{god}} \right]$	Planski $\left[\frac{\%}{\text{god}} \right]$	Stalni $\left[\frac{\text{USD}}{\text{kW} \cdot \text{god}} \right]$	Promen. $\left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right]$
Nuklearna termoelektrana	1200	2400	10	10900	1,20	Obogaćeni uranijum	20	15	25	8
Termoelektrana na paru	500	1400	6	10435	2,15	Ugljena prašina	12	12	20	5
Termoelektrana na paru	400	1400	6	10330	2,15	Ugljena prašina u fluidizov. sloju	14	12	17	6
Gasnoturbinska termoelektrana	100	350	2	11800	3,80	Prirodni gas	7	7	1	5
Termoelektrana sa kombin. ciklusom	300	600	4	8220	3,80	Prirodni gas	8	8	9	3
Termoelektrana sa kombin. ciklusom i gasifikacijom uglja	300	1500	6	10010	2,15	Ugalj	12	10	25	4
Reverzibilna hidroelektrana	300	1200	6				5	5	5	2
Konvencionalna hidroelektrana	300	1700	6				3	4	5	2

Tabela 2.9 Tipični investicioni i eksploatacioni parametri novih generatorskih agregata za stanje u SAD oko 1990. g.

Godišnji investicioni troškovi obično se prikazuju kao dio, ili procenat ukupnih investicionih ulaganja

$$C_i^g = c_i^g C_I = c_i^g c_s P_{Gn} \quad [\text{NJ/god}] \quad (2.57)$$

gdje je c_i^g godišnja stopa ukupnih investicionih troškova C_I pridružen nekom termičkom agregatu. U Tabeli 2.10 date su vrijednosti životnog vijeka elektrana koje se koriste pri planiranju razvoja EES-a.

Tabela 2.10 *Životni vijek elektrana u ekonomskim analizama u procesu planiranja razvoja EES-a*

Tip elektrane	građevinski objekti	Oprema
TE na paru i fos. goriva	20 - 25 godina	20 - 25 godina
Nuklearne TE	25 - 35 godina	25 - 30 godina
Gasnoturbinske TE	12 - 15 godina	12 - 15 godina
Hidroelektrane	40 - 50 godina	20 - 25 godina

2.2.4 Rezerve proizvodnih kapaciteta

Pojam rezerve u proizvodnim kapacitetima odnosi se na razliku između instalisanih snaga generatora i stvarnog opterećenja EES-a. Po svojoj prirodi i svrsi korišćenja razni tipovi rezervi u nekom EES-u mogu se međusobno jako razlikovati. Postojanje rezervi proizvodnih kapaciteta u eksploataciji osnovni je faktor koji obezbjeđuje pouzdanost i sigurnost sistema.

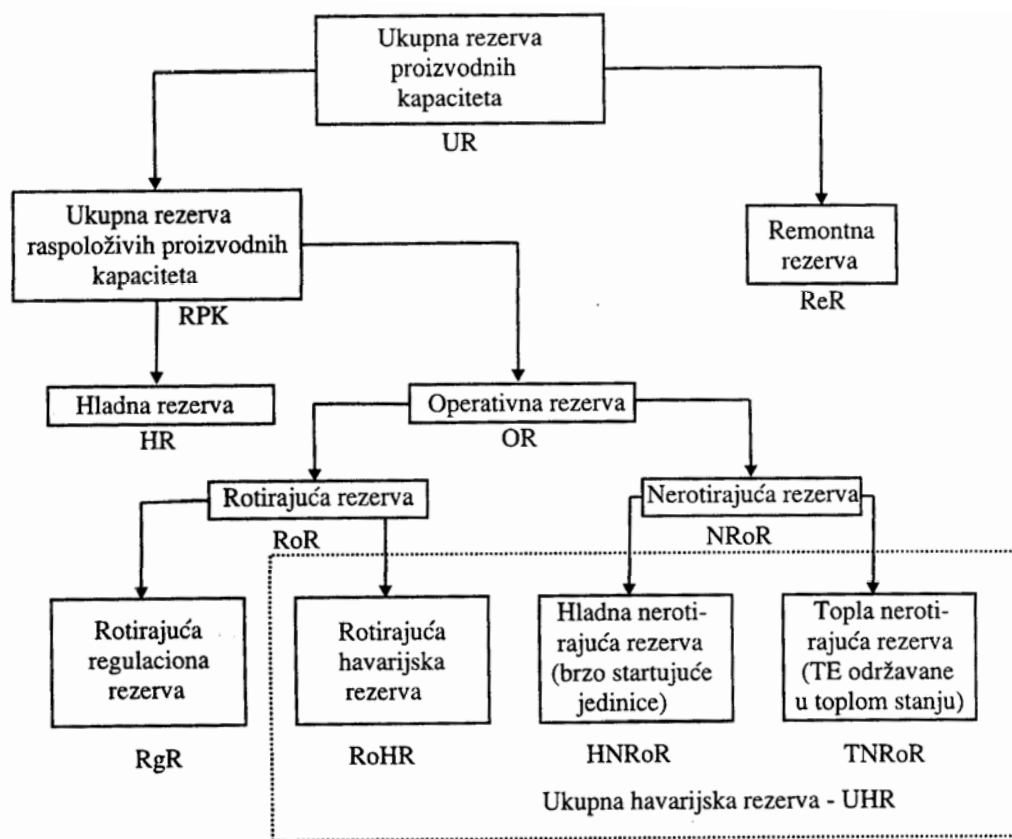
Podjela rezervi proizvodnih kapaciteta može se zasnivati na različitim principima. Za eksploataciju najznačajnija je podjela prema ulozi pojedinih tipova rezervi. Međutim, ta podjela nije oštra, jer se pojedini tipovi rezervi mogu koristiti višenamjenski. Na Sl. 2.50 dat je šematski prikaz rezervi proizvodnih kapaciteta u EES-u.

Ukupna rezerva (UR) instalisanih proizvodnih kapaciteta je razlika između instalisane (nominalne) snage u generatorima sistema $P_{gi} = \sum_{j=1}^N P_{gnj}$ i aktuelnog opterećenja (P_p)

$$UR = P_{gi} - P_p \quad (2.58)$$

Ukupna rezerva se dijeli na remontnu (ReR) i ukupnu rezervu raspoloživih proizvodnih kapaciteta (RPK), pa je

$$UR = ReR + RPK \quad (2.59)$$



Sl. 2.50 Šematski prikaz rezervi proizvodnih kapaciteta u EES

Remontna rezerva predstavlja onaj dio proizvodnih kapaciteta koji se koriste za pokrivanje snage proizvodnih jedinica koje se nalaze u stanju planiranih remonta, opravki i njege.

Ukupna rezerva raspoloživih kapaciteta je onaj dio instalisanih snaga generatora sistema koji se koristi za pokrivanje svih nepredviđenih ispada usljed kvarova na generatorima u pogonu. Sastoji se iz dva dijela: hladne rezerve (HR) i operativne rezerve (OR)

$$RPK = HR + OR \quad (2.60)$$

Hladnu rezervu čine generatori u starijim i skupljim elektranama koji su u stanju da se u slučaju potrebe relativno brzo (1 - 2) dana pokrenu i koriste za pokrivanje potreba potrošača.

Operativna rezerva je dio rezerve proizvodnih kapaciteta koja se neposredno koristi u eksploataciji. Sastoji se od rotirajuće (RoR) i nerotirajuće operativne rezerve (NRoR)

$$OR = RoR + NRoR \quad (2.61)$$

Rotirajuća rezerva je dio neiskorišćenih proizvodnih kapaciteta koji je sinhronizovan na mrežu, a čije se korišćenje može ostvariti u vrlo kratkom vremenskom roku (5 - 10 min.). Ovdje se razlikuju dvije osnovne komponente rotirajuće rezerve: regulaciona rezerva (RgR) i rotirajuća havarijska rezerva (RoHR)

$$\text{RoR} = \text{RgR} + \text{RoHR} \quad (2.62)$$

Regulaciona rezerva služi za kompenzaciju grešaka između između prognozirane i ostvarene potrošnje sistema, a rotirajuća havarijska rezerva za pokrivanje iznenadnih ispada proizvodnih kapaciteta iz pogona.

Nerotirajuća operativna rezerva predstavlja rezervne kapacitete koji nijesu sinhronizovani na mrežu, ali se mogu brzo staviti u pogon, sinhronizovati i opteretiti. Komponente ove rezerve su hladna nerotirajuća operativna rezerva (HNRoR) i topla nerotirajuća operativna rezerva (TNRoR)

$$\text{NRoR} = \text{HNRoR} + \text{TNRoR} \quad (2.61)$$

Hladnu nerotirajuću operativnu rezervu čine brzo startujuće jedinice u HE i gasnoturbinskim elektranama, dok se topla nerotirajuća rezerva sastoji od agregata u parnim TE koji su van pogona, ali se održavaju u toplom stanju, spremni za brzo pokretanje i sinhronizaciju.

Ukupnu havarijsku operativnu rezervu sačinjavaju svi slobodni kapaciteti u operativnoj rezervi, izuzev regulacione rezerve:

$$\text{UHR} = \text{RoHR} + \text{NRoR} = \text{RoHR} + \text{HNRoR} + \text{TNRoR} = \text{OR} - \text{RgR} \quad (2.62)$$

Prema nekim autorima operativna rezerva proizvodnih kapaciteta se kalsifikuje prema potrebnom vremenu za njihovo angažovanje na:

- primarnu rezervu koja se aktivira za vrijeme od najviše 10 min. i
- sekundarnu rezervu koja se aktivira za vrijeme od najviše 20 - 30 min.

U prvu grupu bi se svrstali regulaciona i havarijska rotirajuća rezerva, kao i brzo startujuće jedinice iz hladne rezerve koje se mogu staviti u pogon i opteretiti za vrijeme od 10 min, a u drugu grupu jedinice iz hladne nerotirajuće rezerve koje za stavljanje u pogon i opterećivanje zahtijevaju vrijeme duže od 10 min.

2.2.5 Eksploatacija EES i pouzdanost

Pouzdanost i indeksi pouzdanosti kao mjera ispravnog funkcionisanja sistema su važni faktori periodu pripreme pogona, kao i u procesu planiranja EES-a. Tako se uobičajeno koriste sljedeći indeksi pouzdanosti:

- LOLP (“Loss of Load Probability”) koji se najčešće izražava kao broj sati u godini u kojima se pojavljuje nedovoljna snaga proizvodnje da pokrije dnevne vrhove potrošnje;
- LOEP (“Loss of Energy Probabilty”) koji daje vjerovatnoću pojave manjka proizvedene u odnosu na zatijevanu energiju potrošača sistema;
- EDNS (“Expeted Value of the Demand not Served”) koji karakteriše vjerovatnoću pojave nemogućnosti da se zadovolje potrebe potrošača;
- EENS (“Expeted Value of the Energy not Served”) koji daje očekivanu vrijednost neisporučene energije;
- F&D (“Frequency and Duration”) frekvencija i trajanje kvarova koji izazivaju gubitak opterećenja.

Neki od navedenih indeksa se koriste pri izradi elektroenergetskih bilansa. Pri analizi ostvarenog pogona takođe se koriste neki indeksi koji karakterišu kvalitet rada elemenata sistema, kao na primjer:

$$\text{Faktor opterećenja} = \frac{\text{Proizvedena energija [MWh]}}{\text{Max. snaga [MWh]} \times \text{Period osmatranja [h]}} \cdot 100 \quad [\%]$$

$$\text{Raspoloživost} = \frac{\text{Vrijeme rada [h]} + \text{Vrijeme u rezervi}}{\text{Dužina perioda osmatranja [h]}} \cdot 100 \quad [\%]$$

$$\text{Pouzdanost} = 100 - \frac{\text{Dužina prinudnih ispada [h]}}{\text{Dužina perioda osmatranja [h]}} \cdot 100 \quad [\%]$$

gdje je period osmatranja obično jedna godina, tj. 8760 h za prostu ili 8784 h za prestupnu godinu.

3. FUNKCIJE OPERATIVNOG PLANIRANJA

3.1 Pregled osnovnih funkcija operativnog planiranja

Funkcije operativnog planiranja obavljaju se u godišnjim, mjesečnim (sedmičnim) i dnevnim ciklusima.

U godišnji ciklus aktivnosti pripreme pogona spadaju sljedeće funkcije:

- prognoza potrošnje (energije, vršne i minimalne snage),
- planovi remonta i održavanja objekata (elektrane, razvodna postrojenja, vodovi),
- obezbjeđenje remontne rezerve,
- planovi proizvodnje elektrana,
- planovi razmjene (uvoz/izvoz) električne energije,
- planovi kupovine električne energije od industrijskih elektrana,
- izrada godišnjih elektroenergetskih bilansa,
- analiza rada sistema u karakterističnim pogonskim situacijama,
- izrada plana nabavke i predračun troškova goriva,
- proračun troškova goriva i ekonomska analiza prihoda i rashoda planiranog rada EES-a (poslovni bilans kompanije u elektroenergetskom sektoru).

U okviru mjesečnog (sedmičnog) ciklusa najznačajnije aktivnosti operativnog planiranja su:

- prognoza potrošnje,
- planovi održavanja i radova u objektima,
- obezbjeđenje operativne rezerve,
- planovi proizvodnje elektrana,
- plan razmjene sa susjedima,
- izrada mjesečnog (sedmičnog) elektroenergetskog bilansa,
- analiza i provjera rada sistema,
- obračun troškova pogona.

Dnevni ciklus aktivnosti pripreme pogona obuhvata sljedeće funkcije:

- prognoza dnevnog dijagrama potrošnje,
- izrada plana angažovanja termičkih agregata i elektrana,
- proračun havarijske i regulacione obrtne rezerve,
- izrada dnevnog plana pogona elektrana i razmjene sa susjedima,
- analiza i provjera rada sistema,
- ekonomski proračuni pogona sistema.

3.2 Kratkoročna prognoza potrošnje

Prognoza potrošnje za potrebe eksploatacije se znatno razlikuje od prognoze za potrebe planiranja razvoja EES-a. Modeli prognoze za potrebe eksploatacije su kratkoročni (dnevni, sedmični i mjesečni) i zavise od sezonskih i vremenskih faktora kao što su temperatura i vlažnost vazduha, vjetar, osvjetljaj i sl.

Opšti izraz za očekivanu i-tu mjesečnu (sedmičnu) potrošnju energije u nekoj određenoj i-toj godini može se predstaviti preko četiri komponente:

$$W_p^{i,j} = W_{p0}^{i,j} + S_p^{i,j} + H_p^{i,j} + \varepsilon_p^{i,j} \text{ [MWh]} \quad (3.1)$$

gdje je:

- j = 1,2,... - indeks godine,
- i = m = 1,2,...,11,12 – indeks mjeseca u godini, ili
- i = s = 1,2,...,51,52 – indeks sedmice u godini,

dok su komponente prognoze ukupne potrošnje:

- $W_{p0}^{i,j}$ - osnovna prognoza potrošnje energije u i-tom mjesecu (sedmici) j-te godine,
- $S_p^{i,j}$ - korekcija osnovne prognoze potrošnje energije usljed sezonskih faktora,
- $H_p^{i,j}$ - korekcija osnovne prognoze potrošnje energije zbog uticaja praznika i neradnih dana,
- $\varepsilon_p^{i,j}$ - rezidualna greška prognoze potrošnje.

Osnovna prognoza $W_{p0}^{i,j}$ dobija se iz modela dugoročne godišnje prognoze i raspodjele te prognoze na mjesece, odnosno sedmice u godine i ona odražava komponentu trenda porasta potrošnje iz godine u godinu.

Korekcija osnovne prognoze potrošnje energije usljed sezonskih varijacija korekcija $S_p^{i,j}$ uvažava sezonske promjene potrošnje električne energije, prvenstveno pod uticajem klimatskih efekata i drugih ekonomskih i socijalnih faktora (godišnji odmori, raspusti, uticaj sezonskih aktivnosti poput turizma ili poljoprivrede i sl.). Za određivanje ove komponente takođe se koriste posebni modeli bazirani na vremenskim nizovima podataka ostvarenja u prošlosti. U posljednje vrijeme se u ove svrhe koriste različiti postupci vještačke inteligencije, posebno postupci vještačkih neuralnih mreža.

Korekcija osnovne prognoze zbog uticaja praznika i neradnih dana $H_p^{i,j}$ se za svaki konkretni period i = m ili i = s može dosta precizno predvidjeti na osnovu statističkih podataka o odnosima potrošnje u radnim i neradnim danima.

Prognoza maksimalne $P_{pM}^{i,j}$ i minimalne snage $P_{pm}^{i,j}$ vrši se na osnovu prognozirane potrošnje energije $W_p^{i,j}$ za isti period, tj.

$$P_{pM}^{i,j} = \frac{W_p^{i,j}}{T_M^{i,j}} \quad (3.2)$$

Prema (3.2), za određivanje $P_{pM}^{i,j}$ i $P_{pm}^{i,j}$ neophodno je prethodno za razmatrani vremenski interval $i = m$, ili $i = s$ procijeniti vrijednost vremena iskorišćenja maksimalne snage $T_M^{i,j}$ i odnos minimuma i maksimuma

$$m_0^{i,j} = \frac{P_{pm}^{i,j}}{P_{pM}^{i,j}} \quad (3.3)$$

Za određivanje $T_M^{i,j}$ i $m_0^{i,j}$ se, takođe, koriste posebni modeli na bazi statističkih podataka ostvarenja iz prošlosti.

Pri prognozi dnevne krive opterećenja široko se koriste podaci kratkoročne vremenske prognoze hidrometeoroloških zavoda.

Oblik jednačine za prognozirano satno opterećenje u d-tom danu slična je jednačini za mjesečnu, odnosno sedmičnu prognozu potrošnje energije:

$$P_p^{k,d} = P_{p0}^{k,d} + V_p^{k,d} + D_p^{k,d} + \varepsilon^{k,d} \quad [\text{MW}] \quad (3.4)$$

gdje je:

- $P_{p0}^{k,d}$ - osnovno opterećenje u satu $k = 1, 2, \dots, 24$, dana $d = 1, 2, \dots, 7$;
- $V_p^{k,d}$ - korekcija usljed promjenljivih meteoroloških uslova zbog varijacije temperature (θ), vlažnosti vazduha (h), osvjettlaja (ili oblačnosti l) i efekta usljed rashlađivanja vjetra (c);
- $D_p^{k,d}$ - korekcija usljed efekata dana u sedmici ($d = 1$ označava ponedjeljak, $d = 2$ utorak, itd.);
- $\varepsilon^{k,d}$ - rezidualna greška prognoze.

Osnovno opterećenje $P_{p0}^{k,d}$ dobija se srednja vrijednost nekoliko ostvarenja iz bliske prošlosti, na primjer za iste sate i radne, odnosno neradne dane i praznike.

Korekcija usljed varijacije meteoroloških uslova $V_p^{k,d}$ određuje se preko koeficijenata osjetljivosti opterećenja na promjenu temperature i vlažnosti vazduha, efekta vidljivosti i temperaturnog ekvivalenta brzine vjetra na

promjenu opterećenja. Za određivanje ovih koeficijenata osjetljivosti koriste se iskustvene formule, ili složeniji statistički modeli.

Konačno, efekat dana u nedjelji $D_p^{k,d}$ može se sasvim dobro procijeniti na osnovu ostvarenja podataka iz prošlosti u uzastopnim danima u sedmici i pri sličnim vremenskim uslovima.

Model kratkoročne prognoze koji zavisi od srednje satne temperature (gdje se zanemaruju uticaji vlažnosti vazduha, sunčevog zračenja i vjetra) ima relativno jednostavan oblik:

$$P_p(k) = B(k) + A(k)[\theta_a(k) - \theta_{gr}] + \varepsilon(k) \quad (3.5)$$

gdje je:

$$\theta_{gr} = \theta_z \text{ ili } \theta_{gr} = \theta_l$$

$\theta_z = 15 - 20^\circ C$ - gornja granična temperatura uključenja grijanja u zimskom

periodu u $[^\circ C]$;

$$\theta_l = 24^\circ C$$

- donja granična temperatura rada klimatizacije u ljetnjem periodu u $[^\circ C]$;

$\theta_a(k)$ - srednja temperatura vazduha (ambijenta) za $k=1,2,\dots$;

$\varepsilon(k)$ - rezidualna greška;

$B(k), A(k)$ - koeficijenti u $[MW]$, odnosno u $[MW/^\circ C]$ koji se određuju na osnovu niza mjerenja;

k - indeks mjernog uzorka.

Uzorci k za ovaj model uzimaju se periodično (na primjer, svakog sata ili svakih 15-20 minuta). Definisanje vremenskog perioda Δt u kojem se uzimaju uzorci omogućava da se koristi njihov indeks k preko kojeg se specificira k - ti uzorak informacije prema formuli:

$$t_k = t_0 + k\Delta t \quad ; \quad k=1,2,\dots, \quad (3.6)$$

gdje t_0 označava početni trenutak.

U tipičnom vremenski osjetljivom modelu potrošnje (3.5) od interesa je da se odredi temperaturna zavisnost promjene opterećenja. Ako se mjerenja vrše u vremenu kada je bazno opterećenje sistema približno konstantno i kada nema nekih specijalnih događaja, relacija (3.5) se svodi na:

$$P_p(k) = B + A\Delta\theta_a(k) + \varepsilon(k) \quad (3.7)$$

gdje je $\Delta\theta_a(k) = \theta_a(k) - \theta_l$ u ljetnjem, a $\Delta\theta_a(k) = \theta_z - \theta_a(k)$ u zimskom periodu.

3.3 Izrada plana remonta i održavanja termičkih jedinica

Remonti i održavanje objekata EES-a spadaju među najvažnije aktivnosti u eksploataciji. posebno su osjetljivi problemi održavanja proizvodnih objekata jer se, iz ekonomskih razloga, savremeni EES-i razvijaju tako da rade sa što je moguće manjom rezervom.

Remonti HE se, po pravilu, obavljaju u periodu malih voda tako da ne zahtijevaju postojanje posebne remontne rezerve. Međutim, remont TE moraju se pažljivo isplanirati i sprovesti, tako da se imaju najmanji pogonski troškovi u sistemu.

Plan remonta i održavanja termičkih jedinica sastoji se u određivanju perioda i redoslijeda remonata pojedinih agregata, uz minimalne pogonske troškove i uz ograničenje da potrebe svih potrošača u sistemu budu zadovoljene. Heuristička procedura za izradu optimalnog plana remonata sastoji se u računarskoj simulaciji rada sistema za svaku sedmicu ukupnog dozvoljenog perioda održavanja, pod pretpostavkom da su određene jedinice u remontu, a da su sve ostale jedinice raspoložive sa ukupnom snagom jednakom zbiru svojih nominalnih snaga, pomnoženim sa očekivanom raspoloživošću. Dozvoljeno isključenje proizvodne snage jedinica u cilju remonata u svakoj sedmici tog perioda dobija se poređenjem ukupne očekivane raspoložive snage sa prognoziranim vršnim opterećenjem sistema u istoj sedmici.

Ako iz skupa jedinica koje treba remontovati, jedinica sa najmanjim pogonskim troškovima zahtijeva s_1 uzastopnih sedmica za remont, onda treba proračunati pogonske troškove sistema sa tom jedinicom van pogona u sedmicama 1,2,..., s_1 ; 2,3,...,(s_1+1);...; n, (n+1),...,(s_1+n), uz provjeru da je isključenje te jedinice moguće. Ako je moguće da se i bez te jedinice zadovolje potrebe konzuma, donosi se odluka da ta jedinica ide u remont.

Zbirne vrijednosti snaga jedinica koje su već raspoređene da uđu u remont porede se sa dozvoljenim snagama sistema koje smiju biti van pogona u svim sedmicama razmatranog remontnog perioda prije prelaska na izbor svake sljedeće jedinice. Spoljna ograničenja programa remonta i održavanja, kao što su vrijeme proteklo od posljednjeg remonta, najveći dozvoljeni istovremeni broj jedinica izvan pogona na istoj lokaciji, ograničenja prenosne mreže, specijalizovane radne snage i sl. moraju se, takođe, uvažavati kod izrade ovog programa.

3.4 Proračun rezervi proizvodnih kapaciteta

Ovdje će se posebno prikazati postupci za proračun regulacione (RgR), rotirajuće havarijske (RoHR) i remontne rezerve (ReR) u periodima operativnog planiranja rada EES-a. Kao što je navedeno u Odjeljku 2.2.4, prva dva tipa pomenutih rezervi pripadaju klasi operativne rezerve (OR) sa kojom se računa pri upravljanju u realnom vremenu, a treći – remontna rezerva (ReR) je od interesa za operativno planiranje rada EES-a.

3.4.1 Regulaciona rezerva

Regulaciona rezerva je po definicijonaj dio slobodnih proizvodnih kapaciteta koji služi za kompenzaciju grešaka između prognoziranih i stvarnih opterećenja u sistemu u normalnim uslovima pogona. Kako ove greške mogu biti oba znaka, regulaciona rezerva (opseg) mora biti sposobna da djeluje, kako u smjeru povećanja (kada je planirano opterećenje manje od stvarnog), tako i u smjeru smanjenja snage agregata na koje je koncentrisana ova rezerva (kada je planirano opterećenje manje od stvarnog). Obično se za određivanje ovog regulacionog opsega koristi približna formula:

$$RgR = \pm a \sqrt{P_p} \quad [\text{MW}] \quad (3.8)$$

gdje je $a = (1-2)$ u $[\text{MW}]^{1/2}$, a P_p opterećenje sistema u $[\text{MW}]$.

Primjena relacije (3.8) se u eksploataciji uprošćava tako što se za neki 24-satni period dijagram opterećenja aproksimira sa dva nivoa. U noćnim satima opterećenje se zamjenjuje sa minimumom, a u dnevnim satima sa maksimumom opterećenja sistema, pa je:

$$\begin{aligned} RgR^{Dan} &= \pm a \sqrt{P_{pM}} \quad [\text{MW}] \\ RgR^{Noc} &= \pm a \sqrt{P_{pm}} \quad [\text{MW}] \end{aligned} \quad (3.9)$$

Ovako određena regulaciona rezerva iznosi $\pm (1-3 \%)$ od opterećenja sistema i raspoređuje se na jedinice (regulacione aggregate) koje učestvuju u ručnoj ili automatskoj sekundarnoj regulaciji.

3.4.2 Rotirajuća havarijska rezerva

Rotirajuća havarijska rezerva služi za pokrivanje iznadanjih ispada proizvodnih kapaciteta iz pogona radi obezbjeđenja normirane (ciljne) pouzdanosti snabdijevanja potrošača koja mora biti veća od 0,999. To

praktično znači da se planska nemogućnost zadovoljavanja potreba potrošača tokom jednog dana pojavljuje u više od 2,74 godine.

Pojave narušavanja normalne isporuke električne energije potrošačima, nastale ispadima iz pogona pojedinih proizvodnih agregata, slučajnog su karaktera, pa se za procjenu neophodne havarijske rezerve moraju koristiti metode teorije vjerovatnoće.

Vjerovatnoća ispada iz pogona nekog proizvoljnog broja agregata istog tipa od ukupno n agregata u sistemu određuje se po Bernoullijevoj formuli (binomni obrazac):

$$(p + q)^n = p^n + np^{n-1}q + \frac{n(n-1)}{1 \cdot 2} p^{n-2}q^2 + \dots + \binom{n}{n-1} p q^{n-1} + q^n = 1 \quad (3.10)$$

gdje je p vjerovatnoća radnog, a q vjerovatnoća havarijskog stanja agregata, pri čemu je $p + q = 1$.

Vjerovatnoća havarijskog stanja (stanja ispada) agregata q nalazi se na osnovu statističkih podataka o njegovom radu u prošlosti preko izraza (2.47) koji se može svesti na oblik:

$$q = (FOR) = \frac{T_h}{T_h + T_i} \quad (3.11)$$

gdje je T_i vrijeme ispravnog, a T_h vrijeme havarijskog stanja (vrijeme opravki) agregata u nekom određenom vremenskom periodu (obično 1 godina). Vrijednosti za vjerovatnoću pojave havarijskog stanja (ili intenzitet ispada) kreću se od 0,005 za hidrogeneratore do 0,05 – 0,06 za velike turboagregate na fosilna goriva, pa čak i preko 0,1 za velike turboagregate u NE i starijim TE na paru koje troše fosilna goriva.

Svaki član na desnoj strani izraza (3.10) odgovara vjerovatnoći jednog mogućeg stanja: p^n je vjerovatnoća ispravnog rada svih agregata, $np^{n-1}q$ je vjerovatnoća ispada jednog agregata, dok je q^n vjerovatnoća ispada svih n agregata.

Vjerovatnoća da istovremeno ispadne iz pogona m od ukupno n agregata određena je na osnovu (3.10) izrazom:

$$\frac{n!}{m!(n-m)!} p^{n-m} q^m = C_n^m p^{n-m} q^m \quad (3.12)$$

gdje je

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!} = \binom{n}{m}.$$

Ako u EES-u postoji z grupa agregata istog tipa, čiji je broj u svakoj grupi $n_1, n_2, \dots, n_z$, vjerovatnoća različitih havarijskih stanja agregata iz raznih grupa proračunava se preko izraza:

$$(p_1 + q_1)^{n_1} (p_2 + q_2)^{n_2} \dots (p_z + q_z)^{n_z} = 1 \quad (3.13)$$

gdje su p_i i q_i vjerovatnoće ispravnog rada i kvara agregata grupe $i=1,2,\dots,z$, respektivno.

U jednostavnom slučaju kada je $z=2$ i neka $n_1=2$ agregata prve grupe ima raspoloživu snagu P_{g1} , a $n_2=2$ agregata druge grupe raspoloživu snagu P_{g2} , onda važe sljedeće relacije:

$$\begin{aligned} (p_1 + q_1)^2 &= 1 \\ (p_2 + q_2)^2 &= 1 \end{aligned} \quad (3.14)$$

odakle je:

$$\begin{aligned} (p_1 + q_1)^2 (p_2 + q_2)^2 &= p_1^2 p_2^2 + 2q_1 p_1 p_2^2 + q_1^2 p_2^2 + 2q_2 p_2 p_1^2 + 4q_1 q_2 p_1 p_2 + \\ &+ 2q_1^2 q_2 p_2 + q_2^2 p_1^2 + 2q_1 q_2^2 p_1 + q_1^2 q_2^2 = 1 \end{aligned} \quad (3.15)$$

Prvi član sa desne strane (3.15) predstavlja vjerovatnoću da se svi agregati grupa 1 i 2 nalaze u pogonu, drugi da je jedna agregat iz grupe 1 van pogona, treći da su oba agregata prve grupe van pogona, a oba agregata druge grupe u pogonu itd., dok posljednji član predstavlja vjerovatnoću da su svi agregati obje grupe istovremeno van pogona.

Očigledno je da se izrazi za vjerovatnoću raznih stanja jako komplikuju sa porastom broja agregata istog tipa jedne grupe ($n_1, n_2, \dots, n_z$) i broja grupa z . Na primjer, ako je $z = 2$, n_1 broj agregata snage P_{g1} , n_2 broj agregata snage P_{g2} , relacija (3.14) postaje:

$$(p_1 + q_1)^{n_1} (p_2 + q_2)^{n_2} = 1 \quad (3.16)$$

Vjerovatnoća jednovremenog ispada iz pogona m_1 od ukupno n_1 agregata grupe 1 i m_2 od ukupno n_2 agregata grupe 2 je:

$$q_{n_1}^{m_1} q_{n_2}^{m_2} = C_{n_1}^{m_1} q_1^{m_1} p_1^{n_1-m_1} C_{n_2}^{m_2} q_2^{m_2} p_2^{n_2-m_2} \quad (3.17)$$

Na primjer, neka EES ima $z = 3$ grupe agregata istog tipa, sa n_1, n_2 i n_3 agregata u grupi, sa vjerovatnoćom njihovog ispada q_1, q_2 i q_3 , dok je odnos

snaga agregata $P_{g1} : P_{g2} : P_{g3} = 1 : 0,5 : 0,25$. Sada je vjerovatnoća ispada iz pogona jednog agregata iz grupe 3 (tj. gubitka snage P_{g3}) je:

$$n_3 q_3 p_3^{n_3-1} p_2^{n_2} p_1^{n_1} \quad (3.18)$$

Gubitak snage $P_{g2} = 2 P_{g3}$ može se dogoditi pri jednovremenom ispadu dva agregata iz grupe n_3 ($m_3=2$), ili jednog agregata iz grupe n_2 ($m_2=1$). Vjerovatnoća deficita snage $2P_{g3}$ je onda

$$\frac{n_3(n_3-1)}{1 \cdot 2} q_3^2 p_3^{n_3-2} p_2^{n_2} p_1^{n_1} + 2q_2 p_2^{n_2-1} p_1^{n_1} p_3^{n_3} \quad (3.19)$$

Prvi član u gornjem izrazu predstavlja vjerovatnoću istovremenog ispada iz pogona dva agregata iz grupe n_3 ($m_3=2$), dok su u pogonu ostali svi agregati iz grupa n_1 ($m_1=0$) i n_2 ($m_2=0$). Tako i drugi član predstavlja vjerovatnoću ispada iz pogona jednog agregata iz grupe n_2 ($m_2=1$), dok su svi agregati iz grupa n_1 i n_3 u pogonu. Zbir tih vjerovatnoća daje opštu vjerovatnoću deficita snage $2P_{g3}$. Kako se sa povećanjem vrijednosti m vjerovatnoća istovremenog ispada m agregata jako umanjuje, uvažavaju se jedino slučajevi sa malim brojem ispalih agregata m .

Izloženim metodom može se odrediti vjerovatnoća ispada iz pogona različitih diskretnih vrijednosti snaga proizvodnih kapaciteta jednog sistema. Da bi se iz vjerovatnoće ispada snage (koja predstavlja cjelobrojni umnožak ispalene snage ΔP_g) odredila procjena opšte pouzdanosti EES-a, neophodno je koristiti godišnji dijagram trajanja opterećenja (Sl. 3.1).

U odsustvu havarijske rezerve, ispad iz pogona generatorske snage ΔP_g u [MW] na godišnjem nivou trajanja izazvao bi havarijski manjak od $W_{u,defl}^g$ = W_{defl}^g u [MWh], označen šrafiranom površinom ispod samog vrha krive trajanja na Sl. 3.1.

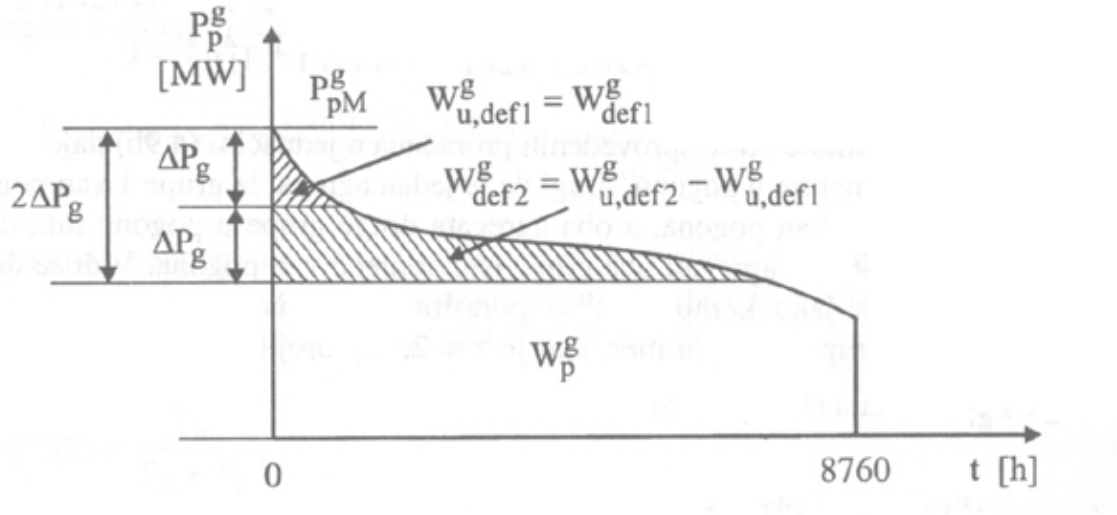
Pri vjerovatnoći q_1 jednog ispada ΔP_g , vjerovatnoća ukupnog deficita energije biće:

$$V_{u,defl}^g = q_1 W_{u,defl}^g = q_1 W_{defl}^g \quad (3.20)$$

ili u relativnim vjerovatnoćama

$$v_{u,defl}^g = q_1 w_{u,defl}^g = q_1 w_{defl}^g \quad (3.21)$$

pri čemu je $w_{u,defl}^g = w_{defl}^g = W_{defl}^g / W_p^g$, gdje je W_p^g ukupna godišnja energija.



Sl. 3.1 Određivanje manjka isporuke električne energije

Pri istovremenom ispadu iz pogona $2\Delta P_g$, relativna vjerovatnoća deficita energija biće

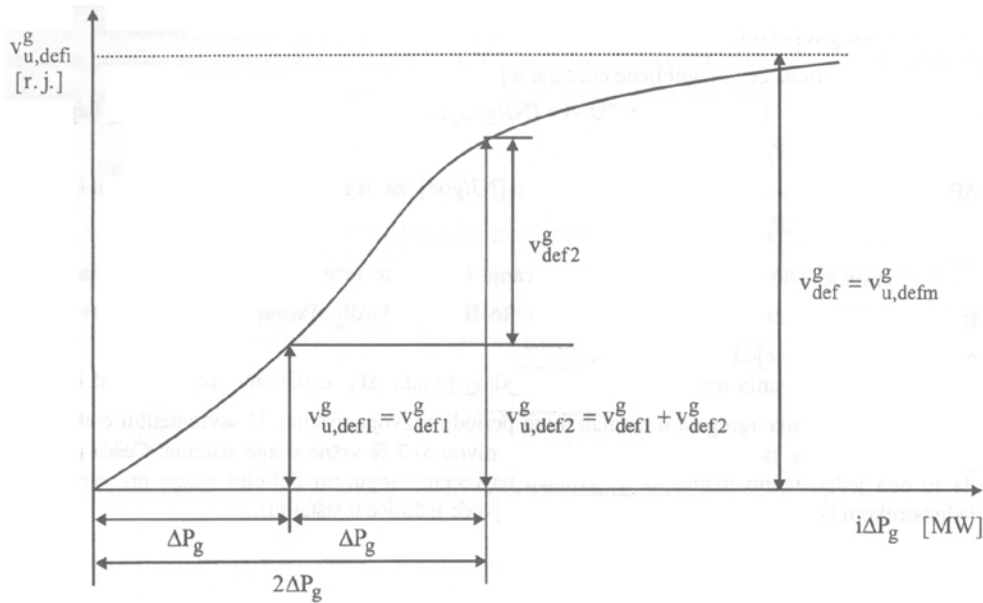
$$v_{u,def1}^g = v_{def1}^g + v_{def2}^g = q_1 W_{def1}^g + q_2 W_{def2}^g \quad (3.22)$$

Ako se natak način proračunaju vjerovatnoće deficita energije pri ispadu iz pogona raznih vrijednosti generatorskih snaga, uzetih kao cjelobrojni umnožak od ΔP_g , može se formirati dijagram ukupnih vjerovatnoća relativnog godišnjeg deficita energije:

$$v_{u,def}^g = v_{u,dem}^g = \sum_{i=1}^m q_i w_{defi}^g \quad (3.23)$$

za razne vrijednosti ispada generatorskih snaga $\Delta P_g, 2\Delta P_g, \dots, m\Delta P_g$ u obliku krive na Sl. 3.2. Sa uvećanjem umnoška $i = 1, 2, \dots, m$, veličina w_{defi}^g raste, ali istovremeno jako opada vrijednost vjerovatnoće jednovremenog ispada svih i agregata q_i . Zbog toga vjerovatnoća $v_{u,defi}^g$ u početku raste brzo, a zatim se taj porast usporava.

Pri havarijskoj rezervi snage u sistemu jednakoj snazi ispada osnovnog bloka $P_{gr} = \Delta P_g$, vjerovatni havarijski godišnji deficit energije smanjuje se za ΔW_{def}^g , tako da ostaje nepokriven iznos od $W_{u,def}^{g,ost,1}$. Tako, ako se povećava rezerva, dobija se sve manji porast ukupnog deficita energije $W_{u,def}^{g,ost,i}$.



Sl. 3.2 Kriva vjerovatnoće pojave deficita u funkciji ispane snage

Iz prethodne analize može se odrediti potrebna havarijska rezerva sistema na taj način što se unaprijed propiše neka normirana- ciljana pouzdanost, koja se računski dobija iz izraza:

$$p = \frac{W_p^g - W_{u,def}^{g,ost,i}}{W_p^g} \quad (3.24)$$

Određivanje vrijednosti normirane – ciljane pouzdanosti nije prost problem i zahtijeva opsežna tehničko-ekonomska razmatranja. Za neki konkretni EES ova rezerva se češće određuje na osnovu novčanih gubitaka zbog neisporučene energije pri ispadu snage $i\Delta P_g$, upoređene sa investicionim troškovima ugradnje dodatne jedinice iste snage, tj.

$$W_{u,def}^g c_w < \Delta I_i + \Delta E_i \quad (3.25)$$

gdje je:

- | | |
|---------------|---|
| $W_{u,def}^g$ | - manjak isporučene energije u [kWh/god], pri ispadu proizvodnih generatorskih kapaciteta $i\Delta P_g$ u [MW], |
| c_w | - specifična cijena izgubljene energije u [n.j./kWh], |
| ΔI_i | - dopunski investicioni troškovi u [n.j./god] za ugradnju dodatnog proizvodnog kapaciteta snage $i\Delta P_g$ u [MW], |
| ΔE_i | - dopunski eksploatacioni troškovi u [n.j./god] za izgrađeni dodatni proizvodni kapacitet snage $i\Delta P_g$ u [MW]. |

Ako je uslov (3.25) ispunjen, povećanje havarijske rezerve za $i\Delta P_g$ se ne isplati, pa se treba ograničiti na provjeru veličine te rezerve $RoHR = (i - 1) \Delta P_g$. Postupak se nastavlja sve dok se ne promijeni smisao nejednakosti (3.25).

Pri određivanju osnovne snage havarijskog ispada ΔP_g u sistemu, treba početi od jedinične snage najvećeg broja agregata u razmatranom periodu razvoja sistema. U savremenim EES ta rezerva se obezbjeđuje na nivou 5 – 7% vršne snage sistema. Češća praksa je da se ona jednostavno uzima da je jednaka najvećem mogućem deficitu snage pri vjerovatnom jednostrukom ispadu, a to je po pravilu snaga najveće jedinice u sistemu.

3.4.3 Remontna rezerva

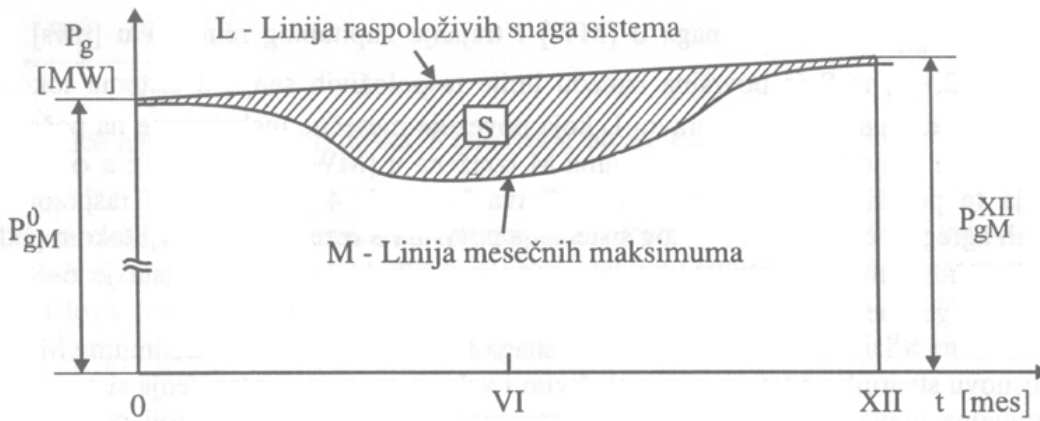
Remontna rezerva (ReR) služi za pokrivanje agregata u termoelektranama koje se nalaze u stanju redovne i vanredne godišnje njege, opravki ili remonata koji se ne mogu obaviti u vrijeme malih godišnjih opterećenja sistema. Može se dogoditi da potreba za ovim vrstama održavanja padne, čak, i u periodima maksimalnog opterećenja sistema. Zbog toga je u razvijenim termosistemima obezbijediti neophodnu rezervu u proizvodnim kapacitetima u opsegu 5-8% od ukupne instalisane snage termoelektrana. U takvim, razvijenim sistemima ova rezerva se ne predviđa posebno za hidroelektrane, čiji remont se po pravilu obavlja u periodu malih voda, tako da se remontima ne ugrožava njihova proizvodnja.

Potrebna rezerva za pokrivanje snage deficita termojedinica koje su u stanju kapitalnih remonata određuje se preko izraza:

$$(ReR)_{kr} = \frac{\sum_{i=1}^k P_{gni} T_{kri} - S\varphi}{T_{kri}} \quad (3.26)$$

gdje su:

- P_{gni} - nominalna snaga u [MW],
- T_{kri} - trajanje kapitalnog remonta u [mjes.] ili u [sed.] i-tog agregata,
- S - površina između linije raspoloživih snaga u sistemu tokom godine (pri čemu se uzima da se ta snaga mijenja po pravoj L koja povezuje mjesečne maksimume na početku i kraju godine) i stvarne linije mjesečnih maksimuma M (Sl. 3.3),
- φ - koeficijent iskorišćenja površine S u svrhu remonata.



Sl. 3.3 Ilustracija proračuna remontne rezerve

Prava L na gornjoj slici karakteriše raspoloživu snagu proizvodnih agregata EES-a, a površina S rezervu u energiji tokom godine. Površina S u izrazu (3.26) obično iznosi 7 – 15 % od ukupne površine ispod linije mjesečnih maksimuma, dok se ϕ obično nalazi u opsegu 0,85 – 0,9.

U opštem slučaju, ukupna ReR određuje se kao zbir rezerve za tekuću njegu i održavanje $(ReR)_{to}$ i za kapitalne remonte $(ReR)_{kr}$, pa je:

$$ReR = (ReR)_{kr} + (ReR)_{to} \quad (3.27)$$

Ukupna remontna rezerva ReR u većim sistemima može dostići vrijednost od 7 – 10 % od ukupne instalisane snage u termoelektranama sistema.

Ako se sa P_g^{rem} u [MW] označi srednja vrijednost snage agregata u remontu, a sa T^{rem} u [dani] srednje vrijeme trajanja svih remonata u sistemu, određuje se broj agregata te srednje snage koji se mogu zadovoljiti sa jednim agregatom remontne rezerve:

$$n = \frac{365}{T^{rem}} - 1 \quad (3.28)$$

kao i procenat neophodne remontne rezerve, bez korišćenja površine S sa Sl. 3.3:

$$p_{gr}^{rem} = \frac{100}{n} \% \quad (3.29)$$

a pri korišćenju površine S:

$$p_{grS}^{rem} = \beta p_{grS}^{rem} \% \quad (3.30)$$

gdje je β koeficijent iskorišćenja snage površine S sa Sl. 3.3 koji se kreće u opsegu 0,4 – 0,65.

Treba naglasiti da je u čisto hidro i mješovitim EES, pored obezbeđenja neophodnih rezervi snaga, potrebno obezbijediti i rezerve u energiji. To se obično postiže akumulacionim HE, u obliku akumulisane vode koja se koristi u slučaju dužih kvarova nekih agregata, ili pojave suše i drugih prirodnih nepogoda.

3.5 Elektroenergetski bilansi

3.5.1 Opšta razmatranja

Generalno, pojam bilansa je vezan za sučeljavanje prihodne i rashodne strane neke fizičke, ekonomske ili bilo koje druge veličine u određenom vremenskom intervalu. U tom smislu i elektroenergetski bilansi predstavljaju međusobno upoređenje potrošnje i proizvodnje električne energije i odgovarajućih snaga tokom određenog perioda (dana, sedmice, mjeseca i godine). Uobičajeno je da se bilansi na nivou zemalja, ili EES-a tih zemalja, prave na pragu elektrana, a za distributivna preduzeća na pragu distribucija. Bilansi se, po pravilu, rade za godišnji period sa diskretizacijom na mjesečnoj i sedmičnoj bazi.

Osnovne relacije koje definišu elektroenergetske bilanse su:

- za bilans energije

$$W_p = \sum_i W_{gi} + W_u - W_{iz} + W_{red} \quad (3.31)$$

-za bilans snaga

$$P_p \leq \sum_i P_{gi} + P_u - P_{iz} + P_{red} + P_{gr} \quad (3.32)$$

gdje indeks p označava potrošnju, g – proizvodnju generatora, u – uvoz, iz – izvoz, red – redukciju potrošnje i gr – rezervu generatorskih kapaciteta.

3.5.2 Bilansi električne energije

Bilansi električne energije se posebno iskazuju za rashodnu, a posebno za prihodnu stranu. Oni se mogu formirati ne samo za potrebe kratkoročne prognoze (do jedne godine), već i za potrebe analize ostvarenja potrošnje električne energije.

Ako se bilans rashodne strane formira u odnosu na prag generatora, onda se potrošnji na pragu elektrane dodaje i sopstvena potrošnja elektrane, kako je to ilustrovano u Tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Mjesečne potrebe električne energije [MWH]

Potrošnja	Mjesec												Ukupno god.
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Neto potrebe potrošača													
2. Izvoz													
3. Gubici													
4. Potrebe za rad RHE u pumpnom režimu													
5. Potrošnja na pragu elektrana (1+2+3+4)													
6. Sopstvena potrošnja elektrana													
7. Potrošnja na generatorima (5+6)													

Prihodna strana godišnjeg bilansa obuhvata mjesečne planove (ili ostvarenja) proizvodnje električne energije svih raspoloživih elektrana sistema i planove uvoza električne energije, tako da se formira Tabela 3.2 raspoložive energije na pragu elektrana. Kod prognoze moguće proizvodnje elektrana uvažavaju se stajanja elektrana zbog remonata, opravki i njege, kao i pretpostavljene hidrološke prilike klasičnih HE i planirani rad reverzibilnih HE u generatorskom režimu.

Oduzimanjem mjesečnih potreba potrošača na pragu elektrana (vrsta 5 Tabele 3.1) od raspoložive mjesečne energije za potrošnju (vrsta 12 Tabele 3.2) dobija se bilans energije po mjesecima. Pojava pozitivne razlike označava višak proizvodnje nad potrošnjom, a pojava negativne razlike manjak ili deficit. Naravno, u pojedinim mjesecima se mogu pojaviti viškovi, a u drugim manjkovi, dok se na godišnjem nivou bilans uravnotežava, tj. nema viškova ni manjkova.

Da bi došlo do anuliranja mjesečnih viškova preduzimaju se neke od sledećih planskih akcija:

- prodaja viškova susjedima,
- povećanje vremena rada RHE u režimu pumpanja,
- smanjenje proizvodnje TE do uravnoteženja bilansa,
- dozvoljavanje preliva na HE, kao krajnjeg sredstva.

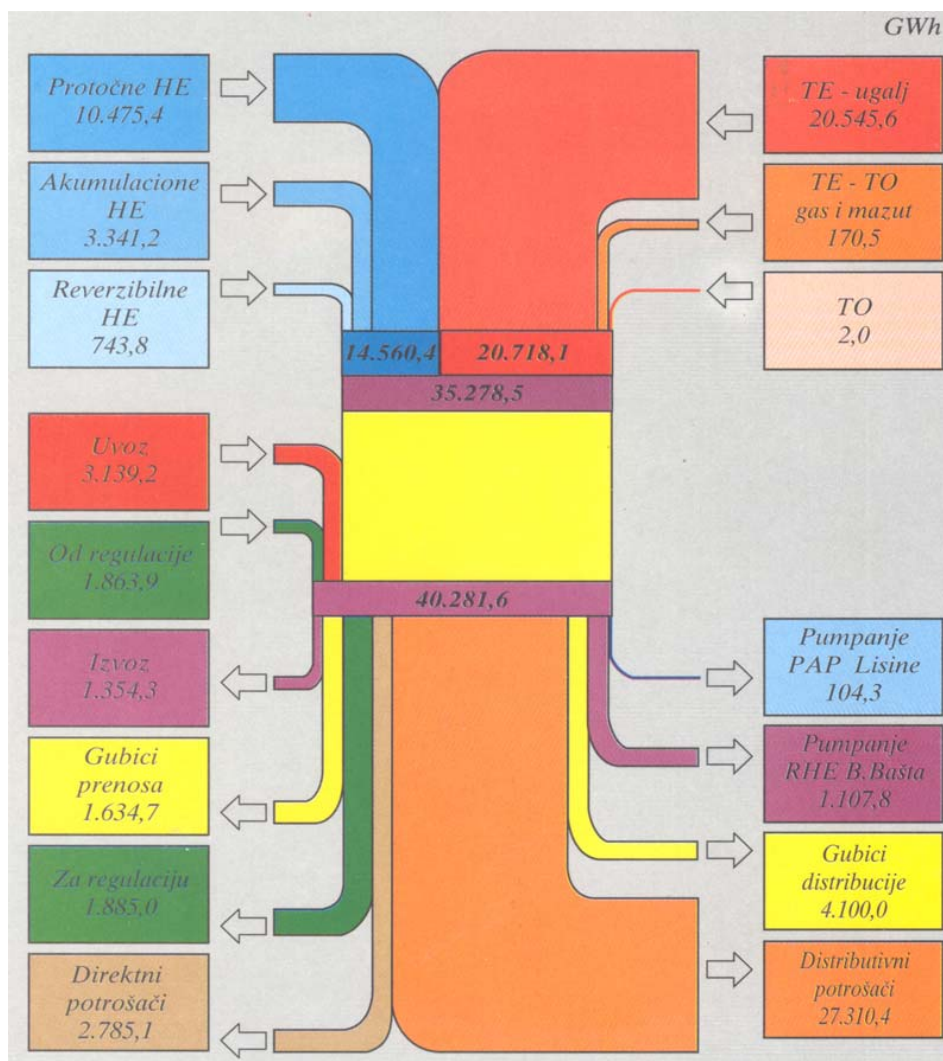
Tabela 3.2. Mjesečna proizvodnja (sa uvozom) električne energije [MWH] i godišnji bilans sa mjesečnom diskretizacijom

Proizvodnja	Mjesec												Ukupnogod.
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Proizvodnja TE													
2. Proizvodnja TE-TO													
3. Proizvodnja NTE													
4. Proizvodnja GTE													
5. Ukupna proizvodnja TE (1+2+3+4)													
6. Proizvodnja klasičnih HE													
7. Proizvodnja RHE													
8. Ukupna proizvodnja HE (6+7)													
9. Ukupna proizvodnja sistema (5+8)													
10. Kupovina od industrije													
11. Uvoz													
12. Raspoloživa energija za potrošnju (9+10+11)													
13. Potrošnja na pragu elektrana													
14. Bilans: Višak (+) Manjak (-)													

U mjesecima u kojima se pojavljuju manjkovi, radi uravnoteženja bilansa sprovode se sljedeće planske akcije:

- kupovina viškova od susjeda (ako ih imaju),
- povećanje proizvodnje u TE putem povećanja broja časova iskorišćenja njihove raspoložive snage, ili angažovanjem rezervni agregata,
- korišćenje rezervne energije iz akumulacionih HE,
- redukcija potrošnje kao krajnjeg sredstva za uravnoteženje bilansa.

Vrlo često se daju vizuelne ilustracije bilansa u obliku energetske tokove sa unešenim svim veličinama od interesa, kako je to urađeno na Sl. 3.4 za ostvareni elektroenergetski bilans EES-a Srbije i Crne Gore 1996. godine.



Sl. 3.4 Ostvareni elektroenergetski bilans Srbije i Crne Gore 1996. g.

3.5.3 Bilansi električnih snaga

Bilansi električnih snaga su usko povezani sa bilansima električne energije, ali shodno relaciji (3.32) imaju i samostalni značaj. Obično se posebno razmatraju samo bilansi snaga pri maksimalnom i minimalnom opterećenju sistema.

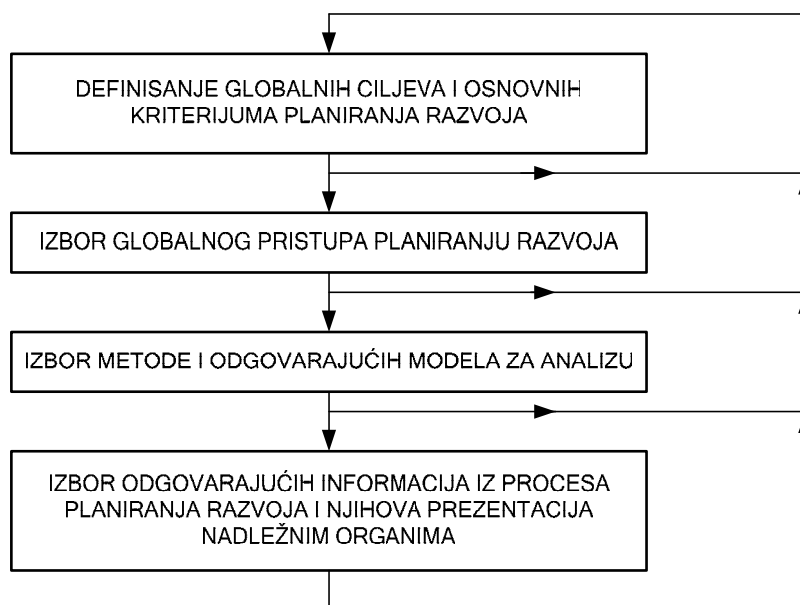
Bilansi maksimalnih snaga su neophodni da bi se utvrdila mogućnost pokrivanja vršnog opterećenja, uz obezbjeđenje rezerve u sistemu, a bilansi minimalnih snaga da bi se provjerile mogućnosti angažovanja TE sa tehničkim minimumima u uslovima malih opterećenja u sistemu, ili u periodu povećane proizvodnje protočnih HE u režimu velikih voda.

Za razliku od bilansa energija, u bilansima snaga se uvodi u razmatranje i snaga rezerve koja je se mora predvidjeti za periode visokih opterećenja sistema.

4. PRINCIPI PLANIRANJA RAZVOJA EES-a

4.1 Osnovne faze, vremenska i prostorna dekompozicija procesa planiranja

Proces planiranja razvoja EES-a (kao i energetike, generalno) sastoji se iz više cjelina, od kojih su najvažnije prikazane na Sl. 4.1. Izvršenje svake od cjelina se može ponoviti više puta prije nego što se pređe na sljedeću cjelinu.



Sl. 4.1 Osnovne cjeline planiranja razvoja EES-a

Osnovnu definiciju problema planiranja razvoja EES-a, bez obzira na vlasništvo, predstavlja minimizacija ukupnih troškova koji se javljaju u cjelokupnom periodu planiranja, pri čemu moraju biti zadovoljena ograničenja tehničkog, ekonomskog, ekološkog, socijalnog i političkog karaktera. Iz ovakve definicije je očigledno da se pri planiranju razvoja prepliće veliki broj raznorodnih faktora koje je najčešće veoma teško kvantifikovati. Međutim, dva osnovna aspekta moraju uvijek biti uključena u formulaciju problema: ekonomski i tehnički. Na osnovu ekonomskih analiza i kriterijuma donose se odluke o novim investicionim ulaganjima. Oblast ekonomije u okviru koje se obrađuje ekonomičnost investiranja, odnosno identifikuje najbolji smjer akcija koje zadovoljavaju tehničke kriterijume, uz korišćenje ograničenih resursa kapitala u predviđenom vremenu naziva se *inženjerska ekonomija*.

S druge strane, pošto je proces planiranja razvoja EES-a veoma složen, neophodna je njegova *vremenska* i *prostorna* dekompozicija na jednostavnije cjeline.

U pogledu vremenske dekompozicije, razlikuju se sljedeće kategorije planiranja razvoja EES-a:

1. *Dugoročno* planiranje razvoja, sa horizontom planiranja od 10 do 30 godina u budućnosti. Ovakvim procedurama se definiše dugoročna razvojna strategija, odnosno u osnovnim crtama se usmjerava evolucija sistema.

2. *Srednjoročno* planiranje razvoja, sa horizontom planiranja 5 do 10 godina u budućnosti. Može se reći da je ovo i najvažnija faza planiranja jer se u ovoj fazi donose odluke o izgradnji konkretnih objekata koje moraju biti usklađene sa dugoročnim planovima razvoja.

3. *Kratkoročno* planiranje razvoja, koje se vrši za vremenski interval od 1 do 5 godina u budućnosti. U ovoj etapi se vrši usklađivanje već donesenih odluka o izgradnji sa novonastalom situacijom.

Potrebno je napomenuti da ovako definisana vremenska dekompozicija nije striktna i da se u literaturi srijeću razlike oko vremenskih horizonata pojedinih kategorija.

Prostorna dekompozicija se donekle poklapa sa podjelom EES-a na funkcionalne cjeline proizvodnje, prenosa i distribucije energije, kao i potrošnje.

1. Planiranje razvoja *potrošnje* električne energije predstavlja prognozu različitih parametara koji opisuju potrošnju nekog konzuma u budućnosti. Najčešće se prognoziraju ukupne potrošnje električne energije, vršne i minimalne snage potrošnje, faktori opterećenja itd. Prognoza potrošnje se može vršiti za cijelu zemlju, za jednu regiju, ili za pojedine čvorove EES-a. Primjenjuje se kao dugoročna, srednjoročna i, eventualno, kao kratkoročna prognoza potrošnje.

2. Planiranje razvoja *proizvodnih kapaciteta* je procedura kojom se donose odluke o izgradnji novih elektrana i generatorskih jedinica. U okviru ove procedure se zanemaruju prenosna i distributivna mreža, odnosno cio EES se posmatra kao jedna tačka (tzv. *jednotačkasti* sistem) u kojoj su skoncentrisane ukupna proizvodnja i potrošnja električne energije. Osnovni princip planiranja razvoja proizvodnih kapaciteta predstavlja bilans proizvodnja/potrošnja električne energije u cjelokupnom posmatranom sistemu.

3. Planiranje razvoja *prenosnih i distributivnih* kapaciteta je aktivnost pomoću koje se odlučuje o izgradnji novih elemenata (dalekovodi, transformatori, razvodna postrojenja) prenosnih i distributivnih mreža. U ovom slučaju se cio EES uzima obzir, odnosno obrađuju se proizvodne jedinice, dalekovodi, transformatori i potrošači. Osnovni princip planiranja

razvoja prenosnih i distributivnih mreža je bilans tokova električne energije u svim čvorovima EES-a.

Prema naprijed navedenom, da bi se problem razvoja EES-a postavio na odgovarajuću način, najprije je potrebno definisati njegove globalne ciljeve. U tom pogledu postoje četiri osnovna pitanja na koje svako planiranje razvoja EES-a mora odgovoriti:

- 1) Koliko novih kapaciteta različitih tipova objekata treba izgraditi da bi se obezbijedio zahtijevani nivo pouzdanosti i sigurnosti u snabdijevanju potrošača?
- 2) U kojim godinama perioda planiranja treba staviti u pogon nove objekte?
- 3) Gdje će se locirati novi objekti?
- 4) Kako da se iskombinuju postojeće i nove tehnologije pomoću kojih će se realizovati novi objekti?

Odgovor na prva tri pitanja definiše investicioni program koji je neophodan za razvoj EES-a.

4.2 Osnovni koncepti planiranja

Nakon postavke globalnih ciljeva planiranja razvoja EES-a, neophodno je definisati osnovne koncepte i kriterijume prema kojima se planiranje obavlja.

4.2.1 Koncept sigurnosti i stabilnosti

EES-i se obično planiraju na *(n-1) koncept sigurnosti* pri kome sistemi mogu podnijeti bez ugrožavanja normalnog pogona sve moguće jednostruke poremećaje. Pri tome je n ukupan broj elemenata podložnih ispadu (generatori, transformatori i vodovi). Očigledno je da se koncept sigurnosti bazira na razmatranjima determinističkog karaktera koja se ponekad proširuju i na provjeru sigurnosti pri dvostrukim simultanim ispadima, tj. na $(n-2)$ koncept.

Statička stabilnost mora biti obezbijedena za sve dvostruke prenosne vodove, pri ispadu neke od dionica jednog voda. S druge strane, tranzijentna stabilnost mora biti obezbijedena pri pojavama jednostrukog (ili dvostrukog) zemljospoja na bilo kojem prenosnom vodu u sistemu.

Statička sigurnost, statička i tranzijentna stabilnost provjeravaju se tek na kraju procesa planiranja, tj. samo za odabrane varijante razvoja sistema u najužem izboru između kojih će se usvojiti plan budućeg razvoja.

Ukoliko zahtijevani uslovi sigurnosti i stabilnosti nijesu zadovoljeni, potrebno je u fazi planiranja predvidjeti mjere koje će sistem iz nesigurnog (odnosno nestabilnog) stanja dovesti u zonu sigurnog (stabilnog) pogona.

4.2.2 Koncept pouzdanosti

Problem obezbjeđenja pouzdanosti EES-a je jedan od najvažnijih zadataka, kako u planiranju tako i u eksploataciji.

Pouzdanost EES-a izražava vjerovatnoću ispravnog funkcionisanja sistema i obezbjeđenje isporuke električne energije potrošačima. Kako je to navedeno u prethodnom poglavlju (tačka 2.2.5), ta vjerovatnoća vezuje se za određene indekse pouzdanosti koji međusobno povezuju karakteristične pokazatelje prekida isporuke električne energije i njihove efekte na potrošače. Najčešće se u tu svrhu koriste pokazatelji vezani za veličinu ispada snage, za redukciju isporuke energije, za količinu neisporučene energije, ili za učestanost pojava i trajanje ispada. To su isti pokazatelji definisani u tački 2.2.5 (LOLP, LOEP, EDNS, EENS, F&E).

Pri planiranju razvoja izvora obično se koriste LOLP, LOEP i EENS, pa se osnovni tehnički kriterijumi vezuju za proračun ovih indeksa, čije se ciljne vrijednosti unaprijed zadaju. S druge strane, pri planiranju razvoja prenosne mreže vrši se samo provjera da li odabrana opcija zadovoljava unaprijed zadate vrijednosti tih indeksa.

Kao što se pokazalo u odjeljku 3.4, najveći uticaj na pokazatelje pouzdanosti imaju rezerve sistema, kako u proizvodnom, tako i u prenosnim i distributivnim kapacitetima. Jasno je da veće rezerve obezbjeđuju i veću pouzdanost, ali istovremeno zahtijevaju i veća investiciona ulaganja. Ova veća ulaganja se posredno opravdavaju smanjenjem šteta, boljom produktivnošću i sigurnim radom potrošača. Ovo naročito važi za industriju koja često i sama nalazi interes da ulaže u elektroprivredne kapacitete koji će joj obezbijediti veću pouzdanost i sigurnost isporuke i viši kvalitet isporučene električne energije.

U suštini, treba ići na onaj kompromisni nivo pouzdanosti koji će obezbijediti maksimalnu korist i za isporučioaca električne energije i za potrošače.

4.2.3 Koncept kvaliteta električne energije

Osnovni pokazatelj kvaliteta isporuke električne energije je neprekidnost napajanja potrošača. On se kvantifikuje preko prethodno definisanih indeksa pouzdanosti. Otuda potiče inherentna povezanost zahtjeva pouzdanosti isporuke i kvaliteta isporučene energije koji se moraju zadovoljiti u procesu planiranja razvoja EES-a. Ostali pokazatelji kvaliteta isporuke električne energije, koji su predmet normiranja i standardizacije, obično su vezani za dvije najvažnije promjenljive koje karakterišu rad svakog EES-a:

učestanost i napon. Oni se posebno normiraju za normalni radni režim, a posebno za abnormalne režime.

4.2.4 Koncept ekonomičnosti

Minimalni ekonomski zahtjev je da se svaki projekat isplati prodajom svog proizvoda (u ovom slučaju to je električna energija), uz neki nivo profita koji će obezbijediti prostu i proširenu reprodukciju. Zato su ekonomske analize raznih opcija vrlo značajan segment u procesu odlučivanja i izbora najpovoljnije varijante između više kandidata.

Koncept ekonomičnosti bazira se na analizi prihoda i troškova koji su pridruženi svakom projektu. Sami izbor između više opcija vrši se na bazi određivanja minimuma ili maksimuma jednog ili više izabranih kriterijuma. U fazi planiranja kriterijum je minimizacija aktuelizovanih investicionih ili ukupnih (investicionih i eksploatacionih) troškova realizacije pojedinih opcija razvoja sistema. Međutim, u fazi eksploatacije, gdje se radi sa tačno definisanim (izgrađenim) sistemom, koncept ekonomičnosti se svodi na minimizaciju tekućih eksploatacionih troškova.

Matematički, kada su funkcija cilja i ograničenja definisani u obliku funkcionalnih zavisnosti, za optimizaciju se koristi različiti metodi kao, na primjer, linearno, nelinearno, dinamičko i mješovito-cjelobrojno programiranje i sl. Kada funkcija cilja i ograničenja nijesu izraženi u konačnoj matematičkoj formi, onda se za određivanje optimalnog izbora koriste tzv. metode varijantnih rješenja.

5. PROGNOZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE I SNAGE

5.1 Opšti problemi

Prognoza potrošnje predstavlja jednu od osnovnih aktivnosti u procesu planiranja razvoja i eksploatacije u svakom EES-u. To je, zapravo, prvi korak u rješavanju postavljenog zadatka planiranja razvoja izvora i prenosne mreže.

Iskustvo je pokazalo da razvoj potrošnje električne energije podliježe nekim zakonitostima i da je predvidiv, jer su potrebe potrošača direktno ili indirektno vezane za čitav niz uticajnih faktora kao što su ostvareni stepen porasta potrošnje u prošlosti, opšti socijalni i ekonomski ambijent, vremenske prilike, komplementarnost sa potrošnjom ostalih vrsta energije itd. Kako većina tih faktora zavisi od niza promjenljivih slučajnog karaktera, jasno je da sva predviđanja potrošnje električne energije u budućnosti u sebi nose mnogo neizvjesnosti. Zato je metodološki uputno i veoma važno da se prognoza s vremena na vrijeme aktuelizuje, uzimajući pri tome u obzir nova saznanja i zapažene promjene u tendenciji razvoja potrošnje. Treba imati u

vidu da od preciznosti prognoze zavise veličine i dinamika izgradnje novih objekata u sistemu.

Pored uloge prognoze za planiranje razvoja novih objekata, prognoza potrošnje je bitna i za rješavanje niza problema operativnog planiranja kao što su: angažovanje agregata, izrada plana remonata, hidro - termo koordinacija i ekonomski dispečing. Zato je prognoza potrošnje električne energije neophodni dio svih programskih paketa računarskih programa koji se koriste u te svrhe.

Prognoza potrošnje može se situirati u kraći ili u duži interval vremena u budućnosti, kao i u neki uži ili širi prostorni okvir (lokalni konzum, region, država). Zavisno od problema za čije rješavanje će se koristiti rezultati prognoze, ona može uzeti više različitih formi koje u sebi sadrže sve značajne pokazatelje dijagrama opterećenja. U osnovi svih njih su tri tipa procjena osnovnih karakteristika budućih potreba potrošača u aktivnoj energiji i snazi. To su:

- prognoza potreba sistema u energiji;
- prognoza maksimalnih (vršnih) i minimalnih opterećenja;
- prognoza kompletne (normalizovane) krive trajanja opterećenja.

Tako je za planiranje izgradnje elektrana potrebna globalna (agregirana) prognoza potrošnje električne energije i vršnog opterećenja za cio EES, kao i prognoza kompletne krive trajanja opterećenja. S druge strane, u studijama razvoja prenosne mreže mora se raspolagati sa prognozama maksimalnih (vršnih) i minimalnih aktivnih i reaktivnih opterećenja u svim čvorovima. Takođe, u studijama razvoja distributivnih mreža potrošnja se može razložiti na još finije i manje blokove, do nivoa distributivnih napojnih vodova, ili sitnih distributivnih potrošača. U oblasti eksploatacije EES veoma se često zahtijevaju precizne prognoze svih gore navedenih veličina, kao na primjer za studije gubitaka, izradu plana obezbjeđenja narudžbina goriva za TE i za procjenu pouzdanosti sistema.

Što se tiče rješenja problema prognoze u vremenu, primijenjena metodologija zavisi od posmatranog horizonta za koju se prognoza vrši. U tom pogledu su uobičajene tri slijedeće kategorije prognoze potrošnje:

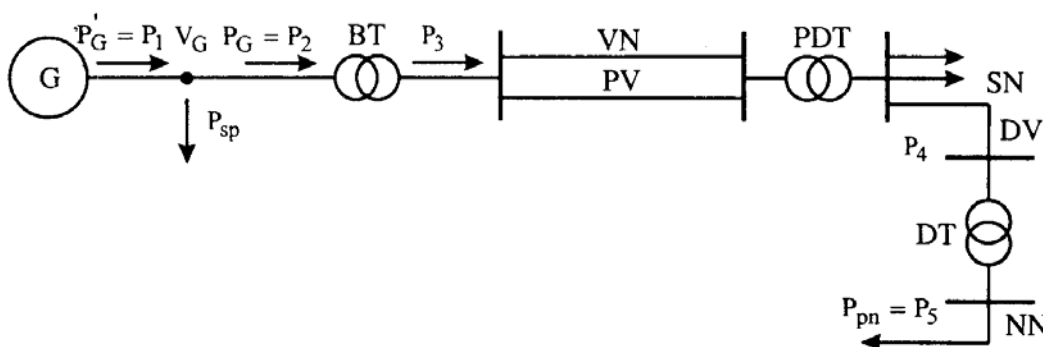
1. *Kratkoročna prognoza* sa horizontom od jednog dana do jedne semice i satnom vremenskom diskretizacijom. Neophodna je pri rješavanju problema vezanih za dnevno i nedjeljno planiranje rada EES-a (izrada programa rada elektrana, planiranje razmjene električne energije, određivanje operativne rezerve, proračuni pouzdanosti i sigurnosti itd.). Ovaj tip prognoze je, dakle, u funkciji eksploatacije EES-a, pa se za neke hitnije zahtjeve eksploatacije u posljednje vrijeme izdvaja tzv. vrlo kratkoročna prognoza.
2. *Srednjeročna prognoza*, sa horizontom od jednog mjeseca do pet godina, sa nedjeljnom ili mjesečnom vremenskom diskretizacijom.

Ova prognoza je neophodna pri rješavanju problema vezanih za srednjeročno operativno planiranje i simulaciju mjesečnog i godišnjeg rada EES-a (mjesečni i godišnji bilanci, izrada planova remonata, zamjene goriva u nuklearnim TE, punjenje i pražnjenje akumulacija HE, razmjene garantovanih količina energije, nabavke goriva, studije sigurnosti, ekonomske analize poslovanja itd.). Ova prognoza služi, takođe, i u svrhe kratkoročnog planiranja izgradne sistema i predstavlja sponu između eksploatacije i planiranja razvoja EES-a.

3. *Dugoročna prognoza*, sa horizontom od 5 - 30 godina i godišnjom (rjeđe mjesečnom) vremenskom diskretizacijom. Ova prognoza je neophodna pri rješavanju globalnih dugoročnih planova investiranja, odnosno izgradnje sistema, posebno pri izradi plana izgradnje novih, ili proširenja postojećih proizvodnih i prenosnih kapaciteta.

Sve navedene kategorije prognoze potrošnje mogu se vršiti na raznim prostornim nivoima (lokalnom, regionalnom i nacionalnom), za pojedine sektore potrošnje, individualne sisteme ili interkonekcije više nezavisnih EES-a. Pritom se, u skladu sa Sl. 5.1, potrošnja može planirati na nekoliko nivoa:

- na generatoru (bruto potrošnja);
- na pragu generatora (elektrane);
- na pragu prenosa;
- na pragu distribucije;
- na pragu potrošača (neto potrošnja).



Sl. 5.1. Različiti nivoi mjerenja i formiranja dijagrama opterećenja

Razlike u tim prognozama pojavljuju se zbog načina računanja ili izostavljanja sopstvene potrošnje elektrana i gubitaka u mreži u prognozi ukupnih potreba. Uobičajeno je da se za planiranje razvoja izvora koristi prognoza bruto - potrošnje na pragu elektrana, za planiranje i analizu

prenosne mreže prognoza na pragu distribucija, a za planiranje i analizu distributivne mreže prognoza neto potrošnje.

Za planiranje potreba sistema u energiji, vršnih i/ili minimalnih opterećenja, odnosno kompletne krive trajanja opterećenja, koriste se u domenu dugoročne i srednjoročne prognoze veoma slični metodi, pa će se u daljem ti metodi zajedno tretirati. Ti metodi se mogu svrstati u sljedeće tri kategorije:

- kvalitativni metodi;
- nezavisni (ekstrapolacioni) metodi;
- zavisni (korelacioni) metodi.

Kvalitativni metodi su uglavnom opisnog karaktera i dosta su neprecizni. Nezavisni i zavisni metodi, koji zajednički čine grupu kvantitativnih metoda, koriste matematičke modele i daju preciznije podatke o budućim potrebama.

Metodi za kratkoročnu prognozu potrošnje međusobno se razlikuju po tome da li uključuju:

- postupke koji uvažavaju i meteorološke (vremenske) informacije;
- postupke koji koriste jedino podatke o potrošnji u prošlosti.

U dugoročnim kvantitativnim modelima prognoze potrošnje koriste se razne tehnike predviđanja (ekstrapolacija, korelacija i njihova kombinacija) i različiti postupci proračuna (deterministički i probalistički), pa se po tim osnovama može izvršiti dalja podjela ovih modela. No, bez obzira na izabrani metod, sam postupak prognoze može se svesti na slijedeća četiri koraka:

- analiza ostvarenja iz prošlosti;
- izbor metodologije i izbor uticajnih faktora;
- proračun budućih trendova u potrošnji;
- analiza rezultata proračuna i konačna ocjena budućih potreba.

Često je potrebno, nakon analize rezultata iz posljednjeg koraka navedene procedure, preispitati izbor metodologije i uticajnih faktora iz drugog koraka i višestruko ponoviti proračune sa krajnjom analizom.

5.2 Metodi za dugoročnu prognozu potrošnje električne energije i snage

Ukupna potrošnja energije se sastoji iz više različitih kategorija i sektora potrošnje čije se karakteristike međusobno razlikuju. Zato se pri dugoročnoj prognozi vrši prethodno razgraničavanje potrošnji po kategorijama (sektorima), zatim pojedinačna prognoza, a na kraju agregacija dobijenih rezultata po godinama prognoznog perioda. Kao osnovne kategorije potrošnje uzimaju se najčešće široka potrošnja (domaćinstva i ostali mali potrošači na niskom naponu), industrija i saobraćaj, poljoprivreda, turizam, gubici i sl.

Prognoza potrošnje u sektorima industrije, saobraćaja i ostalim komercijalnim potrošačima vezuje se za planove razvoja tih privrednih sektora, kada se moraju konsultovati odgovarajuće odgovorne institucije (resorna ministarstva, privredna komora, preduzeća iz tih sektora itd.).

Široka potrošnja je, sa gledišta prognoze, najinteresantiji sektor i svi modeli koji se analiziraju u daljem izlaganju odnose se na taj sektor, ili na ukupnu potrošnju EES-a kada je taj sektor dominantan.

U velikim EES potrošnja po sektorima se agregira, prvo na nivou pojedinih regiona, a zatim na nivou cijelog EES-a.

5.2.1 Kvalitativni metodi

U ovu kategoriju spadaju metodi prognoze koji se ne vezuju za model široke potrošnje u matematičkom smislu. Na primjer, ta potrošnja električne energije može se prognozirati pomoću:

- anketiranja eksperata, ili mjerodavnih faktora i ponderisanja njihovog mišljenja;
- agregacijom individualnih prognoza za pojedine potrošače, ili grupe potrošača;
- analogijom sa razvojem široke potrošnje električne energije u zemljama koje su u prethodnom periodu prošle kroz istu fazu razvoja;
- grafičkom ekstrapolacijom krivih ostvarene potrošnje za prognozu u budućnosti.

Ovi metodi su još uvijek u primjeni, bilo kao samostalni, ili udruženi sa drugim metodama prognoze. Pošto su zasnovani na ljudskim procjenama i rasuđivanju, slabost im je da su subjektivni, pa je i rezultat više izraz želja, očekivanja, raspoloženja, nego realna objektivna procjena. Međutim, s druge strane, ovi metodi koriste preimućstva ljudske intuicije, pa u sebe mogu uključiti i informacije koje se matematički teško mogu kvantifikovati. Najčešće se primjenjuju kada nije moguće primijeniti ni jednu kvantitativnu metodu, što je, na primjer, slučaj prognoze potrošnje električne energije jednog novog gradskog naselja, kada se ne raspolaže sa podacima o ostvarenoj potrošnji energije u prošlosti.

5.2.2 Nezavisni (ekstrapolacioni) metodi

Tehnika prognoziranja prema ovim metodama sastoji se u obradi i analizi vremenske serije podataka o energiji i snazi u prošlosti i u njihovoj ekstrapolaciji u budućnost preko odgovarajućeg matematičkog postupka.

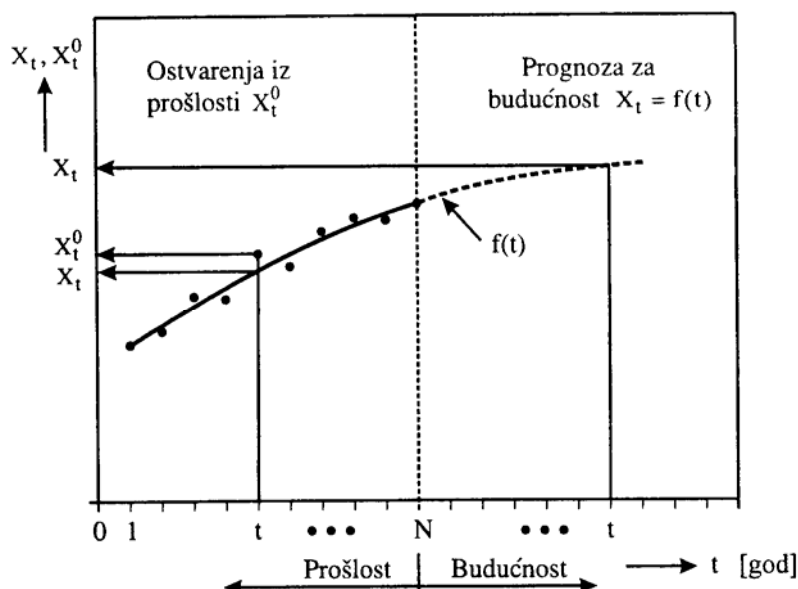
U grupu nezavisnih metoda spadaju dva osnovna tipa modela:

- deterministički modeli (bazirani na analizi vremenskih nizova);
- stohastički modeli.

a. Deterministički modeli

Deterministički modeli polaze od pretpostavke da će se rast potrošnje energije i snage iz prošlosti nastaviti i u budućnosti. Zato se kod nezavisnih metoda prognoze problemi predviđanja buduće potrošnje svode na određivanje porasta, ili trenda dugoročnog porasta potrošnje u razmatranom periodu.

Sam postupak prognoze iz kategorije determinističkih modela vremenskih nizova počinje crtanjem disperzionog dijagrama ostvarenja neke karakteristične veličine (energija, vršno ili minimalno opterećenje, trend) iz prošlosti X_t^0 . Zatim se sprovodi analiza tih ostvarenja radi pronalaženja funkcionalne zavisnosti $X_t = f(t)$ koja na najbolji način aproksimira ostvarenja dotične veličine iz prošlosti. Ta kriva povučena kroz diskretne tačke ostvarenja iz prošlosti takođe se koristi za ekstrapolaciju potrošnje u budućnosti, kako je prikazano na Sl. 5.2. Pritom su rezultati prognoze pouzdaniji ako je period osmatranja u prošlosti znatno duži od prognoznog perioda u budućnosti. To znači da se problem prognoze u suštini svodi na izbor matematičke forme funkcije koja karakteriše prognoziranu veličinu i određivanje njenih parametara.



Sl. 5.2 Ilustracija prognoze ekstrapolacijom trenda

Postoji veći broj analitičkih funkcija koje se koriste za “fitovanje” prošlosti i za predviđanje razvoja potrošnje i drugih veličina vezanih za potrošnju električne energije u budućnosti, kao na primjer:

– Polinom
$$X_t = \sum_i \beta_i t^i \quad (5.1)$$

– Parabola
$$X_t = a t^b \quad (5.2)$$

– Eksponencijalna funkcija
$$X_t = a e^{bt} \quad (5.3)$$

(ili:
$$X_t = a e^{bt + ct^2} \quad (5.4)$$

– Inverzna logaritamska funkcija
$$X_t = a e^{b/t} \quad (5.5)$$

– Logaritamska prava
$$\log X_t = a + bt \quad (5.6)$$

– Logaritamska parabola
$$\log X_t = a + bt + ct^2 \quad (5.7)$$

– Logistička funkcija
$$X_t = a / (1 + be^{-ct}) \quad (5.8)$$

(ili:
$$\log X_t = a / (1 + be^{-ct}) \quad (5.9)$$

– Gompertzova kriva
$$X_t = a e^{-bct} \quad (5.10)$$

U funkcijama (5.1) - (5.10) t označava vremensku koordinatu, a prognozirana veličina X_t vrijednost funkcije $X_t = f(t)$ u diskretnom trenutku t unutar razmatranog vremenskog perioda, dok su β_i , a , b i c nepoznati parametri koje treba odrediti u procesu prognoze. Logaritamske funkcije (5.6) i (5.7) predstavljaju transformisane eksponencijalne funkcije (5.3) i (5.4) respektivno, ali se vrijednosti nepoznatih koeficijenata u njima razlikuju od koeficijenata koji se javljaju u originalnim funkcijama (5.3) i (5.4).

Za određivanje konstanti analitičkih funkcija (5.1) - (5.10) koristi se metod minimuma sume kvadrata odstupanja. Na osnovu ovog metoda formira se suma kvadrata odstupanja funkcije X_t ($\log X_t$) od ostvarenih vrijednosti te funkcije u prošlosti X_t^0 ($\log X_t^0$), definisanih raspoloživim podacima sa Sl. 3.2 u diskretnim vremenskim trenucima $t = 1, 2, \dots, N$ iz prošlosti. Ova suma definisna je izrazom

$$\varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) = \sum_{t=1}^N (X_t - X_t^0)^2 \quad (5.11)$$

ili

$$\varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) = \sum_{t=1}^N (\log X_t - \log X_t^0)^2$$

gdje su nepoznate veličine parametri funkcije $X_t(\beta_i, a, b, c)$. Najbolja funkcija X_t koja, shodno izabranoj funkcionalnoj zavisnosti (5.1) - (5.10), opisuje raspoložive podatke iz prošlosti X_t^0 , za $t = 1, 2, \dots, N$ je ona funkcija kod koje je suma kvadrata odstupanja (5.11) minimalna. Ovaj minimum nalazi se tako što se prvi parcijalni izvodi od ε_t po nepoznatim β_i, a, b, c izjednače sa nulom

$$\begin{aligned} \partial \varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) / \partial \beta_i &= 0; & \partial \varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) / \partial a &= 0; \\ \partial \varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) / \partial b &= 0; & \partial \varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) / \partial c &= 0; \end{aligned} \quad (5.12)$$

Na ovaj način dobija se onoliko jednačina koliko ima nepoznatih parametara β_i, a, b i c u analitičkoj funkciji X_t koja je izabrana za ekstrapolaciju trenda prognozirane elektroenergetske veličine. Radi lakšeg dobijanja rješenja sistema jednačina (5.12), poželjno je da taj sistem bude linearan po nepoznatim promjenljivim β_i, a, b i c . Zato se obično izbor analitičke funkcije X_t vrši tako da se ona pogodnim matematičkim transformacijama može načiniti linearnom. Primjera radi, logaritamska prava (5.6) dobija se logaritmovanjem eksponencijalne funkcije (5.3), a logaritamska parabola (5.7) logaritmovanjem funkcije (5.4). Međutim, linearizacija nije moguća u slučaju logističkih funkcija (5.8) i (5.9), pa se za rješavanje sistema jednačina (5.12) moraju rješavati sistemi nelinearnih jednačina primjenom iterativnih metoda.

Da bi se ocijenio kvalitet aproksimacije, odnosno izabrane funkcije, može se koristiti srednja kvadratna greška definisana relacijom:

$$\sigma = [\varepsilon_t(\beta_i, a, b, c) / N]^{1/2} = \left(\sum_{t=1}^N (X_t - X_t^0)^2 / N \right)^{1/2} \quad (5.13)$$

koji se jednostavno proračunava preko izraza (5.11), kada se pronađu parametri funkcije $X_t(\beta_i, a, b, c)$ iz jednačine (5.12). Prognoza je "dobra", ako je vrijednost srednje-kvadratnog odstupanja "malo", pri čemu treba prethodno definisati kriterijum "malog" σ .

U obimnoj literaturi su detaljnije analizirane pojedine funkcionalne zavisnosti (5.1) - (5.10) i niz drugih, kao i pripadajućih sistema jednačina (5.12) za određivanje parametara ovih zavisnosti. Takođe su razvijeni specijalni softverski paketi koji se danas uveliko koriste za dobijanje svih neophodnih vrijednosti različitih prognoznih modela. Ovdje ćemo se, primjera radi, osvrnuti samo na logaritamsku pravu.

Logaritamska prava: predviđanje po logaritamskoj pravoj (5.6) ekvivalentno je modelu eksponencijalne funkcije (5.3). Ono se bazira na pretpostavci da će se razvoj u budućnosti nastaviti istim trendom (sa istom

godišnjom stopom rasta) koji je ostvaren u prošlosti. Tu se problem predviđanja buduće potrošnje električne energije svodi na određivanje buduće konstantne stope rasta ($p_t = p_{sr} = \text{Const.}$). Tada se potrošnja u nekom vremenskom periodu od t godina može opisati modelom (5.3) čija je forma svedena na oblik

$$X_t = X_0 (1 + p_{sr})^t \quad (5.14)$$

gdje je X_0 potrošnja na početku posmatranog razdoblja (godina $t=0$), a p_{sr} srednja (konstantna) godišnja stopa rasta (trend) potrošnje električne energije za cijelo posmatrano razdoblje.

Model (5.14) se može prostom operacijom logaritmovanja pretstaviti u formi logaritamske prave (5.6)

$$X'_t = \log X_t = \log X_0 + t \log (1 + p_{sr}) = a + bt \quad (5.15)$$

gdje je: $a = \log X_0$ i $b = \log(1 + p_{sr})$.

Činjenica da je logaritamskom pravom (5.15) prikazan razvoj potrošnje pri konstantnom rastu dokazuje se kada se odredi godišnji rast potrošnje p_t koji se dobija iz odnosa između potrošnje u dvije uzastopne godine (t i $t-1$):

$$1 + p_t = X_t / X_{t-1} = X_0 (1 + p_{sr})^t / X_0 (1 + p_{sr})^{t-1} = 1 + p_{sr}$$

odakle je $p_t = p_{sr} \neq f(t)$.

Za određivanje potrošnje električne energije u budućnosti na osnovu energije ostvarene u prošlosti treba odrediti konstante a i b u (5.15), uz uslov da se postigne minimalna vrijednost zbira kvadrata odstupanja između potrošnje prema logaritamskoj pravoj (5.15) i logaritma ostvarene potrošnje u nizu godina u prošlosti ($\log X_t^0$). Tom uslovu odgovara relacija

$$\min_{a,b} \{ \varepsilon_t(a,b) \} = \min_{a,b} \left\{ \sum_{t=1}^N [a + bt - \log X_t^0]^2 \right\} \quad (5.16)$$

gdje je :

N - broj godina (podataka) iz prošlosti koji se razmatraju radi određivanja potrošnje električne energije u budućnosti,
 X_t^0 - ostvarena (poznata) potrošnja u prošlosti u godinama $t=1,2,\dots,N$.

Minimum funkcije $\varepsilon_t(a,b)$ dobija se iz uslova :

$$\partial \varepsilon_t(a,b) / \partial a = 2 \sum_{t=1}^N [a + bt - \log X_t^0] = 0$$

(5.17)

$$\partial \varepsilon_t(a,b) / \partial b = 2 \sum_{t=1}^N [a+bt - \log X_t^0] t = 0$$

Poslije sređivanja jednačina (5.17) dobija sistem od dvije linearne algebarske jednačine sa dvije nepoznate a i b:

$$aN + b \sum_{t=1}^N t - \sum_{t=1}^N \log X_t^0 = 0 \quad (5.18)$$

$$a \sum_{t=1}^N t + b \sum_{t=1}^N t^2 - \sum_{t=1}^N t \log X_t^0 = 0$$

Stavljajući:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^N t &= S_1 ; & \sum_{t=1}^N \log X_t^0 &= S_2 ; \\ \sum_{t=1}^N t^2 &= S_3 ; & \sum_{t=1}^N t \log X_t^0 &= S_4 ; \end{aligned} \quad (5.19)$$

sistem jednačina (5.17), odnosno (5.18) dobija oblik:

$$\begin{aligned} aN + bS_1 &= S_2 \\ aS_1 + bS_3 &= S_4 \end{aligned} \quad (5.20)$$

Rješenje ovog sistema je:

$$a = \frac{\begin{vmatrix} S_2 & S_1 \\ S_4 & S_3 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} N & S_1 \\ S_1 & S_3 \end{vmatrix}} = \frac{S_2 S_3 - S_1 S_4}{N S_3 - S_1^2} \quad (5.21)$$

$$b = \frac{\begin{vmatrix} N & S_2 \\ S_1 & S_4 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} N & S_1 \\ S_1 & S_3 \end{vmatrix}} = \frac{N S_4 - S_1 S_2}{N S_3 - S_1^2} \quad (5.22)$$

U cilju olakšanja praktičnih proračuna koeficijenata a i b , uz prethodno određivanje $S_1 - S_4$, koriste se sistematizovani postupci za unos podataka o realizovanim vrijednostima X_t^0 .

b. Stohastički modeli

Osnovni nedostatak determinističkih modela jeste da se poslije sprovedene prognoze raspolaže samo sa jednom vrijednošću prognozirane veličine u svakom intervalu razmatranog perioda u budućnosti, ali ne i sa nivoom povjerenja u tu vrijednost. Ovaj problem naročito je izražen u pojedinim segmentima planiranja razvoja sistema (izvora ili prenosnih mreža), kada je neophodno da se detaljno analizira uticaj promjene prognoziranih veličina na buduću strukturu sistema. Stoga su razvijeni stohastički (ili probabilistički) postupci za dugoročnu prognozu koji se zasnivaju na regresionim modelima. Primjenom tih postupaka dobijaju se srednje vrijednosti prognoziranih veličina u budućnosti, ali i odgovarajući intervali povjerenja, tj. opseg prognozirane veličine u kojem će se ona sa određenom vjerovatnoćom naći.

5.2.3 Zavisni (korelacioni) metodi

Potrošnja električne energije zavisi od niza uticajnih veličina kao što su veličina i struktura društvenog proizvoda, cijene raznih vrsta energije, nivo elektrifikacije u domaćinstavima i industriji itd. Primjenom korelacione analize moguće je formirati adekvatne funkcionalne zavisnosti koje preslikavaju sve te međusobne veze i uticaje između raznih relevantnih faktora i potrošnje električne energije.

Zavisni (ili kauzalni) modeli koriste opisne promjenljive, tj. promjenljive koje ne predstavljaju samu potrošnju električne energije, ali se pretpostavlja da na nju manje ili više utiču. Zato se ovi modeli nazivaju i korelacioni sa egzogenim (spoljašnjim) i endogenim (unutrašnjim) promjenljivim koje su sadržane u svakom zavisnom modelu.

Egzogene (opisne) promjenljive predstavljaju nezavisne spoljne (upravljačke) ulaze u sistemima jednačina u kojima se potrošnja električne energije (endogena promjenljiva) opisuje kao funkcija od ovih egzogenih promjenljivih. Kao egzogene promjenljive korelacionih modela najčešće se uzimaju razni demografski i ekonomski faktori kao što su:

- bruto nacionalni proizvod (BNP);
- industrijska aktivnost i investicije po privrednim sektorima;
- priraštaj stanovništva;
- cijene električne energije;
- prodaja električnih aparata itd.

Egzogene promjenljive koje utiču na sezonske varijacije potrošnje su:

1. Meteorološke (vremenske) promjenljive:

- temperatura;
- vlažnost (ili padavine);
- osvjetljaj (ili oblačnost);
- brzina vjetra;
- faktor hlađenja usljed vjetra.

2. Sezonski nivoi proizvodnje u:

- turizmu;
- poljoprivredi;
- građevinarstvu;
- drugim sezonskim privrednim aktivnostima.

Zavisnost godišnje potrošnje električne energije $X_t = W_{pt}^g$ (endogena promjenljiva) od drugih uticajnih (egzogenih) veličina u opštem slučaju opisuje se preko nelinearne relacije (višestruka nelinearna regresija)

$$X_t = F(\text{egzogenih promjenljivih}) + (\text{slučajna promjenljiva}) \quad (5.23)$$

Višestruka linearna regresija je specijalni slučaj zavisnosti (5.23), u kojoj je funkcija egzogenih promjenljivih $F(\cdot)$ linearna, tj. potrošnja X_t (endogena promjenljiva) izražava se preko relacije

$$X_t = \beta_0 + \sum_{i=1}^L \beta_i Y_{ti} + \eta_t = \beta_0 + \beta_1 Y_{t1} + \beta_2 Y_{t2} + \dots + \eta_t \quad (5.24)$$

$t=1, 2, \dots, N$

gdje su Y_{ti} ($i=1, 2, \dots, L$) egzogene promjenljive, $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_L$ su koeficijenti uticaja elemenata Y_{ti} u funkciji (5.24), a η_t ($t=1, 2, \dots, N$) je slučajna promjenljiva, tačno definisanih osobina.

Istraživanje funkcionalne zavisnosti potrošnje X_t od egzogenih promjenljivih Y_{ti} , svodi se na određivanje koeficijenata $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_L$ u linearnom modelu (5.24). Kao i u slučaju nezavisnih modela, ovi koeficijenti se određuju metodom minimuma sume kvadrata odstupanja

$$\min \{ \varepsilon_t(\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_L) \} = \min \left\{ \sum_{t=1}^N (X_t - X_t^0)^2 \right\} \quad (5.25)$$

gdje je, kao i ranije, X_t^0 ostvarena potrošnja u prošlosti u godina $t = 1, 2, \dots, N$. Uslov za postojanje minimuma funkcije (5.25) je da prvi izvodi po nepoznatim $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_L$ budu jednaki nuli, tj.

$$\partial \varepsilon_t(\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_L) / \partial \beta_0 = 0 \quad \partial \varepsilon_t(\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_L) / \partial \beta_1 = 0$$

(5.26)

$$\partial \varepsilon_t(\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_L) / \partial \beta_L = 0$$

Sistem (5.26) predstavlja sistem od $(L+1)$ linearnih jednačina po nepoznatim $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_L$ koje se dalje mogu riješiti nekim od metoda za rješavanjem takvih sistema jednačina.

Iako su po svom obliku i načinu rješavanja zavisni modeli veoma slični nezavisnim modelima, potrebno je istaći jednu bitnu razliku: prognoza potrošnje na osnovu zavisnih metoda se, za razliku od nezavisnih metoda, u suštini sprovodi u dva koraka. U prvom koraku određuje se zakonitost promjene potrošnje X_t od egzogenih promjenljivih Y_{ti} , putem određivanja nepoznatih koeficijenta modela (5.24) korišćenjem jednačina (5.26). U drugom koraku je u cilju dobijanja prognoze potrošnje neophodno izvršiti i predviđanje promjena egzogenih promjenljivih Y_{ti} sa vremenom.

Slijede dva primjera primjene zavisnih modela za prognozu budućih potreba električne energije.

a. Zavisni model potrošnje električne energije u funkciji bruto nacionalnog proizvoda

Veličina bruto nacionalnog proizvoda (BNP) u zemlji generalno utiče na nivo potrošnje energije, a samim tim i na ukupnu potrošnju električne energije. Ako se pretpostavi linearna zavisnost između godišnje potrošnje električne energije i BNP, ona se može posmatrati kao specijalni slučaj opšteg linearnog korelacionog modela (5.24) i predstavlja jednačinom pravca, pri čemu je zanemaren uticaj η_t

$$X_t = a + b Y_t \quad (5.27)$$

gdje je $X_t = W_{pt}^g$ ukupna godišnja potrošnja električne energije (endogena promjenljiva), a $Y_t = (BNP)_t$ bruto nacionalni proizvod (egzogena promjenljiva) u t-toj godini, dok su a i b koeficijenti koje treba odrediti na osnovu ostvarenja u prošlosti.

Uz dodatnu pretpostavku da se promjena $Y_t = (BNP)_t$ u dvije uzastopne godine može izraziti preko relacije

$$Y_t = Y_{t-1} (1 + p_{(BNP)t}) \quad (5.28)$$

gdje je $p_{(BNP)t}$ godišnja stopa porasta BNP-a između t-te i (t-1) godine koja se može odrediti iz odnosa

$$X_t / X_{t-1} = W_{pt}^g / W_{p(t-1)}^g = 1 + p_t = (a + b Y_t) / (a + b Y_{t-1}) =$$

$$= [a + b Y_{t-1}(1 + p_{(BNP)t})] / (a + b Y_{t-1}) \quad (5.29)$$

odakle se, poslije sređivanja, dobija

$$p_t = p_{(BNP)t} [1 - a / (a + b Y_{t-1})] \quad (5.30)$$

Pri konstantnoj (prosječnoj) godišnjoj stopi porasra BNP u nizu od N godina, BNP raste po eksponencijalnom zakonu, pa će u t-1 godini iznositi

$$Y_{t-1} = Y_0 (1 + p_{(BNP)sr})^{t-1} \quad (5.31)$$

tako da izraz (5.30) za godišnju stopu postaje

$$p_t = p_{(BNP)sr} \left[1 - \frac{a}{a + b Y_0 (1 + p_{(BNP)sr})^{t-1}} \right]; \quad t = 1, 2, \dots, N \quad (5.32)$$

Onda se linearno zavisni (korelacioni) model (5.27) i (5.28) modifikuje i dobija oblik

$$X_t = a + b Y_t \quad (5.33)$$

$$Y_t = Y_{t-1} (1 + p_{(BNP)sr})$$

Kada se raspolaze sa podacima o ukupnoj godišnjoj potrošnji električne energije $X_t^0 = W_{pt}^0$ i bruto nacionalnom proizvodu $Y_t^0 = (BNP)_t^0$ u nizu od N godina iz prošlosti, primjenom metoda minimuma sume kvadrata odstupanja (5.25), odnosno (5.21) i (5.22), određuju se nepoznati parametri a i b prave (5.33).

Za ocjenu stepena povezanosti promjenljivih u modelu prognoze, potrebno je definisati neki pokazatelj koji će u sebe uključiti i endogenu i egzogene promjenljive. Taj pokazatelj je koeficijent korelacije između promjenljivih. Zadržavajući se samo na prostom linearnom modelu (5.27), (5.28) ili (5.33) vidi se da on sadrži dvije slučajne vremenske promjenljive: $X_t = W_{pt}^0$ i $Y_t = (BNP)_t^0$, pa se koeficijent korelacije za model (5.33) definiše kao

$$r = \frac{1}{N} \frac{\sum_{t=1}^N (X_t^0 - X_{tsr}^0)(Y_t^0 - Y_{tsr}^0)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{1}{N} \frac{\sum_{t=1}^N \Delta X_t^0 \Delta Y_t^0}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (5.34)$$

gdje je:

$$\begin{aligned}
 X_{tsr}^0 &= \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N X_t^0 = \frac{S_2}{N} & S_2 &= \sum_{t=1}^N X_t^0 & \Delta X_t^0 &= X_t^0 - X_{tsr}^0 \\
 Y_{tsr}^0 &= \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N Y_t^0 = \frac{S_1}{N} & S_1 &= \sum_{t=1}^N Y_t^0 & \Delta Y_t^0 &= Y_t^0 - Y_{tsr}^0 \\
 \sigma_X^2 &= \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (X_t^0 - X_{tsr}^0)^2 = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (\Delta X_t^0)^2 & & & & (5.35) \\
 \sigma_Y^2 &= \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (Y_t^0 - Y_{tsr}^0)^2 = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (\Delta Y_t^0)^2
 \end{aligned}$$

Brojilac izraza (5.34) predstavlja srednju vrijednost proizvoda međusobnih odstupanja promjenljivih X_t^0 i Y_t^0 od svih srednjih vrijednosti, respektivno, i najlakše ga je porediti sa izrazom za varijansu neke veličine. Njime se u suštini utvrđuje stepen povezanosti dvije posmatrane slučajne promjenljive definisane jednačinama (5.33).

Promjene egzogene (Y_t) i endogene promjenljive (X_t) sa vremenom mogu se odrediti na analogan način kao u slučaju primjene naprijed opisanog modela logaritamske prave.

Za praktične proračune, vrijednosti koeficijenta korelacije (5.34) bliske jedinici pokazuju da između slučajnih promjenljivih X_t^0 i Y_t^0 postoji jaka povezanost (korelacija). Suprotno, udaljavanje tog koeficijenta od jedinice pokazuje slabljenje korelacije između promjenljivih X_t^0 i Y_t^0 .

b. Prognoza potrošnja električne energije uz pomoć koeficijenta osjetljivosti

U ovom slučaju će se pretpostaviti da je endogena promjenljiva (X_t) funkcija od egzogenih promjenljivih (Y_{ti}) u opštem zavisnom modelu (5.23) nelinearna. Neka je forma te funkcije eksponencijalna. Ograničavajući se kao u prethodnom slučaju samo na jednu egzogenu promjenljivu (Y_t) i deterministički slučaj, njena forma (analogna prvoj relaciji iz (5.33)) je

$$X_t = a Y_t^b \quad (5.36)$$

gdje je $X_t = W_{pt}^g$ godišnja potrošnja električne energije u t godini endogena, a $Y_t = (BNP)_t$ bruto nacionalni proizvod u zemlji u t godini, egzogena promjenljiva.

Eksponent b u funkciji (5.36) naziva se "koeficijent osjetljivosti promjene zavisne (endogene) promjenljive X_t na promjenu nezavisne

(egzogene) promjenljive Y_t ". Kako je po definiciji normalizovani koeficijent osjetljivosti

$$s = \lim_{\Delta y \rightarrow 0} \Delta x / \Delta y \cdot y/x = \partial x / \partial y \cdot y/x \quad (5.37)$$

to za diskretizovane vrijednosti promjenljivih $x = X_t$ i $y = Y_t$ u modelu (5.37) važe sljedeće jednačine

$$\partial X_t / \partial Y_t = d X_t / d Y_t = a b Y_t^{b-1}$$

što znači da je u slučaju zavisnog modela (5.36) koeficijent osjetljivosti s jednak eksponentu b , pa poznavanje ovog koeficijenta omogućava prognozu godišnje potrošnje električne energije u bilo kojoj (t -toj) godini u budućnosti.

Neka je godišnji porast potrošnje električne energije između t i $t-1$ godine dat izrazom

$$1 + p_t = X_t / X_{t-1} = (Y_t / Y_{t-1})^b \quad (5.38)$$

gdje je, kao i ranije, p_t godišnja stopa porasta potrošnje električne energije $X_t = W_{pt}^g$. Ako se pretpostavi da su odnosi $Y_t / Y_{t-1} = (BNP)_t / (BNP)_{t-1}$ približno konstantni u svim godinama iz prošlosti ($t=1,2,\dots,N$) i jednaki nekoj srednjoj vrijednosti $(1 + p_{(BNP)sr})$, gdje je, kao i u prethodnom primjeru, $p_{(BNP)sr}$ srednja stopa porasta bruto nacionalnog proizvoda, tada srednja stopa porasta godišnje potrošnje električne energije p_{sr} iznosi

$$p_{sr} = (1 + p_{(BNP)sr})^b - 1 \quad (5.39)$$

Veličina $(1 + p_{(BNP)sr})$ je bliska jedinici, pa se razvojem izraza $(1 + p_{(BNP)sr})^b$ iz (5.39) u Taylorov red i nakon zanemarivanja svih viših članova reda dolazi do linearizovanog izraza za srednju vrijednost godišnje stope porasta zavisne (endogene) promjenljive $X_t = W_{pt}^g$

$$p_{sr} = (1 + b p_{(BNP)sr} + \dots) - 1 \approx b p_{(BNP)sr} \quad (5.40)$$

odakle se vidi da su srednje stope porasta godišnje potrošnje električne energije (p_{sr}) i bruto nacionalnog proizvoda ($p_{(BNP)sr}$) linearno zavisne, sa koeficijentom proporcionalnosti jednakom koeficijentu osjetljivosti b .

Ako se sada jednačina (5.38) za $p_t = p_{sr}$ napiše u rekursivnom obliku

$$X_t = X_{t-1}(1 + p_{sr}) = X_{t-2}(1 + p_{sr})^2 = \dots, \quad (5.41)$$

jednostavno se dolazi do krajnjeg izraza za vrijednost zavisno promjenljive X_t u bilo kojoj godini $t=1,2,\dots,N$

$$X_t = X_0 (1 + p_{sr})^t \quad (5.42)$$

gdje X_0 = predstavlja godišnju potrošnju električne energije W_{pt}^g na početku analiziranog perioda (godina $t = 0$).

5.3 Varijacija potrošnje i karakterističnih pokazatelja potrošnje tokom godine

Naprijed prikazani modeli za dugoročnu prognozu električne energije imaju vremensku diskretizaciju od jedne godine. Međutim, ta potrošnja nije ravnomjerna tokom godine, već se razlikuje od mjeseca do mjeseca, ili od sedmice do sedmice. Sama varijacija potrošnje tokom godine posljedica je rastućeg trenda, sezonskih varijacija i drugih mogućih uticaja (znatniji klimatski i drugi nepredvidivi poremećaji).

Određivanje tih varijacija potrošnje tokom godine može se posmatrati kao problem srednjoročne prognoze na godišnjem intervalu, uz unaprijed određenu godišnju potrošnju električne energije. Takva prognoza sezonskih varijacija ima značaj za usklađivanje srednjoročnih planova u pogon novih generatorskih kapaciteta sa potrebama potrošača, za operativno planiranje i izradu godišnjih elektroenergetskih bilansa sa mjesečnom ili sedmičnom diskretizacijom, za izradu plana remonata i nabavke goriva kao i za utvrđivanje srednjoročnih planova razmjene električne energije sa susjedima.

Potrošnja električne energije u pojedinim mjesecima (ili sedmicama) tokom godine može se odrediti preko faktora udjela a_i^m (a_j^s) u ukupnoj godišnjoj potrošnji W_p^g

$$W_{pi}^m = a_i^m W_p^g; \quad i=1,2,\dots,12; \quad \sum_{i=1}^{12} a_i^m = 1,00 \quad (5.43)$$

$$W_{pj}^m = a_j^s W_p^g; \quad j=1,2,\dots,52; \quad \sum_{j=1}^{52} a_j^s = 1,00$$

Prosječne (srednje) vrijednosti ovih faktora udjela su:

$$a_{sr}^m = 1/12 = 0,0833; \quad a_{sr}^s = 1/52 = 0,0192$$

U našim klimatskim uslovima vrijednosti ovih faktora udjela u zimskim mjesecima su veće od prosječnih, a u ljetnjim manje od prosječnih. Njihova vrijednost u prvih sedam mjeseci ima tendenciju smanjenja, a u ostalom dijelu godine tendenciju povećanja.

Pored sezonskih varijacija faktora udjela pojedinih mjeseci (sedmica) analizom podataka iz prošlosti mogu se uočiti i efekti drugih uticajnih faktora (poremećaji privrednih aktivnosti, iznenadne promjene temperature u odnosu na tipične temperature za pojedine mjesece itd.). Istom analizom mogu se odrediti i vrijednosti faktora udjela pojedinih mjeseci (sedmica) u ukupnoj godišnjoj potrošnji električne energije putem “fitovanja” i ekstrapolacije krive promjene za svaki interval od interesa (mjesec, sedmica) u disperzioni dijagram višegodišnjih osmatranja njihove promjene. Poslije toga, mjesečne ili sedmične potrošnje računaju se u skladu sa relacijama (5.43).

5.4 Prognoza vršnog i minimalnog opterećenja

Predviđanja ukupnih godišnjih (odnosno mjesečnih i sedmičnih) potrošnji aktivne električne energije su osnovne prognostičke veličine pri dugoročnom (srednjoročnom) planiranju razvoja EES. Međutim, za analizu prilika u sistemu isto tako su važne i prognoze vršnih i minimalnih opterećenja za razmatrani prognostni period. Za ovu prognozu može se koristiti jedan od sljedeća dva alternativna koncepta.

1. Prognoza vršnih i minimalnih opterećenja striktno se vezuje za prognozu potrošnje električne energije. Za njihovo određivanje koriste se ranije izvedeni izrazi:

$$P_{pM}^g = W_p^g / a^g m^g ; \quad P_{pM}^m = W_p^m / a^m m^m ; \quad P_{pM}^s = W_p^s / 168 m^s ;$$

$$a^g = 8760 \text{ ili } 8784 \text{ h}; \quad a^m = 672, 696, 720 \text{ ili } 744 \text{ h}; \quad (5.44)$$

$$P_{pm}^g = m_0^g P_{pM}^g ; \quad P_{pm}^m = m_0^m P_{pM}^m ; \quad P_{pm}^s = m_0^s P_{pM}^s ;$$

gdje se postavlja pitanje poznavanja odgovarajućih faktora opterećenja m (m^g za godinu, m^m za mjesec i m^s za sedmicu) i odnosa minimalnih i vršnih opterećenja m_0 za iste vremenske periode. Adekvatno određivanje tih faktora takođe podliježe prognozi gdje se mogu koristiti isti postupci i metodi kao i za dugoročnu prognozu potrošnje električne energije, opisani u poglavlju 3.2, uz posebno tretiranje različitih sektora potrošnje. Za sektor široke potrošnje u tu svrhu se najčešće koriste nezavisni (ekstrapolacioni) metodi. Ovaj koncept prognoze vršnih i minimalnih opterećenja najčešće se koristi u svrhe planiranja razvoja izvora gdje se ta prognoza vrši globalno za cio EES.

Prognoza vršnih (minimalnih) opterećenja sistema, shodno izrazima (5.44) najčešće se vrši agregacijom prognoze po pojedinim kategorijama ili sektorima potrošnje prema formuli

$$P_{pMS} = k_{jed} \sum_j P_{pMj} \quad (5.45)$$

gdje je k_{jed} faktor jednovremenosti, a j indeks kategorije (sektora): domaćinstva, industrija, saobraćaj itd. Umjesto faktora jednovremenosti može se koristiti i faktor nejednovremenosti $k_{njed} = 1/k_{jed} = \sum_j P_{pMj} / P_{pMS}$.

Obično se pretpostavlja da ta prognoza odgovara nekom "normalnom" vremenskom indeksu (na primjer, temperaturi ambijenta $\theta_N = +(15 - 20)^\circ\text{C}$). Ako se temperatura razlikuje od praga grijanja za sisteme sa zimskim vrhom ($\theta_Z = +15^\circ\text{C}$), odnosno od praga rashlađivanja u sistemima sa ljetnjim vrhom ($\theta_L = +24^\circ\text{C}$), treba izvršiti popravku za sektore "j" čije vršno opterećenje zavisi od temperature, prema koeficijentu osjetljivosti na promjenu temperature $k_{\theta j}$, tako da je odgovarajuće vršno opterećenje j-te kategorije (sektora) koje ulaze u zbir (5.45)

$$P_{pMj}^\theta = P_{pMj}^{\theta_N} [1 + k_{\theta j}(\theta - \theta_N)]; \quad \theta < \theta_Z \text{ ili } \theta > \theta_L \quad (5.46)$$

gdje je koeficijent osjetljivosti $k_{\theta j}$ za EES sa zimskim vrhom negativan, a za sisteme sa ljetnjim vrhom pozitivan.

2. Prognoza vršnih i minimalnih opterećenja sprovodi se nezavisno od prognoze potrošnje električne energije, primjenom u osnovi istih postupaka i modela koji se koriste i za prognozu potrošnje. Pri primjeni nezavisnih modela za ovu prognozu moraju se koristiti što duži intervali osmatranja iz prošlosti jer su varijacije vršnih i minimalnih opterećenja neravnomjernije od varijacija potrošnje. Zbog toga je pogodnije da se ovaj postupak koristi za kraće vremenske periode od godine (mjesec, sedmica), čime se u osnovi prelazi na metode svojstvene kategoriji srednjoročnih prognoza. Ovaj nezavisan koncept prognoza vršnih minimalnih opterećenja pogodan je pri planiranju razvoja prenosnih mreža, gdje nije potrebno poznavati prognoze potrošnje električne energije, već samo prognozirane snage injeckiranja u čvorovima mreže.

Prognoza vršnog i minimalnog opterećenja za period od interesa lako se dobija ako se koristi koncept prognoze cjelokupne krive trajanja opterećenja. Za ovaj koncept prognoze neophodno je da se raspolaze sa velikim brojem podataka koji opisuju krive trajanja opterećenja cijelog razmatranog perioda iz prošlosti. Da bi se izbjegla obrada ovako velikog broja ulaznih podataka, često se pretpostavlja da normalizovane krive trajanja opterećenja za svaki od tretiranih sektora potrošnje iz prošlosti ostaju u budućnosti. Prognoziranje buduće krive trajanja vrši se tako što se postupak ponavlja za niz diskretnih tačaka, obično uz pomoć opisanih nezavisnih metoda. Pri tome je važno da se izvrši međusobno usklađivanje prethodno sprovedene prognoze potrošnje električne energije sa ovako dobijenom krivom trajanja opterećenja.

Za planiranje prenosne mreže nije dovoljno poznavati samo prognoze ukupnih vrijednosti vršnog i minimalnog opterećenja, već i da se iste "razbiju" po pojedinim potrošačkim čvorovima. Tada se potrošači iz sektora industrije i saobraćaja raspoređuju tačno prema planovima razvoja dotičnih sektora, dok se za široku potrošnju pretpostavlja da ima identičan oblik dijagrama opterećenjima u svim čvorovima prenosne mreže. Poslije toga se određuju konstantni koeficijenti učešća svakog čvora u ukupnom opterećenju sistema (čiji je zbir za cio sistem jednak 1,00). Na osnovu tih koeficijenata lako se proračunavaju i apsolutne veličine opterećenja za kategoriju široke potrošnje u svakom čvoru i sa njima se dalje računa u analizi prilika u sistemu.

5.5 Praktične primjene modela prognoze potrošnje

Kod praktične primjene modela prognoze potrošnje pojavljuju se razlike zavisno od EES-a. Kada su u pitanju sistemi u kojima se proizvodnja bazira isključivo na TE, koje se dimenzionišu na snagu, najvažnije prognozne veličine su vršno i minimalno opterećenje. Suprotno, sistemi sa isključivo ili pretežno HE dimenzionišu se na energiju, pa je najvažnija prognozna veličina potrošnja električne energije iz koje se dalje izvode prognoze vršnog i minimalnog opterećenja.

Prethodni prikaz je pokazao da postoji veći broj različitih metoda i modela za prognozu potrošnje električne energije, odnosno vršnih i minimalnih opterećenja. To istovremeno znači da ne postoji neki metod koji bi se mogao smatrati "najboljim". Zbog toga je u praktičnim primjenama neophodno koristiti različite modele i kritički procijeniti opsege primjenljivosti svakog od njih.

Na razvoj potrošnje električne energije i zahtijevanih vršnih opterećenja znatan uticaj ima i globalna energetska politika jedne zemlje i mogućnost supstitucije električne energije sa drugim vrstama energije. Ako potrošaču stoje na raspolaganju različiti zamjenljivi izvori energije, on će se opredijeliti za onaj izbor koji zadovoljava više kriterijuma: cijena energije, pouzdanost snabdijevanja, udobnost korišćenja, troškovi obezbjeđenja instalacione infrastrukture itd. Trendovi iz prošlosti pokazuju da je udio električne energije u ukupnoj energetske potrošnji, bez obzira na cijenu, permanentno rastao, što je prvenstveno posljedica udobnosti koju ona nudi u raznim primjenama.

Takođe je važno istaći da se kod prognoze energetske - intenzivni potrošači (željezare, elektrolize, topionice obojenih metala, željeznica itd.) moraju tretirati shodno planovima izgradnje i energetske potreba konkretnih industrija, jer se njihov razvoj ne može obuhvatiti nikakvim drugim metodama predviđanja. Uticaj ovakvih energetski intenzivnih potrošača na razvoj EES-a može biti znatan (kao u slučaju Crne Gore sa KAP-om i

Željezarom koji učestvuju sa oko 50 % u ukupnoj potrošnji), jer oni obično postavljaju posebne zahtjeve u pogledu pouzdanosti EES-a. To se na odgovarajući način preslikava na planove izgradnje izvora i prenosne mreže.

Da bi korisnik raspolagao sa što vjerodostojnijom dugoročnom prognozom potrošnje električne energije u svakom trenutku, poželjno je da se ona aktuelizuje svake godine, neposredno poslije prikupljanja podataka o potrošnji u prethodnoj godini. Osnovni razlozi za ovu preporuku su mogući poremećaji u veličini pretpostavljenih ulaznih parametara tokom prethodnog perioda, među kojima su najvažniji:

- Nivo zasićenja potrošnje u domaćinstvima, na koji jako utiču promjene cijena električne energije, supstitucija potrošnje sa drugim vidovima energije, mjere upravljanja potrošnjom i sl.
- Promjena pretpostavljene stope porasta stanovništva i broja domaćinstava.
- Promjena planova izgradnje i/ili rekonstrukcije velikih industrijskih potrošača.
- Promjena faktora opterećenja sistema i nivoa gubitaka u prenosu i distribuciji.

Važnost korektnog predviđanja budućih potreba u električnoj energiji i vršnom (minimalnom) opterećenju proizlazi iz korišćenja tih rezultata kao osnove za planiranje izgradnje novih proizvodnih i prenosnih kapaciteta koji će pokriti rastuće potrebe u budućnosti. Potcjenjivanje porasta potreba izazvalo bi redukcije potrošnje ili veće izdatke za uvezenu električnu energiju. S druge strane, precjenjivanje potreba bi dovelo do nedovoljnog iskorišćenja izgrađenih proizvodnih i prenosnih kapaciteta. U oba slučaje se kao krajnji efekat pojavljuju finansijski gubici u poslovanju dotične elektroprivredne organizacije. Zbog toga se odluke o izgradnji novih elektrana i proširenju prenosne mreže, bazirane na prognozi budućih potreba, ne mogu posmatrati kao interni problemi elektroprivrede, već i kao ekonomski, socijalni i politički problemi jedne zemlje. Zato je potrebno ne samo sprovesti postupak prognoze budućih potreba u električnoj energiji i snazi, već se moraju dati i adekvatna objašnjenja te prognoze, primijenjenih metoda, pretpostavki i analiza ulaznih podataka i rezultata prognoze. Iz navedenih razloga neke elektroprivrede (EDF u Francuskoj, ENEL u Italiji i druge), kao krajnji rezultat prognoze daju dvije krive razvoja potreba - optimističku i pesimističku, računajući da će se, uz sva moguća iznenađenja, stvarne potrebe realizovati negdje između ta dva ekstremna scenarija za koje se treba na vrijeme pripremiti.

Kako je elektroenergetika jedan od sektora ukupne energetike, ona se može prognozirati u sklopu opšte energetske potrošnje zemlje. U tom cilju postoje brojni razvijeni komercijalni prognostički modeli, kao što je na primjer model MAED ("Model for Analysis of the Energy Demand").

6. PLANIRANJE RAZVOJA IZVORA

6.1 Opšta razmatranja

Planiranje EES-a je oblast u kojoj se tehnika i ekonomija nerazdvojno prepliću. To je zato što su izgradnja novih objekata i njihova eksploatacija u okviru poslovanja EES-a skopčani sa troškovima i prihodima, pri čemu su u pitanju relativno visoka finansijska sredstva. U tom kontekstu, planiranje razvoja izvora električne energije jedna je od najvažnijih i najosjetljivijih faza u složenom procesu planiranja savremenih EES. Odluke donešene u ovoj fazi planiranja imaju, takođe, poseban uticaj na fazu planiranja prenosne mreže i dominantno diktiraju ekonomsko - finansijske pokazatelje svake složene elektroprivredne organizacije. To je posljedica izuzetno velikog učešća ulaganja u izvore električne energije, koje u sadašnjim uslovima u svijetu dostiže oko 60 - 65 % ukupnih investicionih ulaganja u elektroprivredu.

Generalno rečeno, plan razvoja izvora u EES-u mora zadovoljiti stalno rastuće zahtjeve za električnom energijom i snagom, uz definisani nivo pouzdanosti, sigurnosti i kvaliteta isporuke električne energije, uz prihvatljivu cijenu. Naravno, poželjno je da se razmatraju samo oni planovi razvoja koji su ekonomski opravdani i koji obezbjeđuju najmanje prostu reprodukciju, uz neki ograničeni profit. Poznato je da je elektroprivreda u pogledu investicionih ulaganja visoko intenzivna infrastrukturna grana, sa kontinualnim razvojem. Ovo nameće stalnu brigu za obezbjeđenje potrebnih fondova za finansiranje novih investicija u sve veće i veće proizvodne kapacitete. U tom smislu planiranje razvoja izvora je neprekidan proces u kome se sukcesivno rješavaju dva potproblema. To su:

- potproblem određivanja veličine i vremenskog plana ulaska u pogon potrebnih novih generatorskih kapaciteta i
- potproblem izbora tipa novih proizvodnih agregata koji se dodaju u sistem, shodno potrebama izraženim preko rješavanja prvog potproblema.

Rješavanje drugog potproblema zavisi od raspoloživih prirodnih (i komercijalnih) primarnih energetske resursa i tehnoloških rješenja koja se nude na tržištu.

Za rješavanje prvog potproblema (koliko novih kapaciteta i kada?) koriste se analize bilansa i pouzdanosti EES-a. Za rješavanje drugog potproblema (koji tip izvora: HE i/ili TE?) vrši se na osnovu analize investicionih i eksploatacionih (pogonskih) troškova. Određivanje najekonomičnijeg rješenja dobija se na osnovu minimuma ukupnih troškova u sistemu, uz uvažavanje pogonskih i finansijskih ograničenja. U tom cilju treba sprovesti simulaciju rada EES-a za sve izabrane moguće opcije razvoja

(scenarija) i godine perioda planiranja od prve do tzv. horizont - godine, uz analizu investicionih i eksploatacionih (pogonskih) troškova. Pritom se koriste metodi aktuelizacije (diskontovanja) kojima se svode vrijednosti sredstava raspoloživih u različitim vremenskim trenucima (na primjer na sadašnju, ili neku buduću vrijednost poslije isteka određenog vremenskog perioda). Na taj način se omogućava ekonomsko poređenje projekata ili privrednih aktivnosti sa različitom dinamikom prihoda i rashoda.

Faktor svođenja na sadašnju (ili aktuelizovanu) vrijednost PVF ("Present Value Factor") je

$$PVF = 1 / (1+i)^n \quad (6.1)$$

gdje je:

i - stopa aktuelizacije u [r.j./god];

n - broj godina (intervala) unutar perioda koji se razmatra u ekonomskom računu.

Sadašnja vrijednost P više budućih godišnjih iznosa kapitala F_k^g ($k=1,2,...,n$), sa različitim godišnjim stopama aktualizacije i_k je

$$P = \sum_{k=1}^n \frac{F_k^g}{(1+i_k)^k} \quad (6.2)$$

Vremenski period u kome se donose planovi razvoja izvora mora biti dovoljno dugačak da omogući niz aktivnosti koje prethode stavljanju u redovni pogon izgrađenih objekata. To su sljedeće aktivnosti:

1. Projektovanje (investicioni program sa studijom izvodljivosti, idejni projekat i glavni projekat).
2. Obezbeđenje finansijskih sredstava.
3. Ugovaranje opreme iradova.
4. Izgradnja objekata, konstrukcija, isporuka i montaža opreme.
5. Ispitivanje i prijem objekta.
6. Probni rad.

Vrijeme potrebno za obavljanje gornjih aktivnosti za različite tipove elektrana, za prilike u SAD oko 1984. god. dato je u Tabeli 6.1

Tabela 6.1 *Potrebno vrijeme za sve aktivnosti oko izgradnje različitih tipova elektrana u SAD oko 1984. godine*

Tip agregata / elektrane	Trajanje izgradnje [god.]
Nuklearni termički agregati	8 - 14
Termički agregati naparu, sa fosilnim gorivima	6 - 10

Termički agregati sa kombinovanim ciklusom	4 - 8
Gasnoturbinski agregati	3 - 5
Hidroelektrane	cca 6

Sama procedura planiranja razvoja izvora jako zavisi od tipa EES-a i raspoloživosti prirodnih energetske resursa. U opštem slučaju procedura planiranja razvoja izvora sastoji se iz sljedećih aktivnosti:

- a. Analiza proizvodnih mogućnosti postojećih proizvodnih kapaciteta;
- b. Određivanje nivoa pouzdanosti isporuke električne energije potrošačima;
- c. Proračun dodatnih generatorskih kapaciteta sistema koji obuhvata:
 - c.1 Neophodnu izgradnju novih proizvodnih objekata radi zadovoljenja relacija elektroenergetskih bilansa (6.3) i (6.4),
 - c.2 Potrebne rezervne kapacitete (po veličini i strukturi),
 - c.3 Odluku o veličini novih proizvodnih agregata.
- d. Izrada plana gašenja ili promjene lokacija nekih proizvodnih agregata;
- e. Izrada dinamičkog plana izgradnje novih energetske izvora;
- f. Izbor lokacije novih elektrana;
- g. Izrada plana obezbjeđenja sredstava za izgradnju planiranih izvora električne energije;
- h. Izrada plana nabavke goriva za pogon novih TE;
- i. Izrada plana neophodnog proširenja prenosne (eventualno i distributivne) mreže koja će otkloniti sva moguća "uska grla" u prenosu usljed izgradnje novih izvora.

6.2 Elektroenergetski bilansi za potrebe planiranja

Kada se radi o planiranju razvoja proizvodnih kapaciteta, simulacija rada sistema obično se vrši na godišnjoj osnovi sa mjesečnom diskretizacijom, pa se u tu svrhu koriste godišnji i mjesečni elektroenergetski bilansi.

Zahtijevani generatorski kapaciteti moraju u svakoj godini perioda planiranja $k = 1, 2, \dots, n$ da zadovolje bilansne relacije snage i energije:

$$P_{GD}^k \geq P_{pM}^k + P_{rez}^k - P_{Gr}^k + P_{iz}^k - P_u^k - P_{red}^k \quad (6.3)$$

$$W_{GD}^k \geq W_p^k - W_G^k + W_{iz}^k - W_u^k - W_{red}^k \quad (6.4)$$

gdje su snage u [MW], a energije u [MWh].

Značenje korišćenih simbola u relacijama (6.3) i (6.4) je sljedeće:

P_{GD}^k - neophodni generatorski kapaciteti koji treba da se dodaju u k -toj godini;

- P_{pM}^k - vršno (maksimalno) godišnje opterećenje potrošača sistema u k-toj godini;
- P_{rez}^k - potrebna operativna rezerva pri vršnom opterećenju potrošača u k-toj godini, uključujući planirane i prinudne ispadе;
- P_{Gr}^k - raspoloživa snaga postojećih izvora u sistemu pri vršnom opterećenju potrošača u k-toj godini;
- P_{iz}^k - snaga ugovorenog izvoza električne energije pri vršnom opterećenju potrošača u k-toj godini;
- P_u^k - snaga ugovorenog uvoza električne energije pri vršnom opterećenju potrošača u k-toj godini;
- P_{red}^k - redukcija potrošačke snage pri vršnom opterećenju potrošača u k-toj godini;
- W_{GD}^k - moguća godišnja proizvodnja električne energije dodatnih generatorskih kapaciteta u k-toj godini;
- W_p^k - potrebna godišnja energija zahtijevana od potrošača sistema u k-toj godini;
- W_G^k - moguća proizvodnja energije postojećih elektrana u sistemu u k-toj godini;
- W_{iz}^k - ugovoreni izvoz električne energije u k-toj godini;
- W_u^k - ugovoreni uvoz električne energije u k-toj godini;
- W_{red}^k - planska redukcija isporuke električne energije potrošača u k-toj godini.

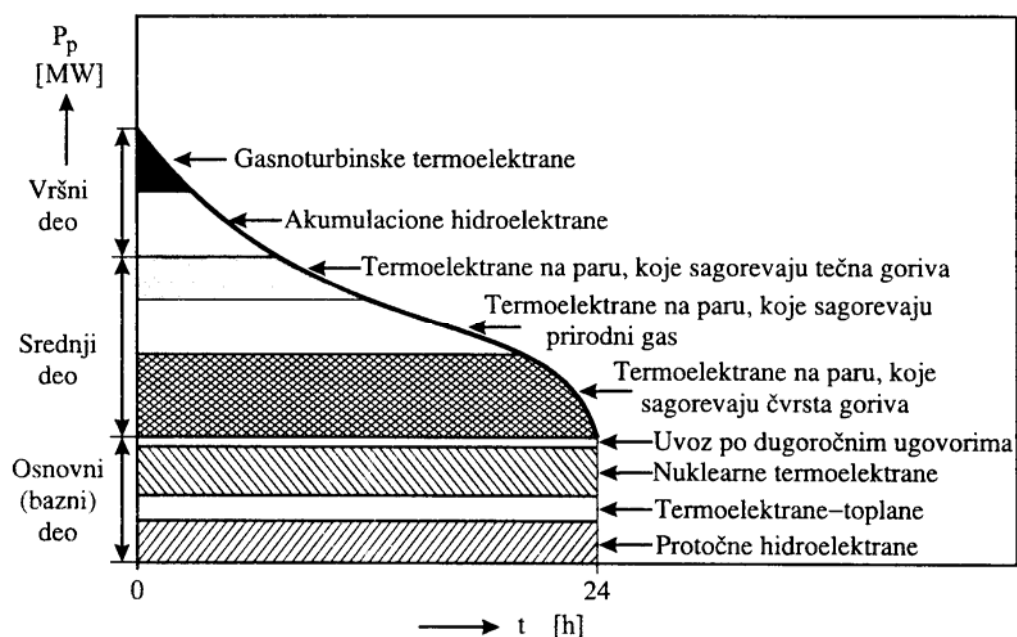
Bilansne relacije (6.3) i (6.4) moraju biti zadovoljene za svaku godinu $k=1,2,...,n$ planskog razvojnog perioda. Izbor plana razvoja nije jednoznačan, jer za njegovo zadovoljenje, po pravilu, postoji više mogućih opcija. Međutim, svaki razvojni plan karakteriše niz neizvjesnosti, počev od nepouzdanosti prognoza godišnjih potrošnji W_p^k i vršnih opterećenja P_{pM}^k , preko raspoloživosti termičkih agregata i moguće proizvodnje HE, do porasta cijena investicione opreme, radne snage i goriva.

Polazni osnovi svakog elektroenergetskog bilansa su hronološki dijagrami opterećenja i njihove krive trajanja, zahtijevana pouzdanost, odnosno neophodna rezerva koja će obezbijediti željeni kvalitet rada sistema, kao i ostale tehničko - ekonomske pokazatelje proizvodnog podsistema. Poslije toga, na osnovu podataka o raspoloživosti proizvodnih agregata i mogućnosti proizvodnje raspoloživih izvora električne energije, pristupa se popunjavanju površine ispod predmetnog dijagrama opterećenja (ili krive trajanja). Kada u EES-u stoji na raspolaganju više različitih tipova izvora, popunjavanje površine ispod krive trajanja podliježe nekim pravilima koja se odnose na redosljed angažovanja moguće proizvodnje pojedinih izvora. Na Sl. 6.1 ilustrovan je uobičajeni princip popunjavanja površine ispod dnevne krive trajanja opterećenja, gdje je redosljed angažovanja pojedinih tipova elektrana sljedeći:

Osnova površine popunjava se proizvodnjom protočnih HE, nuklearnih TE, TE-TO i uvozom električne energije od susjeda (po dugoročnim ugovorima).

Srednji dio površine popunjava se proizvodnjom TE (na čvrsta goriva, prirodni gas i tečna goriva) shodno prioritetoj listi, gdje se redosljed pravi na osnovu specifičnih eksploatacionih (pogonskih) troškova agregata.

Vršni dio dijagrama popunjava se proizvodnjom akumulacionih HE (shodno raspoloživim ili predviđenim količinama vode koje se mogu angažovati iz akumulacija, prema generalnoj politici punjenja i pražnjenja akumulacionih bazena) i proizvodnjom gasnoturbinskih TE.



Sl. 6.1 Princip popunjavanja površine ispod dnevne krive trajanja opterećenja proizvodnjom iz raznih vrsta izvora

Ukoliko se ne raspolaže dovoljnom energijom da se popuni cjelokupna površina ispod krive trajanja opterećenja, moraju se predvidjeti manjkovi, odnosno redukcije potrošnje. Manjkovi se mogu pokriti "ad hoc" uvozom energije od susjeda, ili proizvodnjih skupih rezervnih elektrana.

Krajnji rezultat ovog postupka je dnevni plan angažovanja i proizvodnje generatorskih agregata, uvoza / izvoza i redukcija koji u svakom trenutku mora da zadovolji bilansnu nejednačinu snage (6.3) i energije (6.4) za razmatrani dijagram ili krivu trajanja opterećenja. Postupak bilansiranja za dnevni period, ilustriran na Sl. 6.1, identičan je i za duže vremenske periode analize (sedmica, mjesec ili godina).

Bilansne relacije (6.3) i (6.4), zavisno od svrhe bilansiranja (operativno planiranje pogona ili planiranje razvoja izvora), mogu se postaviti za razne pragove posmatranja u sistemu (od praga elektrane do praga potrošnje). Za

potrebe planiranja razvoja izvora, one se razmatraju za sve veličine (snage, energije, troškovi) na pragu elektrana. U tu svrhu rade se mjesečni i godišnji elektroenergetski bilansi, pri čemu se godišnji dobijaju kao sinteza 12 mjesečnih bilansa za predmetnu godinu. najzad, ovi bilansi se razrađuju za sve godine perioda planiranja $k=1,2,\dots,n$.

O veličini dodatnih proizvodnih kapaciteta ne odlučuje se samo na osnovu izrade elektroenergetskih bilansa, već i na osnovu analize pouzdanosti proizvodno - potrošačkog podsistema EES-a, gdje je zadovoljenje relacija (6.3) i (6.4) potreban uslov. Zadovoljavanje ciljnog nivoa pouzdanosti, uz minimalne eksploatacione troškove sistema, glavni su faktor odlučivanja kod izbora načina popunjavanja površine ispod krive trajanja opterećenja, tipa i veličine novih proizvodnih agregata.

6.3 Pouzdanost proizvodnog podsistema

6.3.1 Rezerviranje generatorskih kapaciteta

Analiza pouzdanosti proizvodnog podsistema ima zadatak da kvantifikuje pouzdanost napajanja potrošačaelektričnom energijom. U vezi sa tim od primarnog interesa je da se utvrdi snaga proizvodnog podsistema koja će obezbijediti kvalitetno napajanje potrošača. Konvencionalna relativna mjera tog kvaliteta je pojam rezerve generatorskih kapaciteta koja se može definisati u odnosu na vršno opterećenje ("Generation Reserve Margin") kao:

$$R_r [\%] = \frac{\text{generatorska snaga u pogonu} - \text{vršno opterećenje}}{\text{vršno opterećenje}} \cdot 100 \quad (6.5)$$

ili u odnosu na snagu generatora u pogonu ("Generation Capacity Margin") kao

$$R_c [\%] = \frac{\text{generatorska snaga u pogonu} - \text{vršno opterećenje}}{\text{generatorska snaga u pogonu}} \cdot 100 \quad (6.6)$$

gdje se sve snage (opterećenja) izražavaju u [MW]. Između pokazatelja R_r i R_c postoji veza

$$R_r [\%] = \frac{\text{generatorska snaga u pogonu}}{\text{vršno opterećenje}} \cdot R_c [\%] = \rho_M R_c [\%] \quad (6.7)$$

pri čemu je

$$\rho_M = \frac{\text{generatorska snaga u pogonu}}{\text{vršno opterećenje}} \quad (6.8)$$

i predstavlja *faktor rezerve* sistema pri vršnom opterećenju.

Kao što je već naglašeno, rezerva generatorskih kapaciteta neophodna je radi pokrivanja ispada proizvodnih kapaciteta u sistemu, grešaka u prognozi opterećenja, nedovoljne pouzdanosti susjednih EES pri radu u zajedničkoj interkonekciji, potencijalnih ispada prenosnih kapaciteta i kašnjenja planiranog ulaska u pogon novih generatorskih kapaciteta.

Rezerva proizvodnih kapaciteta određuje se na više načina. Najčešće se (u slučaju sistema sa dominantnim udjelom TE) to čini propisivanjem nekog iskustveno opravdanog procenta generatorske snage iznad vršnog opterećenja, koji se mora obezbijediti u svakoj razmatranoj godini. Taj se procenat najčešće kreće između 15 - 25 %. Ovaj deterministički pristup ima osnovnu manu da je neosjetljiv na intenzitete prinudnih ispada, veličine proizvodnih agregata i sl. U sistemima sa znatnim učešćem HE mora se voditi računa ne samo o rezervi snage, već i o rezervi energije.

Drugi metod je, kao i naprijed opisani, takođe deterministički i bazira se na veličini rezerve jednake jednostrukom ispadu najveće moguće generatorske snage P_{GM} , uz dodatak neke konstantne vrijednosti P_0 , nezavisne od veličine najveće generatorske jedinice u sistemu ($P_{rez} = P_{GM} + P_0$). Na ovaj način uvažava se efekat najkritičnijeg jednostrukog ispada generatorske snage u sistemu, ali se ne vodi računa o intenzitetima prinudnih ispada. Ovakvo određivanje veličine rezerve je prosto i ima preimućstvo u odnosu na prvi metod, jer se sa uvođenjem većih agregata u sistem automatski povećava i rezerva.

Za razliku od prva dva, treći metod za određivanje rezerve u sistemima sa dominantnim udjelom TE je stohastički. On se bazira na vjerovatnoći simultanog ispada proizvodnih agregata i godišnjeg modela dnevnih maksimuma opterećenja sistema, na osnovu kojih se određuje broj dana u godini u kojima se očekuje manjak generatorske snage, neophodan da pokrije potrebe potrošača, okarakterisan sa LOLP ("Loss of Load Probability") indeksom.

6.3.2 Određivanje LOLP indeksa pouzdanosti

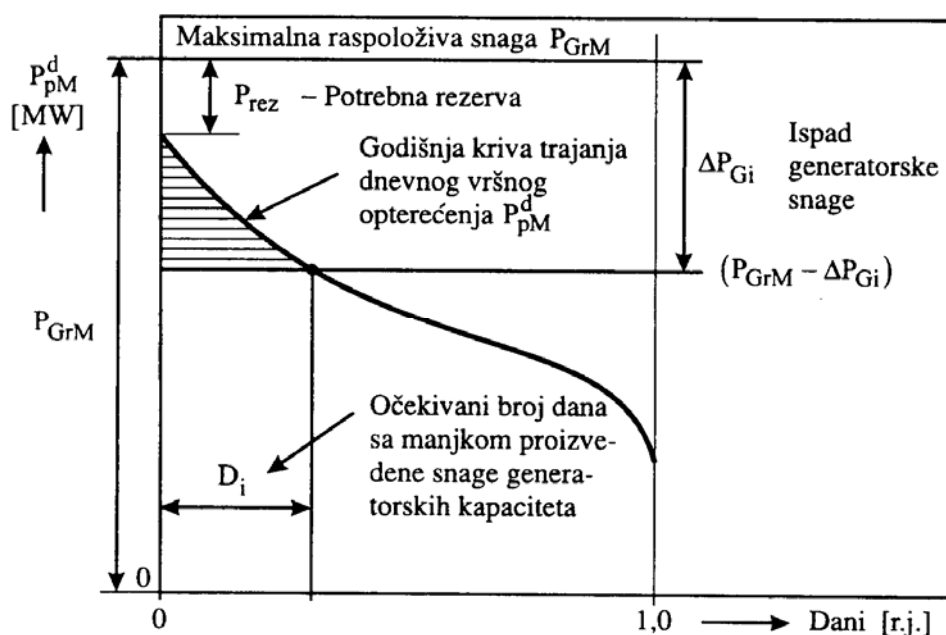
LOLP indeks se može matematički definisati na više različitih načina koji se među sobom razlikuju po tome kako se vrši poređenje između

raspoloživih proizvodnih kapaciteta i zahtijevane snage potrošača, kao na primjer:

- a1. Vjerovatnoća da se ne mogu zadovoljiti potrebe potrošača iznad neke specificirane vrijednosti vršne snage, koja se pokriva sa zbirom maksimalno raspoloživih snaga svih proizvodnih kapaciteta u sistemu.
- a2. Očekivani broj dana ili sati u godini u kojima se pojavljuje nedovoljna snaga proizvodnje da pokrije prognozirane dnevne vrhove potrošnje.

"Indeks gubitka opterećenja" ilustrovan je na Sl. 6.2 gdje su ucrtane godišnja kriva trajanja dnevnog vršnog opterećenja P_{pM}^d , maksimalna raspoloživa snaga generatora sistema P_{GrM} , potrebna rezerva P_{rez} i ispad generatorske snage ΔP_{Gi} . Očekivani broj dana D_i u kojima se pojavljuje nedostatak snage usljed tog ispada dobija se u presjeku godišnje krive trajanja dnevnog vršnog opterećenja i ordinate $(P_{GrM} - \Delta P_{Gi})$. Ovaj očekivani broj dana sa manjkom generatorske snage može se smanjiti povećanjem rezerve P_{rez} , odnosno maksimalne raspoložive snage generatora sistema P_{GrM} .

LOLP indeks se sastoji iz dva segmenta u kojima je neraspoloživost generatorskih kapaciteta intenzitetom prinudnih (FOR) ("Forced Outage Rate") i planskih ispada SOR ("Scheduled Outage Rate"). Efekat slučajnih prinudnih ispada procjenjuje se probabilistički, a planskih deterministički. Zato je vrlo važno da se odredi pouzdanost proizvodnog podsistema pri uticaju prinudnih ispada. Tri naprijed opisana metoda za određivanje rezerve proizvodnih kapaciteta u dominantno termoeenergetskim sistemima koriste se za procjenu potrebne dodatne generatorske snage koja treba da pokrije rastuće potrebe sistema. Danas se u tu svrhu najviše koristi probabilistički LOLP - indeks pouzdanosti.



Sl.6.2 Ilustracija određivanja očekivanog broja dana sa manjkom proizvedene snage

Za proračun LOLP - indeksa pouzdanosti koriste se osnovni podaci o veličinama proizvodnih kapaciteta, intenzitetima prinudnih ispada i vršnom opterećenju sistema, datim preko godišnje krive trajanja dnevne vršne snage. Godišnji LOLP indeks predstavljen preko zbirne vjerovatnoće ukupnog očekivanog broja dana D u godini sa manjkom generatorskih kapaciteta ΔP_G izračunava se preko jednačina:

$$LOLP^g = \mathcal{P}(\Delta P_G) D = \sum_i \mathcal{P}(\Delta P_{gi}(r_j)) D_i \quad [r.j.] \quad (6.9)$$

$$\mathcal{P}(\Delta P_{gi}(r_j)) = \mathcal{P}(r_j) = \binom{n_j}{r_j} q_j^{r_j} p_j^{n_j - r_j}; \quad p_j = 1 - q_j \quad (6.10)$$

gdje je:

- $i=1,2,\dots,n_j$ - indeks ispada generatorske snage ΔP_{gi} ;
- r_j - broj agregata istog tipa j (A,B,C, . . .) koji su u kvaru;
- n_j - ukupan broj svih mogućih kombinacija ispada pojedinih j identičnih agregata, za neku određenu ispalu snagu ΔP_{gi} ;
- D_i - broj dana koji na Sl. 4.2 odgovara presjeku ordinate $(P_{GrM} - \Delta P_{gi})$ sa godišnjom krivom trajanja dnevnog vršnog opterećenja pri pojavi ispada generatorske snage ΔP_{gi} , izražen u [r.j.], referisanim na broj dana u godini ($D^g = 365$);
- $\mathcal{P}(\Delta P_{gi}(r_j))$ - vjerovatnoća pojave deficita generatorske snage ΔP_{gi} koja se računa preko izraza (6.10), pri čemu ispala snaga ΔP_{gi} mora biti cjelobrojni umnožak jedinične raspoložive snage j -tog tipa agregata P_{Grj} i broja r_j u i - toj kombinaciji kvarova raspoložive snage agregata istog tipa $r_j = 1,2, \dots, n_{rj}$ ($\Delta P_{gi}(r_j) = r_j P_{Grj}$);
- $\mathcal{P}(r_j)$ - vjerovatnoća simultanih ispada r_j od ukupno n_{rj} agregata iste jedinične raspoložive snage P_{Grj} i identičnih intenziteta prinudnih ispada;
- q_j - vjerovatnoća pojave prinudnih ispada individualnih agregata j -tog tipa;
- $p_j = 1 - q_j$ - vjerovatnoća ispravnog rada individualnih agregata j -tog tipa;
- $\binom{n_j}{r_j}$ - broj kombinacija istovremenih ispada r_j od ukupno n_j identičnih agregata istog tipa j .

Ako u sistemu postoji više tipova identičnih agregata, vjerovatnoća simultanih ispada (6.10) računa se za svaki tip posebno. Na primjer, neka se raspolaže sa tri tipa agregata ($j=A, B$ i C), čiji je ukupan broj mogućih kombinacija ispada n_A, n_B i n_C , respektivno, a pojedinačna raspoloživa snaga P_{GrA}, P_{GrB} i P_{GrC} i vjerovatnoća pojave prinudnih ispada q_A, q_B i q_C , respektivno. Vjerovatnoće pojave pojedinih ispada r_A agregata tipa A , r_B agregata tipa B i r_C agregata tipa C su:

$$\begin{aligned} \mathcal{P}(r_A) &= \binom{n_A}{r_A} q_A^{r_A} p_A^{n_A - r_A}; & \Delta P_G(r_A) &= r_A P_{GrA} \\ \mathcal{P}(r_B) &= \binom{n_B}{r_B} q_B^{r_B} p_B^{n_B - r_B}; & \Delta P_G(r_B) &= r_B P_{GrB} \\ \mathcal{P}(r_C) &= \binom{n_C}{r_C} q_C^{r_C} p_C^{n_C - r_C}; & \Delta P_G(r_C) &= r_C P_{GrC} \end{aligned} \quad (6.11)$$

Vjerovatnoća simultanog ispada r_A agregata tipa A i r_B tipa B , ukupne ispale snage $\Delta P_G(r_A + r_B) = r_A P_{GrA} + r_B P_{GrB}$, onda je

$$\mathcal{P}(r_A + r_B) = \mathcal{P}(r_A) \mathcal{P}(r_B); \quad \Delta P_G(r_A + r_B) = r_A P_{GrA} + r_B P_{GrB} \quad (6.12)$$

dok je vjerovatnoća simultanog ispada r_A agregata tipa A , r_B agregata tipa B i r_C agregata tipa C , ukupne ispale snage

$$\Delta P_G(r_A + r_B + r_C) = r_A P_{GrA} + r_B P_{GrB} + r_C P_{GrC} \quad (6.13)$$

data izrazom

$$\mathcal{P}(r_A + r_B + r_C) = \mathcal{P}(r_A) \mathcal{P}(r_B) \mathcal{P}(r_C) \quad (6.14)$$

U suštini, formule (6.12) - (6.14) daju vjerovatnoću simultane pojave dva i tri nezavisna događaja kao proizvod njihovih individualnih vjerovatnoća pojava. One ustvari daju jedno od mogućih stanja navedenih događaja koja su za slučaj tri proizvodna agregata različitih snaga (A, B i C) i različitih intenziteta prinudnih ispada ($q_A + q_B + q_C$), navedena u tabeli 6.2.

Uopštavanje formula (6.13) i (6.14) za proračun vjerovatnoće deficita snage $\mathcal{P}(\Delta P_{gi})$ u izrazu (6.9) za bilo koji broj i kombinaciju istih agregata je jednostavno i može se po Tabeli 4.2 sprovesti za svaki poseban slučaj.

Tabela 6.2 *Moguća stanja proizvodnog podsistema od tri različita proizvodna agregata (A, B i C) sa dva nivoa raspoloživosti*

Stanje i	Status proizvodnog agregata			Ispala snaga ΔP_{Gi}	Verovatnoća pojave stanja i
	A	B	C		
1	+	+	+	0	$(1 - q_A)(1 - q_B)(1 - q_C)$
2	+	+	-	P_{GrC}	$(1 - q_A)(1 - q_B)q_C$
3	+	-	+	P_{GrB}	$(1 - q_A)q_B(1 - q_C)$
4	-	+	+	P_{GrA}	$q_A(1 - q_B)(1 - q_C)$
5	+	-	-	$P_{GrB} + P_{GrC}$	$(1 - q_A)q_Bq_C$
6	-	+	-	$P_{GrA} + P_{GrC}$	$q_A(1 - q_B)q_C$
7	-	-	+	$P_{GrA} + P_{GrB}$	$q_Aq_B(1 - q_C)$
8	-	-	-	$P_{GrA} + P_{GrB} + P_{GrC}$	$q_Aq_Bq_C$
+ Agregat u pogonu					Zbir: 1,00
- Agregat van pogona					

Broj dana D_i za određeni deficit snage ΔP_{gi} očitava se na godišnjoj krivoj trajanja dnevnih vršnih opterećenja, kako je to pokazano na 4.2.

Na osnovu proračunatog broja dana u godini u kojima se pojavljuje deficit proizvodnih kapaciteta koji treba da zadovolje vršne snage na dijagramima opterećenja sistema i vjerovatnoće njihove pojave, proračunava se godišnji LOLP indeks preko izraza (6.9) i donosi zaključak o nivou pouzdanosti EES-a. Obično se unaprijed specificira neka ciljna vrijednost pokazatelja D u (6.9) (na primjer, 1 dan/god, ili čak 0,2 dana/god), pa se provjerom stvarne vrijednosti koja se dobija na osnovu prognoziranih opterećenja i plana izgradnje novih proizvodnih kapaciteta i pretpostavljene raspoloživosti proizvodnih agregata, utvrđuje da li je on sa predloženim planom razvoja postignut ili nije. Ako nije, u plan razvoja sistema se dodaju novi proizvodni kapaciteti čime se, pri istom vršnom opterećenju, povećava rezerva generatorske snage sve dok se ne postigne željena pouzdanost sistema.

LOLP indeks je najčešće korišćeni pokazatelj pouzdanosti podsistema. U opštem slučaju, on počiva na procjeni 365 dnevnih vršnih opterećenja u godini. Pritom treba imati u vidu da su vršna opterećenja prazničnih dana i vikenda znatno manji nego radnih, tako da imaju mali uticaj na godišnji LOLP indeks. Ako se posmatraju vršna opterećenja svakog dana u godini, godišnji LOLP indeks se izražava kao ukupan očekivani broj dana u godini sa deficitom generatorske snage.

Ako se LOLP indeks preračuna na bazi 8760 satnih opterećenja, on je u tom slučaju osjetljiv na dnevne promjene krivih trajanja opterećenja, pa uvažava efekte upravljanja potrošnjom, rada reverzibilnih HE i slične uticaje na povećanje rezerve u EES-u.

6.3.3 LOEP indeks pouzdanosti

Treba napomenuti da godišnji LOLP indeks pouzdanosti daje samo očekivani broj dana (ili sati) pojave deficita generatorske snage u godini, ali ne daje nikakvu informaciju o trajanju tih deficita. Na primjer, ne zna se koliki je deficit energije izazvao određeni deficit snage.

Da bi se kvantifikovao energetska efekat deficita snage, koristi se LOEP indeks ("Loss of Energy Probability") koji predstavlja vjerovatnoću pojave manjka proizvedene energije (u odnosu na ukupne potrebe sistema za energijom). LOEP indeks se za svaki sat izražava kao očekivana količina neisporučene energije, podijeljenom sa aktuelnim opterećenjem sistema.

Za proračun godišnjeg LOEP indeksa treba sprovesti proračun očekivane neisporučene energije za svaki od 8760 sati u godini. Zbir svih vrijednosti će onda dati ukupnu očekivanu godišnju neisporučenu energiju. Godišnji LOEP indeks se dalje dobija preko izraza

$$\text{LOEP}^g = \frac{\text{ukupna očekivana godišnja neisporučena energija [MWh]}}{\text{godišnja količina isporučene energije [MWh]}} \quad (6.15)$$

Na sličan način može se definisati i mjesečni (LOEP) - indeks.

6.3.4 Indeks učestanosti i trajanja (FD) - indeks

Indeks učestanosti i trajanja, ili FD - indeks ("Frequency and Duration") predstavlja očekivanu učestanost i trajanje kvarova koji izazivaju gubitak opterećenja tokom godine. Ovaj indeks predstavlja dopunu LOLP - indeksa.

Satni HLOLP - indeks povezan je sa učestanošću u $[h^{-1}]$ i trajanjem deficita u $[h]$ generatorskih kapaciteta preko proste relacije:

$$\text{HLOLP} = \text{učestanost} \cdot \text{trajanje deficita} \quad (6.16)$$

Za proračun FD - indeksa neophodno je poznavati još dva karakteristična pokazatelja proizvodnih agregata: srednje vrijeme trajanja kvarova i srednje vrijeme trajanja opravki u stima po danu, odakle se dalje računaju brojevi očekivanih dnevnih kvarova i opravki kao

$$\text{dnevni broj kvarova} = \frac{1}{(\text{srednje vrijeme trajanja kvarova}) [h/dan]} \quad (6.17)$$

dnevni broj opravki = $\frac{1}{\text{(srednje vrijeme trajanja opravki) [h/dan]}}$

Proizvodni agregati mogu se modelovati kao elementi sa dva stanja: "u pogonu" ili "u kvaru", sa brojem prelaza iz jednog u drugo stanje. Za proračun očekivanog trajanja i učestanosti pojave deficita generatorskih kapaciteta koriste se model stanja prelaza i adekvatan model zahtjeva sistema.

6.4 Izbor elektrana i veličine proizvodnih agregata

Preliminarni izbor elektrana - kandidata za izgradnju zavisi od raspoloživih prirodnih ili komercijalnih energetske resursa, pri čemu se kao prioritet smatra korišćenje hidropotencijala i drugih obnovljivih izvora.

Kada su u pitanju TE, izražen je trend povećanja njihovih jediničnih snaga u cilju smanjenja specifičnih investicionih troškova po [kW] instalisane snage i eksploatacionih troškova po [kWh] proizvedene električne energije. S druge strane, treba imati u vidu da se sa većim termičkim agregatima u sistemu povećavaju i zahtjevi za veličinom neophodne rezerve kojom će se ostvariti željeni nivo pouzdanosti EES-a. Sadašnja je praksa da se snaga najveći termičkih agregata u sistemu ograničava na 6 - 8 % od prognozirano vršnog opterećenja u godinama kada treba da uđu u pogon.

Osim toga, iz ekoloških razloga (zbog emisije štetnih gasova i odlaganja šljake i pepela, velikog sadržaja sumpora u uglju i sl.) instalisane snage TE na jednoj lokaciji se ograničavaju na 2400 MW.

Problem izbora ekonomske snage termičkih agregata može se u kontekstu navedenih ograničenja posmatrati na pojednostavljen, deterministički način. Najprije se nacrtava dijagram porasta očekivanog vršnog opterećenja sistema od k-tog do sljedećeg (k+1) - og trenutka, definisanog dužinom jednog intervala u periodu planiranja, kako je to učinjeno na Sl. 4.3. Pri tome se pretpostavlja da je promjena dnevnog vršnog opterećenja u intervalu između k-tog i (k+1)-og trenutka linearna. Na istom dijagramu na Sl. 6.3 naznačena su dnevna vršna opterećenja sistema P_{pM}^k i P_{pM}^{k+1} , potrebne rezerve proizvodnih kapaciteta u dva posmatrana trenutka P_{rez}^{k+1} (u k-tom trenutku) i P_{rez}^k (u (k+1)-om trenutku), pri čemu je $P_{rez}^k > P_{rez}^{k-1}$, zatim planirani dodatni generatorski kapacitet u k-tom trenutku P_{GD}^k i ukupna raspoloživa snaga P_{Gr}^k u k-tom trenutku. Bilansna nejednačina snaga sistema (6.3) ovdje se može pisati kao

$$P_{Gr}^k \geq P_{GD}^k + P_{rez}^{k-1} + P_{pM}^k \geq P_{pM}^{k+1} + P_{rez}^k \quad (6.18)$$

odakle je potreban dodatni generatorski kapacitet u k-tom trenutku

$$P_{GD}^k \geq (P_{pM}^{k+1} - P_{pM}^k) + (P_{rez}^k - P_{rez}^{k-1}) = n_k P_{Gj}^k; \quad P_{Gj}^k \leq \beta P_{pM}^k \quad (6.19)$$

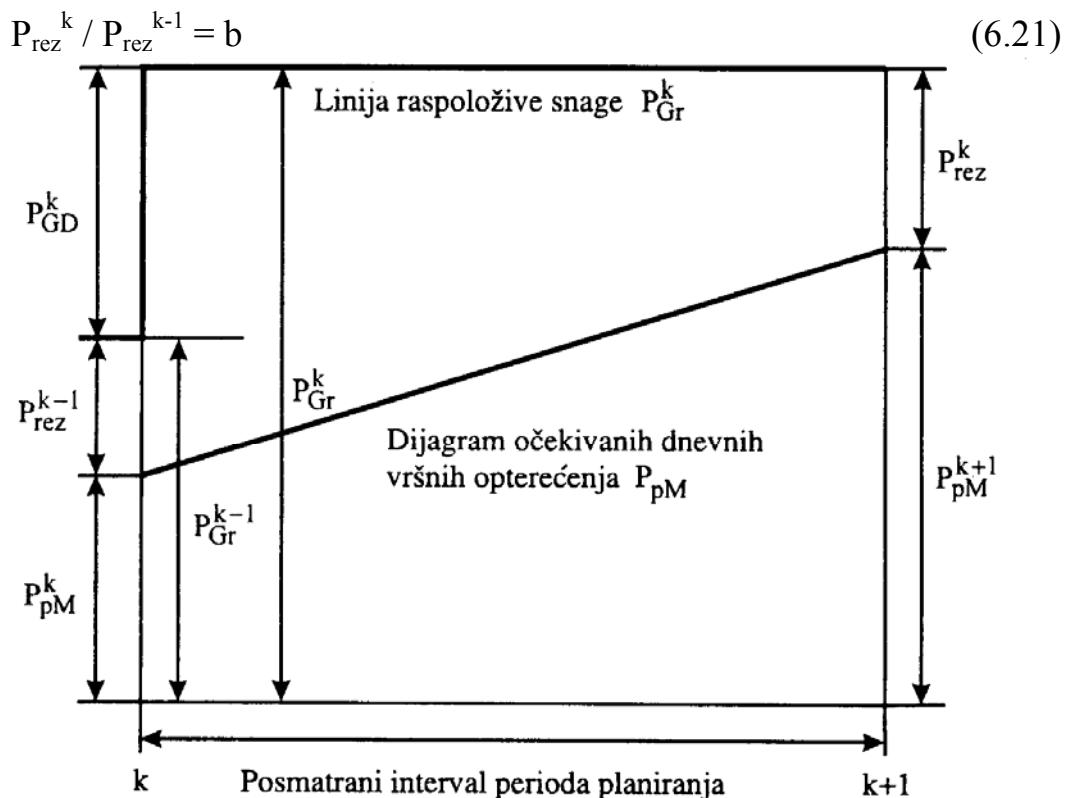
gdje je:

- P_{Gj}^k - snaga na pragu generatora najvećeg dodatnog termičkog agregata u k-tom trenutku;
 n_k - potreban broj novih agregata pojedinačne snage P_{Gj}^k ;
 β - najveća relativna veličina dodatnog agregata u odnosu na vršno opterećenje sistema P_{pM}^k .

Za praktičnu primjenu jednačine (6.19) uvodi se aproksimacija da je relativni porast vršnih opterećenja sistema u dva posmatrana diskretna vremenska trenutka (k-ti i (k+1) - i) konstantan

$$P_{pM}^{k+1} / P_{pM}^k = b \quad (6.20)$$

gdje je b pretpostavljeni koeficijent ravnomjernog relativnog porasta vršnih opterećenja u dva definisana uzastopna vremenska trenutka. Ista pretpostavka uvodi se i za odnos potrebnih rezervi



Sl. 6.3 Dijagram promjene osnovnih pokazatelja zahtjeva EES-a i planiranih proizvodnih kapaciteta između dva uzastopna diskretna

trenutka (k-tog i (k+1)-og)

Takođe se pretpostavlja da je

$$P_{rez}^k = a P_{Gj}^k \quad (6.22)$$

gdje je "a" relativna veličina rezerve u odnosu na snagu najvećeg agregata P_{Gj}^k u posmatranom vremenskom intervalu $[k, (k+1)]$.

Zamjenom izraza (6.20), (6.21) i (6.22) u (6.19), za potreban dodatni generatorski kapacitet u k-tom trenutku dobija se

$$P_{GD}^k = (b-1)(P_{pM}^k + P_{Gj}^k a/b) = n_k P_{Gj}^k \quad (6.23)$$

odakle se za snagu najvećeg agregata dobija izraz

$$P_{Gj}^k = P_{pM}^k (b-1) / [n_k - (b-1) a/b] \quad (6.24)$$

Ukupni investicioni troškovi za dogradnju n_k novih agregata iznose

$$C_I^k = n_k C_{Ij}^k = n_k c_{sj} P_{Gj}^k = c_{sj} P_{GD}^k = c_{sj}(b-1)(P_{pM}^k + P_{Gj}^k a/b) \quad (6.25)$$

gdje su:

- C_I^k - ukupni investicioni troškovi dodatnih generatorskih kapaciteta potrebnih u k-tom vremenskom trenutku;
- C_{Ij}^k - investicioni troškovi najvećeg dodatnog generatorskog kapaciteta snage P_{Gj}^k ;
- c_{sj} - specifični investicioni troškovi po jedinici snage agregata čija je snaga na pragu generatora (instalirana snaga) P_{Gj}^k .

Iz izraza (6.25) slijedi da na veličinu ukupnih investicionih troškova novih agregata C_I^k dominantan uticaj imaju specifični investicioni troškovi po jedinici snage c_{sj} (koji zavise od snage agregata P_{Gj}^k). Odnos investicionih troškova agregata istog tipa može se izraziti kao

$$C_{Ij}^k / C_{I0} = (P_{Gj}^k / P_{G0})^\alpha \quad (6.26)$$

gdje P_{G0} i C_{I0} predstavljaju nominalnu snagu i investicione troškove referentnog agregata, a P_{Gj}^k i C_{Ij}^k nominalnu snagu i investicione troškove j-tog agregata koji se upoređuje, dok je empirijski utvrđena vrijednost faktora α između 0,70 i 0,95.

Uvođenjem izraza (6.26) u (6.25) dobija se

$$C_I^k = C_{Ij}^k / P_{Gj}^k [(b-1)(P_{pM}^k + P_{Gj}^k a/b)] =$$

$$= C_{I0} / (P_{G0})^\alpha (b-1) [P_{pM}^k (P_{Gj}^k)^{\alpha-1} + a/b (P_{Gj}^k)^\alpha] \quad (6.27)$$

Pošto je $\alpha < 1$, onda je i $\alpha - 1 < 0$, iz izraza (6.27) slijedi da se ukupni investicioni troškovi C_I^k sastoje iz dvije komponente, od kojih jedna opada, a druga raste sa porastom najvećeg proizvodnog agregata P_{Gj}^k . Troškovi (6.27) imaju minimum pri

$$d(C_I^k)/d(P_{Gj}^k) =$$

$$= C_{I0} / (P_{G0})^\alpha (b-1) [P_{pM}^k (\alpha-1)(P_{Gj}^k)^{\alpha-2} + a\alpha/b (P_{Gj}^k)^{\alpha-1}] = 0$$

odakle je optimalna vrijednost snage najvećeg agregata kojeg treba uvesti u sistem u k-tom trenutku, uz uvažavanje ograničenja maksimalne jedinične snage

$$(P_{Gj}^k)^* = P_{pM}^k b/a (1-\alpha)/\alpha \leq \beta P_{pM}^k \quad (6.28)$$

Optimalna vrijednost snage $(P_{Gj}^k)^*$ očigledno zavisi od od vršnog opterećenja u k-tom trenutku i empirijskih koeficijenata a , b i α . Pogodno je da se proračun te snage izvrši za nekoliko vrijednosti koeficijenta trenda porasta vršnih opterećenja b , svodeći troškove (6.27) na referentni agregat iz (6.26), odakle se za definisanu etapu razvoja EES-a mogu nacrtati neophodne karakteristične krive relativnih troškova $C_{Ij}^k / C_{I0} = f(b)$. Na osnovu ovih krivih se donosi odluka o veličini najvećeg agregata koji se može planirati za određeni k-ti vremenski trenutak.

6.5 Izbor najpovoljnije strukture izvora električne energije

Ako za dogradnju (buduće proširenje) stoji na raspolaganju nekoliko tipova elektrana, najprije je potrebno proučiti individualne karakteristike svakog svakog od tih mogućih tipova izvora. Nakon toga, shodno bilansnim potrebama, pristupa se formiranju različitih kombinacija izvora istog i/ili različitih tipova, pri čemu se, pored bilansnih potreba u energiji, vodi računa i o drugim uticajnim faktorima, kao što su veličina sistema, očekivano vršno opterećenje i troškovi izgradnje i eksploatacije pojedinih izvora. Na kraju, između više kombinacija elektrana sličnih tehničkih performansi, bira se najekonomičnija kombinacija, tj. ona koja daje minimum ukupnih godišnjih troškova svih elektrana u sistemu.

6.5.1 Troškovi proizvodnih agregata

Klasično planiranje razvoja konkretnog EES-a zahtijeva analizu troškova cijelog sistema za razmatrane kombinacije novih izvora, za koje se daje vremenski plan ulaska u pogon od početne do krajnje (horizont) godine, koje će zadovoljiti zahtjeve bilansa i pouzdanosti. Dvije osnovne komponente troškova o kojima je već bilo govora su:

1. Investicioni troškovi i
2. Eksploatacioni (pogonski) troškovi.

Investicioni troškovi su svi oni troškovi neophodni da se projekat izgradnje nekog objekta realizuje. Ukupni troškovi izgradnje nekog proizvodnog agregata nominalne snage mogu se izraziti preko jednostavne relacije

$$C_I = c_s P_{Gn} \quad [n.j.] \quad (6.29)$$

Komponente tih troškova na godišnjem nivou su:

- a. Otplata zajma (kredita) za izgradnju novog izvora,
- b. Kamata na pozajmljena sredstva,
- c. porezi, doprinosi, takse i osiguranje.

Shodno jednačini $C_I^g = c_I^g C_I = c_I^g c_s P_{Gn} \quad [n.j./god]$, godišnji investicioni troškovi izražavaju se kao procenat (stopa) početnih investicionih ulaganja (C_I). Zajedno sa stalnim troškovima pogona i održavanja oni čine fiksne godišnje troškove.

Ukupni godišnji investicioni troškovi svih elektrana mješovitog HE-TE sistema su

$$C_{IS}^g = \sum_{HE} C_{IHE}^g + \sum_{TE} C_{ITE}^g \quad (6.30)$$

Ako se godišnja stopa investicionih (u opštem slučaju fiksnih) troškova c_I^g mijenja iz godine u godinu, umjesto c_I^g koristi se stopa izravnatih fiksnih godišnjih troškova c_{FL}^g .

Eksploatacioni (pogonski) troškovi su svi troškovi koji se ostvaruju pri radu proizvodnih agregata. Mogu se precizno odrediti samo ako su poznati realni uslovi pogona za svaku buduću sedmicu (ili mjesec) u svim godinama perioda planiranja. Sastoje se iz stalnih i promjenljivih troškova goriva (samo u slučaju TE).

Ukupni godišnji eksploatacioni troškovi proizvodnog sistema su

$$C_{ExS}^g = \sum_{HE} C_{0MHE}^g + \sum_{TE} (C_{0MTE}^g + C_{gTE}^g) \quad [n.j./god] \quad (6.31)$$

gdje su ukupni troškovi pogona i održavanja HE (obuhvataju klasične i reverzibilne HE) i TE $C^g_{0M} = C^{og}_{0M} + C^{vg}_{0M}$ (uz odgovarajući indeks HE ili TE, respektivno), a troškovi goriva HE $C^g_{gHE} = 0$.

Ukupni i prosječni troškovi proizvodnje električne energije čitavog proizvodnog sistema dobijaju se kao zbir investicionih (6.30) i eksploatacionih (pogonskih) troškova (6.31), (ili zbir fiksnih i promjenljivih troškova)

$$C^g_S = C^g_{IS} + C^g_{ExS} = C^g_{FS} + C^g_{varS} \quad [n.j./god] \quad (6.32)$$

a prosječni troškovi godišnje proizvedene električne energije na pragu elektrana sistema kao količnik

$$c_{wS} = C^g_S / W^g_{ES} \quad [n.j./MWh] \quad (6.33)$$

gdje je W^g_{ES} očekivana (planirana) godišnja proizvodnja električne energije na pragu elektrana čitavog EES-a u [MWh].

Prosječni troškovi godišnje proizvedene električne energije koja se isporučuje potrošačima moraju još uzeti u obzir gubitke u prenosnoj mreži i troškove prenosa, distribucije, upravljanja i administracije, tako da se mogu izraziti kao

$$c_{wSu} = c_{wS} (1 + c_D) \quad [n.j./MWh] \quad (6.34)$$

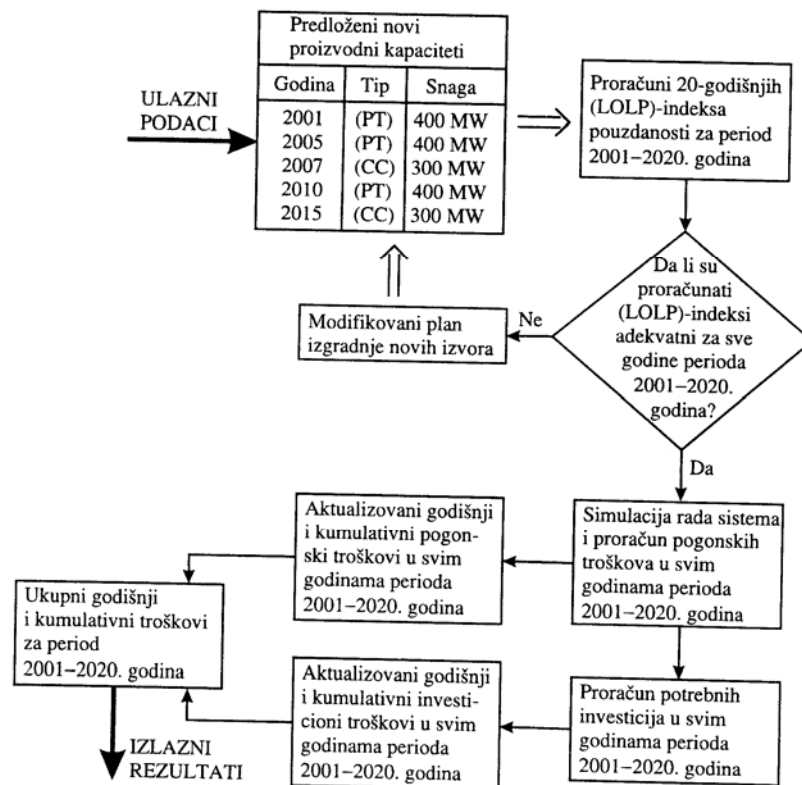
gdje c_D predstavlja prosječne dodatne troškove u [r.j.] koji se uključuju u troškove proizvedenog [MWh] električne energije na pragu elektrana.

6.6 Postupci planiranja razvoja izvora

6.6.1 Heurističko planiranje razvoja izvora

Heurističko planiranje razvoja izvora predstavlja kombinaciju analize pouzdanosti (procjena LOLP - indeksa), simulacije proizvodnje i investicionih troškova u cilju donošenja detaljnih planova izgradnje novih proizvodnih kapaciteta u budućnosti.

Blok-šema na Sl. 6.4 ilustruje glavne faze ovog metoda. U prvom koraku formira se predlog alternativnih kombinacija mogućih novih izvora koji će zadovoljiti potrebe potrošača u svakoj godini perioda planiranja.



Sl. 6.4 Blok - šema heurističkog planiranja dugoročnog razvoja proizvodnih kapaciteta u EES-u

Kao što se vidi iz prethodnog opisa, heurističko planiranje razvoja izvora zahtijeva detaljne analize pouzdanosti i aktuelizaciju investicionih, eksploatacionih i ukupnih troškova, sa velikim brojem intervencija planera, zbog brojnosti opcija koje treba ispitati. Zato se ono često naziva i "ručno" ili "interaktivno planiranje", za razliku od "automatskog planiranja" gdje se koriste formalne tehnike matematičke optimizacije.

6.6.2 Automatsko optimalno planiranje izvora

Automatizovani metodi optimalnog planiranja razvoja izvora koriste različite formalne postupke matematičke optimizacije (linearno, nelinearno, mješovito - cjelobrojno, dinamičko programiranje i druge) i njihove aproksimacije uklopljene u profesionalne programske pakete. Najpoznatiji profesionalni programski paketi su WASP, WIGPLAN, MNI, JASP i drugi, od kojih su najveću popularnost u posljednje dvije decenije stekli programski paketi WASP i JASP.

WASP je skraćenica za "Wien Automatic System Planning Package", originalno razvijen u američkoj elektroprivrednoj kompaniji TVA ("Tennessee Valey Authority") i istraživačkoj organizaciji ORNL ("Oak Ridge National Laboratory") u periodu 1972. - 1973. za međunarodnu atomsku

agenciju IAEA ("International Atomic Energy Agency") u Beču. Kasnije je razvijeno više verzija (WASP II za termo sisteme i WASP III - za mješovite hidro - termo sisteme).

Primjena ovog modela daje zadovoljavajuće rezultate u sistemima sa relativno uniformnom raspodjelom potrošnje i primarnih energetske resursa, gdje nema restrikcija u pogledu lokacije novih elektrana i gdje je prenosna mreža relativno jaka.

WASP III program može razmatrati optimalno proširenje proizvodnog podsistema (do 12 kategorija izvora) u periodu do 30 godina unaprijed, uz proizvoljan broj ograničenja. Za ekonomsku ocjenu mogućih opcija koristi kriterijum minimalnih kumulativnih aktuelizovanih godišnjih troškova. U funkciju troškova uključeni su aktuelizovani troškovi, svedeni na sadašnju vrijednost (PVC) investicija, goriva, pogona i održavanja i redukcija (tj. neisporučene električne energije).

Ograničenja u WASP III se odnose na zahtjeve pouzdanosti i bilanse električne snage i energije, kao i ostala tehnička ograničenja. Kao metod optimizacije WASP III koristi dinamičko programiranje.

Investicioni i eksploatacioni (pogonski) troškovi koji se razmatraju u procesu planiranja razvoja izvora nijesu nezavisni od lokacija elektrana i konfiguracije prenosne mreže. Naprotiv, ta dva faktora, kao i druge lokalne osobnosti, znatno utiču na izbor novih elektrana, o čemu se u WASP programu nije vodilo računa. U tom cilju došlo je do razvoja novih modela za dugoročno planiranje razvoja izvora u kojima se svi oni, sa svojim posebnim karakteristikama, razmatraju pojedinačno. Jedan od takvih modela je JASP ("Joint Automatic System Planning"), razvijen u Kini osamdesetih godina.

7. PLANIRANJE RAZVOJA MREŽA

7.1 Uvod

Planiranje razvoja prenosnih kapaciteta obavlja se u nekoliko odvojenih etapa, koje spadaju u domen dugoročnog i srednjeročnog planiranja razvoja. Osnovni zahtjev koji se postavlja u proceduri planiranja razvoja prenosnih kapaciteta jeste da prenosna mreža ne smije da predstavlja ograničavajući faktor u dopremanju električne energije od proizvodnih kapaciteta do potrošača u odredjenim radnim režimima. Navedeni zahtjev je posledica činjenice da su elementi prenosnih mreža znatno jeftiniji od komponenti proizvodnih kapaciteta. Prema tome, planiranje razvoja prenosnih kapaciteta predstavlja poslednju etapu u cjelokupnom procesu planiranja razvoja EES-a.

Generalna formulacija problema planiranja sastoji se u sledećem: *naći sve planove razvoja prenosne mreže u cjelokupnom periodu planiranja, tako da su ukupni troškovi minimalni i da su zadovoljena sva nametnuta tehnička ograničenja*. Postoji fundamentalna razlika između procedure planiranja razvoja proizvodnih i prenosnih kapaciteta. Dok je u prvom slučaju korišćen osnovni model u vidu jednotačkastog sistema, u ovom drugom problemu uvažavaju se sve veze između izvora i potrošača, što u matematičkom smislu znači da se koristi cjelokupni graf razmatrane mreže.

Pošto u okviru jedne strategije razvoja proizvodnih kapaciteta postoji mogućnost više kombinacija mikrolokacija novih elektrana, potrebno je usvojiti i jednu njihovu kombinaciju koja će biti relevantna za povezivanje novih elektrana na prenosnu mrežu. Potrebno je definisati prognozu budućih vrijednosti opterećenja u svim čvorovima razmatrane prenosne mreže. Za to se koristi osnovna prognoza, pod kojom se podrazumijevaju vrijednosti prognoziranih veličina dobijene determinističkom metodom, ili srednje vrijednosti prognoziranih veličina, kada se koriste probabilistički modeli.

Proračun razvoja prenosnih kapaciteta obavlja se u nekoliko nezavisnih etapa:

1. Studija dogradnje prenosne mreže;
2. Studija pouzdanosti prenosne mreže;
3. Studija dogradnje izvora reaktivne energije;
4. Studija provjere planova razvoja prenosne mreže.

Prve dvije od navedenih studija spadaju u oblast dugoročnog planiranja, dok se poslednje dvije mogu svrstati u domen srednjeročnog planiranja razvoja EES-a.

U prvoj studiji vrši se planiranje dogradnje prenosne mreže novim prenosnim elementima. U ovoj studiji se koristi princip sigurnosti, odnosno zahtijeva se da prenosna mreža obezbijedi nesmetano napajanje potrošača i u slučajevima unaprijed pretpostavljenih ispada proizvodnih i prenosnih elemenata.

U narednoj etapi, opet na bazi potrošnji i tokova aktivnih snaga, potrebno je proračunati pokazatelje pouzdanosti cijelog elektroenergetskog sistema i uporediti ih sa ciljnim (graničnim) vrijednostima.

Ako je cjelokupna razmatrana strategija razvoja prenosne mreže zadovoljila testove pouzdanosti u svim godinama perioda planiranja, moguće je pristupiti izradi treće studije koja se bavi problematikom dogradnje izvora reaktivne energije, odnosno, zadovoljenjem naponsko/reaktivnih prilika.

U okviru poslednje studije vrši se detaljna provjera svih prethodno dobijenih planova razvoja prenosne mreže iz razmatrane strategije razvoja, pri čemu su sada obuhvaćeni svi aspekti problema, odnosno tokovi i aktivnih i reaktivnih snaga.

U studijama dugoročnog planiranja razvoja koriste se približni modeli koji obuhvataju jedino tokove aktivnih snaga, dok se u studijama srednjeročnog planiranja razvoja koriste modeli kako aktivnih, tako i reaktivnih snaga.

Ovdje će se, ukratko, ukazati samo na osnovne zahtjeve Studije dogradnje prenosne mreže.

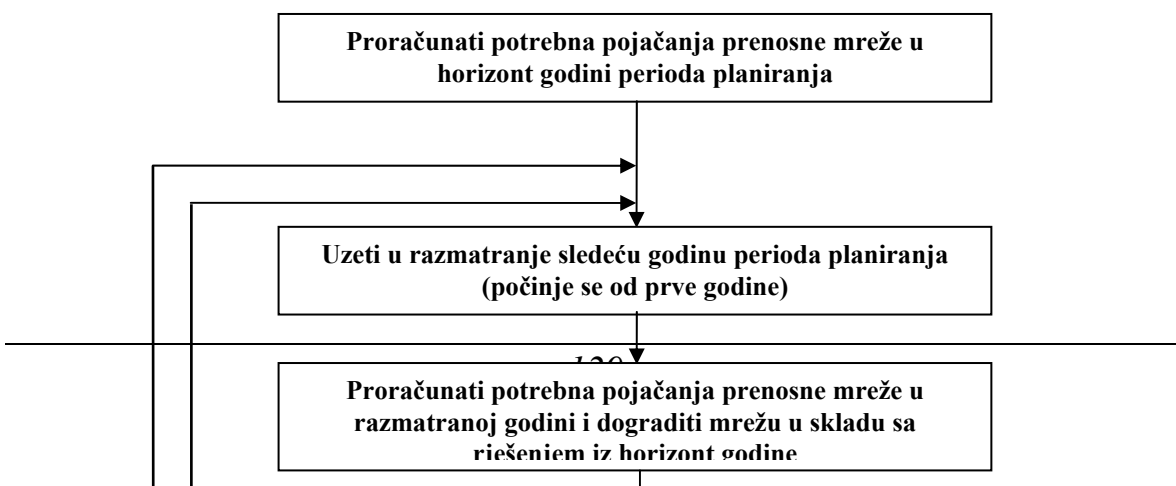
7.2 Studija dogradnje prenosne mreže

Do sada je razvijen veliki broj različitih modela za planiranje dogradnje prenosne mreže. U zavisnosti od dužine planiranja koji je modelom obuhvaćen, razlikuju se *statički* modeli u kojima je obuhvaćen samo jedan interval i *dinamički* modeli kojima je uzeto u obzir više intervala (sve godine perioda planiranja). U praksi se gotovo isključivo primjenjuju statički modeli.

Da bi se izbjegao nedostatak koji se ogleda u tome da se mreža ovim modelom dograđuje putem malih proširenja, u praksi se najčešće koristi logika planiranja za horizont godinu. Ona se sastoji iz tri osnovna koraka koji su prikazani algoritmom na Sl. 7.1.

U prvom koraku se proračunavaju potrebna pojačanja prenosne mreže za krajnju (horizont) godinu perioda planiranja. Ovako dobijena pojačanja se ne izvršavaju nego se samo memorišu. Zatim se primjenom istog statičkog modela vrši proračun potrebnih pojačanja iz dogradnje prenosne mreže u svim godinama perioda planiranja, počevši od prve do poslednje godine. Konačno, kada je dostignuta horizont godina perioda planiranja, vrši se provjera da li su ukupna pojačanja prenosne mreže u skladu sa prvobitnim rješenjem za horizont godinu. U slučaju negativnog odgovora, potrebno je vratiti se na drugi korak procedure planiranja dogradnje prenosne mreže i primijeniti drugačiju strategiju dogradnje.

Prvi korak u globalnom algoritmu proračuna dogradnje prenosne mreže predstavlja učitavanje polaznih podataka. U narednom koraku, sprovodi se procedura analize sigurnosti. Ovdje se kao osnovni kriterijum koristi deterministički princip sigurnosti, prema kojem se zahtijeva zadovoljenje postavljenih tehničkih ograničenja u svim unaprijed pretpostavljenim radnim režimima.



Sl. 7.1 Algoritam planiranja dogradnje prenosne mreže

Ako u bilo kom od analiziranih režima postoji preopterećenje bar jednog prenosnog elementa, neophodno je preći na treći, u metodološkom smislu, najvažniji korak algoritma, a to je definisanje najboljih grana, kandidata za pojačanje prenosne mreže.

U okviru poslednjeg koraka najprije se sve prethodno memorisane grane kandidati za pojačanje redjaju po efikasnosti za eliminisanje preopterećenja, da bi se zatim izvršila dogradnja prenosne mreže jednim (najboljim) elementom. U slučaju postojanja prepterećenja grana, postupak se vraća na istu godinu perioda planiranja, u cilju provjere adekvatnosti uvedenog pojačanja.

Iz navedenog algoritma je očigledno da se u jednoj godini perioda planiranja vrši odabir između više mogućih grana za pojačanje mreže. Cjelokupna procedura se ponavlja i u ostalim godinama perioda planiranja, odakle se vidi da se jednim propuštanjem algoritma sa Sl.7.1 dolazi do jedne strategije razvoja prenosne mreže. Uzastopnim propuštanjem algoritma sa slike dolazi se do stabla odluke. Kao najbolja strategija usvaja se ona koja zahtijeva minimalne ukupne troškove.

Svi potrebni podaci se mogu podijeliti u tri osnovne grupe:

1. Podaci o prognoziranim potrošnjama;
2. Podaci o proizvodnim kapacitetima;
3. Podaci o prenosnoj mreži.

U okviru prve grupe podataka, zahtijevaju se podaci o prognozama aktivnih snaga potrošnje svih čvorišta razmatrane prenosne mreže, u svim godinama perioda planiranja. U pogledu druge grupe podataka, osnovni podaci su ograničenja minimalne i maksimalne aktivne snage proizvodnje, kao i redosled angažovanja agregata. Neophodni su podaci i o topološkoj

povezanosti, maksimalnim propusnim sposobnostima, kao i investicionim troškovima elemenata prenosne mreže. Na kraju je potrebno dodati i spisak dozvoljenih koridora za izgradnju novih dalekovoda.

Slično kao i u slučaju planiranja razvoja izvora, razvijeni su kompleksni računarski paketi za planiranje razvoja prenosnih mreža. Jedan od takvih paketa koji se koristio u prethodnoj Jugoslaviji je programski paket TRANSPLAN (skraćenica od "TRANSMISSION PLANING"). Taj paket je razvijen u belgijskoj firmi "System Europe" krajem sedamdesetih godina.

Sve naprijed rečeno o planiranju EES-a, odnosno njegovih podsistema, govori da su u pitanju veoma kompleksni postupci koji, pored solidnih baza podataka, zahtijevaju odgovarajuće komercijalne softverske pakete (sa brojnim programskim blokovima) i veomaiskusne timove eksperata za njihovo korišćenje i interpretaciju dobijenih rezultata.

Takođe, procedura planiranja razvoja EES-a nije statički, već dinamički proces. Naime, tokom vremenski dugog perioda koji protekne između planiranja i početka eksploatacije, mogu se promijeniti, kako ulazne pretpostavke, tako i same karakteristike EES-a. Promjene u sastavu potrošača, strukturi proizvodnog podsistema, konfiguraciji prenosne i distributivnih mreža, napredak u tehnologiji osnovne opreme itd., mogu često zahtijevati i promjene usvojenih principa planiranja razvoja EES-a. Zato ti principi ne smiju biti skup tvrdih i nepromjenljivih dogmi, već elastična pravila koja se mogu lako prilagoditi stvarnoj situaciji i promjenama tokom pojedinih faza razvoja sistema u periodu planiranja. Oni treba da omoguće relativno jednostavnu aktuelizaciju planova razvoja, bilo u regularnim vremenskim intervalima, bilo poslije nekih većih promjena prilika u sistemu, ili promjena ulaznih pretpostavki u modelima iz kojih se sastoji paket za planiranje razvoja sistema. Korišćeni modeli moraju biti prilagođeni specifičnostima sistema koji se razmatra, što isključuje prosto preuzimanje i primjenu brojnih stranih metodologija koje se pojavljuju na tržištu, bez prethodne provjere i neophodnih prilagođavanja na specifične lokalne prilike u sistemu koji se razmatra.

Literatura

1. Milan S. Čalović, Andrija T. Sarić: *Eksploatacija Elektroenergetskih Sistema*, Beopres, Beograd 1999. g.
2. Milan S. Čalović, Andrija T. Sarić: *Planiranje Elektroenergetskih Sistema*, Beopres, Beograd 2000. g.

3. R. L. Sullivan: *Power System Planning*, McGraw Hill, New York, NY, USA, 1977
4. H. Požar: *Snaga i Energija u Elektroenergetskim Sistemima*, Svezak 1 i 2, II izdanje, Informator, Zagreb, 1983
5. B. Udovičić: *Elektroenergetika*, Školska knjiga, Zagreb, 1983
6. T.W. Berrie: *Power System Economics*, IEEE Power engineering, Series 5, Peter Peregrinus Ltd, London, UK.