ნოდარ კოდუა

ჰიდროელექტროსადგურები

2017 წელი

ანოტაცია

სახელმძღვანელოში ,,ჰიდროელექტროსადგურები'' განხილულია ჰესების განხორციელების სქემები. კერძოდ, გაანალიზებული და აღწერილია კონსტრუქციული თავისებურებები, რომელიც ახასიათებს კაშხლურ, კაშხლურ-დერივაციულ და დერივაციულ ჰიდროელექტროსადგურებს.

განხილულია ჰესების მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმები. ნაჩვენებია, რომ საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მიუღებელია ჰესის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება შედარებით ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმით, რომელიც გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში გამოიყენებოდა.

ჰესების ეკონომიკური ეფექტიანობის დასასაბუთებლაად რეკომენდირებულია ნაწარმოები საქონლის ე.ი. ელექტროენერგიის მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობამდე მიყვანის აუცილებლობა.

თავების მიხედვით განხილულია ყველა ჰიდროტექნიკური ნაგებობა: კაშხალი, გვირაბი, არხი, ჰესის შენობა და სხვ.

სახელმძღვანელო განკუთვნილია სამშენებლო ფაკულტეტის ბაკალავრიატის, და ჰიდროინჟინერიის სპეციალობების ყველა საფეხურის სტუდენტებისათვის.

რეცენზენტები:

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის სამშენებლო ფაკულტეტის საინჟინრო მექანიკისა და მშენებლობის ტექნიკური ექსპერტიზის დეპარტამენტის პროფესორი ტარიელ კვიციანი

ენერგეტიკის აკადემიის აკადემიკოსი, ტექნიკურ მეცნიერებათა კანდიდატი თეიმურაზ არშბა

ს ა რ ჩ ე ვ ი

შესავალი 5

I ნაწილი

თავი I. წყლის ენერგია და მისი ათვისების (ხერხები) სქემები

1.1. წყლის ნაკადის სიმძლავრე და ენერგია 12
1.2. ჰიდროელექტროსადგურის სიმძლავრე და ენერგია 15
1.3. ჰიდროენერგეტიკული რესურსების აღრიცხვა 21
1.4. ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა კლასიფიკაცია მათი დანიშნულების მიხედვით 24
1.5.წყლის ენერგიის გამოყენების ძირითადი სქემები 26
1.6.კაშხალთან მდებარე სქემით განხორციელებული ჰიდროელექტროსადგურები 28
1.7. დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები 33
1.8. კაშხლურ-დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები 35

თავი II. ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური მაჩვენებლები

2.1 ჰიდროელექტროსადგურების ენერგო-ეკონომიკური მაჩვენებლები 39
2.2. ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის დაფინანსების წყაროები, ინვესტირების სქემები და ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმები საბაზრო ეკონომიკის პირობებში 46

თავი III. წყალსამეურნეო და ჰიდროენერგეტიკული ანგარიშები

3.1. წყალსამეურნეო გაანგარიშებათა ამოცანები 76
და ამოსავალი ინფორმაცია 76
3.2. მდინარის ჩამონადენის რეგულირების სახეები 77
3.3. ჩამონადენის წყალსაცავით რეგულირების საანგარიშო ფორმულები 81
3.4. მდინარის ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდები 83
3.5. მდინარის ჩამონადენის წლიური რეგულირება 85
3.6. მდინარის ჩამონადენის მრავალწლიური რეგულირება 91
3.7. მიწოდების რეგულირება დისპეტჩერული გრაფიკით 95
3.8. ჰიდროენერგეტიკული გაანგრიშებები ბალანსური მეთოდის გამოყენებით 100

თავი IV. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობა ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში და მათი ძირითადი პარამეტრების შერჩევა 101

4.1. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობა ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში 104
4.2. ჰიდროელექტროსადგურის ძირითადი ტექნიკური პარამეტრების გაანგარიშება 106
4.3.წყალსაცავის ნორმალური შეტბორილი დონისა და სასარგებლო მოცულობის ეკონომიკური დასაბუთება 112
4. 4. დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრა დასადგენი წყალსაცავის დამუშავებისა და ავსების გრაფიკით სამართლიანი ტარიფის პირობებში 118

II ნაწილი

თავი V. ჰესის მოწყობილობები და შენობები

5.1. ჰესის შენობის ძირითადი ტიპები და მათი შეთანწყობა 128
5.2. ჰიდროტურბინები და მათი შერჩევა 129
5.3.ჰიდროგენერატორები და მათი ძირითადი პარამეტრები 130
5.4.ჰიდროაბრეგატის კონსტრუქცია 137
5.5. ჰიდროგენერატორები და მათი მოწყობილობები 142
5.6. ჰიდროგენერატორის პარამეტრების დადგენა 143

თავი VI.

6.1.ელექტრულ შეერთებათა სქემები ჰესებში 144

6.2. ამამაღლებელი ტრანსფორმატორები 146
თავი VII. ჰიდროელექტროსადგურის მექანიკური მოწყობილობები
7.1. წყალმიმღებებისა და სატურბინო მილსადენების საკეტები 149
7.2.ნატანდამჭერი ბისოსები და მათი გამწმენდი მოწყობილობები 152
თავი VIII.
8.1 ამწე-სატრანსპორტო მოწყობილობები 155
8.2. ჰესის შენობაში განლაგებული დამხმარე მეურნეობები 157
თავი IX
9.1.კალაპოტური ჰესის შენობები 160
თავი X
10.1 კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობები 163
10.2.დერივაციული ჰესის შენობები 167
10.3. მიწისქვეშა ჰესის შენობები 169
თავი XI
11.1. ჰიდროელექტროსადგურების ჰესის შენობის კონსტრუქციები . . 174
11.2.სამონტაჟო მოედანი 182
III ნაწილი
თავი XII
12.1.ჰიდროელექტროსადგურების წყალმიმღებები 184
12.2.უდაწნეო ზედაპირული წყალმიმღებების ტიპები და
კონსტრუქციები 189
12.3.ჰიდროელექტროსადგურების სალექარები 191
12.4. ჰიდროელექტროსადგურების დერივაციული წყალსატარები . . . 195
12.5 სადაწნეო აუზები 201
XIII თავი
13.1 სატურბინო მილსადენები 208
13.2 ფოლადის და რკინაბეტონის სატურბინო მილსადენები . . . 209
თავი XIV. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობის დაუმყარებელი
რეჟიმები
14.1. ჰიდრავლიკური დარტყმა დაწნევიან წყალსადენებში 214
14.2.დღე-ღამური რეგულირების შემთხვევაში ქვემო ბიეფში
წარმოშობილი დაუმყარებელი მოძრაობა 218
თავი XV. სათანაბრებელი რეზერვუარები
15.1. სათანაბრებელი რეზერვუარების დანიშნულება 220
15.2. წყლის მოძრაობის დიფერენციალური განტოლება დაწნევიან
სისტემაში სათანაბრებელი რეზერვუარით 224
15.3. სათანაბრებელი რეზერვუარების ტექნიკურ-ეკონომიკური
განგარიშებები და მათი ტიპის შერჩევა 228
თავი XVI.16.1 ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირებისა და
ექსპლუატაციის სტადიები 230
ლიტერატურა 239

შესავალი

დღეს ადამიანის არსებობა წარმოუდგენელია ელექტროენერგიის გარეშე, ამიტომ ყველა ცივილიზებული სახელმწიფო საკუთარი რესურსების ინტენსიური ათვისების ან მეზობელი სახელმწიფოებისგან შეძენის გზით უნდა ცდილობდეს მაქსიმალურად დააკმაყოფილოს ელექტროენერგიაზე მოსახლეობისა და წარმოების მზარდი მოთხოვნილებება. თუ თავდაპირველად ელექტროენერგია გამოიყენებოდა მხოლოდ განათების მიზნით, ამჟამად, იგი სახალხო მეურნეობის ყველა დარგის განვითარების საფუძველია.

ელექტრული დენის აღმოჩენისთანავე, დაიწყო ელექტროენერგიის გენერაციის წყაროების შესწავლა, რომელშიც პირველი ადგილი უჭირავს სათბობის წვის სითბოს გამოყენებას ჯერ მექანიკური ენერგიიის მისაღებად, შემდეგ კი მის გარდაქმნას ელექტროენერგიად. თავიდანვე გაჩნდა მოსაზრება, რომ ელექტროენერგია არის ენერგიის უნივერსალური წყარო, რადგან ის მიიღება მექანიკური ენერგიისგან და შეუძლია ისევ გარდაიქმნას მექანიკურ ენერგიად მცირეოდენი თბური დანაკარგების პირობებში.

ამრიგად, ნებისმიერი ეკონომიკურად განვითარებადი სახელმწიფოს პირველად საზრუნავი არის, ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების უზრუნველყოფა და დაბალანსება.

ამჟამად ელექტროენერგიიის მიღების მრავალი საშუალება არსებობს, მაგრამ ჩვენ განვიხილავთ მხოლოდ ისეთ წყაროებს, რომლებსაც შეუძლია ელექტროენერგიის გენერირება, ისეთი რაოდენობით, რომელიც დააკმაყოფილებს, თუნდაც საოჯახო მოთხოვნილება სათანადო დონეზე. ასეთი დენის წყაროები შეიძლება დაიყოს რამდენიმე ნიშნის მიხედვით. მათ შორის ყველაზე გავრცელებულია აღდგენადი და არააღდგენადი წყაროების მიხედვით დაჯგუფება.

ელექტროენერგიის მიღების აღდგენადი წყაროებია: ჰიდროელექტროსადგურები მდინარის ჩამონადენზე, მზისა და ქარის ენერგიაზე მომუშავე ელექტროსადგურები. არააღდგენადი ენერგიის გამოყენებით მომუშავე ელექტროსადგურებია: თბოელექტროსადგურები ან აირტურბინული დანადგარები, რომლებიც საწვავად იყენებს ნავთობპროდუქტებს, ნახშირს ან ბუნებრივ აირს. აგრეთვე ატომური ელექტროსადგურები, რომლებიც იყენებს ბირთვულ სათბობს U^{235}-ს, U^{233}-სა და Pu^{239}-ს.

ელექტროენერგიის წარმოების განსაკუთრებული სახეობაა ჰიდრომააკუმულირებელი ელექტროსადგური, რომელიც პიკური დატვირთვების დასაფარავად არის შექმნილი და იყენებს თბო ან ატომურ ელექტროსაგურზე მიღებულ ელექტროენერგიას ჯერ წყლის პოტენციური ენერგიის შესაქმნელად, შემდეგ კი მის გარდასაქმნელად ელექტროენერგიად.

მიუხედავად ზემოთ ჩამოთვლილი ელექტროსადგურების მნიშვნელოვანი ნაირსახეობისა, ამჟამად სერიოზული სიმძლავრეების შესაქმნელად ძირითადად გამოიყენება მხოლოდ სამი

სახის ელექტროსადგური, ესაა თბოელექტროსადგურები, ატომური ელექტროსადგურები, ჰიდროელექტროსადგურები (ჰესები). ბოლო ხანებში ასევე სერიოზული სიმძლავრეების მისაღებად იყენებენ აირტურბინული დანადგარებს, რომლებიც მუშაობს წვადი აირით და ორი ციკლის შემდეგ საკმაოდ მაღალ **მქკ**-ს აღწევს.

ყველა აღნიშნული ტიპის ელექტროსადგური მეტ-ნაკლებად მოქმედებს ქვეყნის ბუნების ეკოლოგიურ წონასწორობაზე. უარყოფითი ზემოქმედების შერბილება შესაძლებელია არამწარმოებლური დამატებითი ფინანსური დანახარჯების გაწევის გზით. ამ გზით ყველაზე ნაკლები უარყოფითი ზემოქმედების მიღწევა შესაძლებელია ჰესების მშენებლობის პირობებში. ნაგებობათა მუშაობის საიმედობის რისკფაქტორებიც ჰესების შემთხვევაშიც ნაკლებია. მაგრამ ნებისმიერი სახელმწიფო ელექტროენერგიის წარმოების გასაზრდელად გადაწყვეტილებას იღებს არა იმის მიხედვით, თუ როგორია ბუნებაზე ზემოქმედების ფაქტორები, არამედ იმის მიხედვით, თუ როგორი რესურსები აქვს ამ სახელმწიფოს ელექტროენერგიის საჭირო რაოდენობით წარმოებისათვის. როგორც ცნობილია, უმრავლეს სახელმწიფოს ჰიდრორესურსები ან საერთოდ არ გააჩნია, ან იმ რაოდენობით აქვს, რომ მან ნაწილობრივ მაინც დაფაროს მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე.

ამ მხრივ საქართველო ბედნიერი გამონაკლისია. მას იმდენი ჰიდროენერგეტიკული რესურსი აქვს, რომ შეუძლია მთლიანად შორეულ პერსპექტივაშიც კი დაფაროს თავისი მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე.

გამოთვლებით საქართველოში წელიწადში შესაძლებელია ჰიდროელქტროსადგურებზე ≈80 მლრდ. კვტ.სთ ენერგიის მიღება. ეს ერთ სულ მოსახლეზე (თუ ჩავთვლით, რომ უახლოეს მომავალში მოსახლეობა 5÷5,5 მლნ-ამდე გაიზრდება) $8\cdot10^{10}:(5\cdot10^{6})=16\ 000$ კვტ.სთ-ს ტოლია. ამასთანავე, საქართველოს აქვს დიდი რაოდენობით მურა და კოქსვადი ნახშირი, რომელიც გამოიყენება თესებში. ამჟამად შესწავლილი და მოძიებული მონაცემებით ამ რესურსს შეუძლია მოგვცეს 450 მლრდ. კვტ.სთ. თუ ელექტროენერგიის მოხმარება საქართველოში იქნება მოწინავე ევროპული ქვეყნების, ვთქვათ, იტალიისა და საფრანგეთის დონეზე, სადაც ერთ სულ მოსახლეზე მოიხმარენ 10–12 ათას კვტ.სთ-ს წელიწადში, მაშინ ნახშირზე მომუშავე ელექტროსადგურებს შეუძლიათ ქვეყნის უზრუნველყოფა მხოლოდ ≈45 წლის განმავლობაში. მაგრამ საბედნიეროდ, საქართველო ფლობს აღდგენად ჰიდროენერგეტიკულ რესურსებს, რომლის ტექნიკური პოტენციალი შეადგენს ≈80÷85 მლრდ. კვტ.სთ-ს წელიწადში, რაც 5 მილიონიანი მოსახლეობის თითოეულ წევრს უზრუნველყოფს მინიმუმ $\frac{80\cdot10^{9}}{5\cdot10^{6}}=16000$ კვტ.სთ-ით. ამასთანავე, თუ საჭირო გახდება შორეულ პერსპექტივაში საქართველოს შეუძლია გამოიყენოს აღდგენადი ქარის (წლის განმავლობაში

შეიძლება საკმაო რაოდენობით ქარის ენერგიიდან ელექტროენერგიის მიღება) და მზის ენერგია, რაც იმის მტკიცების საფუძველს იძლევა, რომ ჩვენს ქვეყანაში ელექტროენერგიის დეფიციტი არასდროს დადგება. საყურადღებოა აღინიშნოს, რომ ამჟამად საქართველოში ერთ სულ მოსახლეზე იწარმოება $\frac{9\cdot10^9}{4{,}5\cdot10^6}=2000$ კვტ.სთ, რაც ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების დაბალ დონეს უჩვენებს. ასეთი დონიდან ელექტროენერგიის მოხმარების 6-ჯერ გაზრდა ე. ი. ევროპული დონის მიღწევა მაშინაც კი თუ ელექტროენერგიას გამოვიყენებთ გათბობის მიზნით, გაზის მოხმარების ნაცვლად, თუნდაც შორეული პერსპექტივით საქართველოში შეუძლებლად უნდა ჩაითვალოს. უხეში გათვლებით მიზანშეწონილია საქართველოში ელექტროენერგიის მოხმარება უახლოეს მომავალში 10-20 წლის მანძილზე გაიზარდოს 20-25 მლრდ.კვტ.სთ-მდე, რომლის გარკვეული ნაწილი ექსპორტირებული იქნება მეზობელ ქვეყნებში.

ზემოთ ნახსენებ სხვადასხვა სახის ელექტროსადგურს აქვს სხვადასხვა ინტენსივობის ზემოქმედება ბუნების ეკოლოგიურ წონასწორობაზე. ზოგიერთი ტიპის ელექტროსადგურის მიერ გამოწვეული ზემოქმედება შესაძლებელია მეტ-ნაკლებად რამდენადმე შემცირდეს და გარემო პირობებზე უმნიშვნელო ზეგავლენა იქონიოს. ასეთ ელექტროსადგურებს განეკუთვნება ჰესები, მაგრამ თბოელექტროსადგურების და ატომური ელექტროსადგურების ფუნქციონირების ზემოქმედება ბუნების წონასწორობაზე შეუძლებელია შემცირდეს იმ დონეზე, რომ მან საგრძნობი უარყოფითი ზემოქმედება არ გამოიწვიოს. კონკრეტულად ეს გამოიხატება თბური ეფექტის ზეგავლენით ატმოსფეროს ტემპერატურაზე. ცნობილია, რომ ამ ელექტროსადგურებში საწვავის წვის შედეგად მიღებული მაღალი ტემპერატურის მქონე ორთქლი გამოიყენება მექანიკური ენერგიიის მისაღებად, რომლის ტურბინებში გარდაქმნის შედეგად მიიღება ელექტროენერგია. მაგრამ ორთქლის ტემპერატურის მხოლოდ 35-40% გამოიყენება, რის გამოც მისი საწყისი ტემპერატურა მცირდება, მაგრამ მაინც საკმაოდ დიდი ნაწილი ატმოსფეროში გამოიყოფა, რაც იწვევს საგრძნობ თბურ ეფექტს. ეს კი კაცობრიობას ემუქრება საშუალო კონტინენტური ტემპარატურის ამაღლებით, მარადიული მყინვარებისა და თოვლიანი მთების საფარის შემცირებით. ჰაერში გამოტყორცნილი ორთქლს სხვა უარყოფითი ზეგავლენაც აქვს ადამიანთა საყოფაცხოვრებო პირობებზე, მაგალითად, ის შეიცავს ნაწვავის წვრილ ნაწილებს, ნახშირმჟავიან აირს, რომელთა შემცირებაც შესაძლებელია თუ ძვირად ღირებულ ფილტრებს დავაყენებთ ორთქლის გამომშვებ ცილინდრულ სვეტებში. ატომურ ელექტროსადგურებში დამატებით სირთულეებს ქმნის მისი მუშაობის მაღალი საიმედოობის მიღწევა და რადიოაქტიური ნარჩენების დამარხვის სირთულე და აუცილებლობა.

ჰიდროელექტროსადგურებს სხვა უპირატესობაც აქვთ, ისინი უფრო მანევრირებადია, რადგანაც მათ შეუძლია მომხმარებელთა მოთხოვნილების ცვლილებაზე მყისიერად რეაგირება

ისე, რომ დენის ხარისხი, ნორმატიული სიხშირე და ძაბვა არ შეიცვალოს. ჰესის ტურბინის სიმძლავრის ცვლილება დამოკიდებულია მასში გამავალი წყლის ხარჯის ცვლილებაზე, რაც სატურბინო საკეტის სწრაფი მიკეტვისა და გაღების მეშვეობით ხორციელდება. ამასთანავე, თბო ან ატომური სადგურის საექსპლუატაციო დანახარჯები გაცილებით მეტია ჰესებთან შედარებით, რაც ექსპლუატაციის პერიოდში ამცირებს ელექტროენერგიის თვითღირებულებას. ჰესების განხორციელებისათვის გასაწევი დანახარჯების სიდიდე უარყოფით ფაქტორს წარმოადგენს, რაც დაკავშირებულია ელექტროენერგიის მოხმარების რაიონიდან მოშორებით, ზოგჯერ მისასვლელ გზებს მოწყვეტილ რაიონში რთული კონსტრუქციის მქონე ჰიდროტექნიკური ნაგებობის მშენებელობასთან. ამ საკითხებს ჰიდროელექტროსადგურების კურსის ძირითად ნაწილში დეტალურად განვიხილავთ.

აქვე არ შეიძლება არ აღინიშნოს ელექტროენერგიის მიღების ისეთი მოწყობილობა, როგორიც არის პლაზმური გენერატორები, სადაც ხერხდება აირიდან უშუალოდ ელექტროენერგიის მიღება. ასეთ ელექტროენერგიის წყაროებს ჰიდროდინამიკურ დანადგარებსაც უწოდებენ. მათში მარგი ქმედების კოეფიციენტის მნიშვნელობა 50%-ს აღწევს, რაც დიდად აღემატება თბო ელექტროსადგურებში მიღწეული მარგი ქმედების კოეფიციენტის მნიშვნელობას, მაგრამ დიდი სიმძლავრეების მიღება ისეთ დანადგარებში დღესდღეობით არ არის მიღწეული. პერსპექტივაში შესაძლებელია ეს ნაკლოვანება გამოსწორდეს და ელექტროენერგეტიკულ სისტემას მიეწოდოს ასეთ დანადგარებზე გენერირებული ეკონომიკურად ეფექტური ელექტროენერგია.

მიზანშეწონილია, შესავალში დავურთოთ საქართველოში ელექტროსადგურების მშენებლობის განვითარების მოკლე მიმოხილვა.

1887 წელს საქართველოში აშენდა მცირე სიმძლავრის თბო ელექტროსადგური, რომელიც ელექტროენერგიას გასანათებლად აწვდიდა თეატრებს. 1900 წლიდან მოყოლებული, მცირე სიმძლავრის თბოელექტროსადგურების რიცხვი თანდათან გაიზარდა და 1913 წლისთვის მათმა საერთო სიმძლავრემ 8 ათას კვტ-ს მიაღწია, ხოლო ენერგიის გამომუშავებამ 20 მლნ კვტსთ შეადგინა წლის განმავლობაში. ამის პარალელურად მცდელობა იყო მდინარის ენერგიაც გამოყენებულიყო ელექტროენერგიის მისაღებად. ამ ამოცანის განხორციელების მიზნით რუსეთის იმპერატორის გვარის წარჩინებულმა პირებმა, რომანოვებმა, გერმანელი სპეციალისტები მოიწვიეს ჰიდროელექტროსადგურის ასაშენებლად მდ. ბორჯომულაზე. მიზანი იყო ამ ელექტროსადგურს ენერგია განათებისათვის მიეწოდებინათ ლიკანის დასახლებაში რომანოვების რეზიდენციისთვის. ამ მიზნით 1898 წელს ბორჯომულაზე აშენდა 103 კვტ სიმძალვრის ჰიდროელექტროსადგური. მას მოჰყვა კიდევ რამდენიმე მიკროჰესის მშენებლობა, მაგრამ სერიოზული მშენებლობები რუსეთში

რევოლუციის პერიოდში და შემდეგ საქართველოს დამოუკიდებლობის 3 წლის განმავლობაში არ განხორციელებულა. მოგვიანებით 1922 წლის 10 სექტემბერს მდ. მტკვარზე დაიწყო ზემო ავჭალის ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობა. მისი პირველი რიგის სიმძლავრეები შეადგენდა 12,8 ათასი კვტ-ს, ექსპლუატაციაში შევიდა 1927 წელს და სადგურის მთლიანმა საპროექტო სიმძლავრემ შეადგინა 36,8 ათას კვტ. 1928 წელს მდ. რიონზე დაიწყო შედარებით მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურის, რიონჰესის მშენებლობა, რომლის საპროექტო სიმძლავრე შეადგენდა 48 ათას კვტ-ს. ამას მოჰყვა სხვა ჰესების მშენებლობა, როგორც აღმოსავლეთ, ისე დასავლეთ საქართველოში. მათი ჩამონათვალი და ენერგეტიკული პარამეტრები ნაჩვენებია ცხრ.1-ში. მათი ჯამური საპროექტო გამომუშავება აღემატება 10 მლრდ კვტსთ-ს, რაც საქართველოში შესაძლო მისაღები ჰიდროენერგეტიკული რესურსის მხოლოდ 12,4%-ს შეადგენს. სინამდვილეში ეს ჰესები ამჟამად გაცილებით ნაკლებ ელექტროენერგიას გამოიმუშავებს, რადგან საჭიროებს კაპიტალურ რემონტს. მიუხედავად ამისა, ისინი გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდში ფარავს საქართველოში ამჟამად არსებულ მოთხოვნილებას, რაც საშუალებას იძლევა ელექტროენერგიის ნაწილი საზღვარგარეთ გავიტანოთ.

სამაგიეროდ, შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში ელექტრომომარაგებაში დეფიციტი გვაქვს, რაც მეზობელი ქვეყნებიდან იმპორტირებული ელექტროენერგიით იფარება. ცხადია, პერსპექტივით ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილება იზრდება, რაც მოითხოვს ზრდის ტემპების დადგენას და ძირითადად ჰესების მშენებლობის გზით დაბალანსების ღონისძიებების გატარებას.

ცხრილი 1ა.

	ჰესების დასახელება	რეგულაციის მახასიათებელი	დადგმული სიმძლავრე	წყალსაცავის მოცულობა		დაწნევა		დონე	
				საერთო	სასარგებლო	საანგარიშო	მაქს/მინ	მაქს/მინ	კაშხალზე რიფული
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ხრამჰესი –I	წლ.	3 37.6 1 0.65 113.45	347	292/195	370	415.6/357	1512/1496	1513.5
2.	ხრამჰესი -II	დღ-ღ.	2 55=110	0.24	0.21/0.15	307	330/292.35	1091/1085	1091.4
3.	შაორჰესი	წლ.	4 9.6 38.4	71.3	68.8/64.5	478	538/461.67	1132/1124	1134.2
4.	ტყიბულჰესი	წლ.	4 20 80	84	62/37	293.1	311.2/286.5	522.5/515.5	524.5
5.	ენგურჰესი	წლ.	5 260 1300	1100	676/545	325	409.5/298	510/440	2500-900
6.	ვარდნილჰესი–I	დღ-ღ.	3 73.3 220	14.6	63/57	59	63/57	102.5/97	106
7.	ვარდნილჰესი–II-III-IV	დღ-ღ.	3 (2 20) 120	–	–	11.2	13/10	-	–
8.	ლაჯანურჰესი	კვირ	3 37.28 111.84	24.6	12.4/3.88	128.3	1341/1225	494/478	496.8
9.	გუმათჰესი –I	დღ-ღ.	4 11 44	39	13/0.73	24.5	26/23.5	200/196	200.15
10.	გუმათჰესი –II	დღ-ღ.	3 7.6 22.6	–	–	12.9	13.4/11.2	175.6/172.7	–
11.	რიონჰესი	დღ-ღ.	4 12 48	0.6	0.3/0.04	60	65.3/58.25	158.2/156.5	153.47
12.	ვარციხე ჰესი–I	დღ-ღ.	2 23 46	14.6	2.4/0.08	15	16.5/14.5	87/78	87.6
13.	ვარციხე ჰესი–II,III,IV	დღ-ღ.	3 (2·23) 138	–	–	14.8	-		
14.	ზაჰესი	დღ-ღ.	4 3.2+2·12 36.8	12	3/0.13	20	24.6/18.6	448/445.7	448.08
15.	ჭითახევი ჰესი	არარეგ	3·7 21	–	–	33	42.2/31.34	370	370
16.	ორთაჭალაჰესი	კვირ	3·6 18	–	–	10	11.25/7	389/386	3000
17.	სიონჰესი	წლ.	2·4.57 9.14	325	300/32.8	48	65.5/25	1068/1022	1070.3
18.	საცხენისი ჰესი	არარეგ.	2·7 14	–	–	127.8	128.5/127	243	–
19.	ჟინვალჰესი		4·32.5 130	520	370	133.5	179	-	
20.	სოხუმი ჰესი	დღ-ღ.	3·6.319+0.096 19.053	0.09	0.079/0.04	215	230.6/212.5	410/404	650
21.	აწჰესი	არარეგ.	2·8 1	–	–	41	47/39	155	
22.	ბჟუჟა ჰესი	არარეგ.	3·4.08 12.24	–	–	291	300/289	706.3	
23.	თეთრიხევი ჰესი	არარეგ.	2·6.8 13.6	–	–	109.6	110.1/108.6	-	–
24.	ალაზანი ჰესი	არარეგ.	2·2.4 4.8	–	–	35	37/35	-	–

ცხრილი 1ბ.

	წყლის ხვედრითი ხარჯი, $მ^3$		დერივაციის ხარჯი, $მ^3/წმ$	ტურბინა		გენერატორი		ძაბვა, კვ	საპროექტო გამომუშავება	ექსპლუატაციაში გაშვების წელი
	1მგვტ	1კვტ.სთ ბრუტ/ ნეტო		ტიპი	სიმძლავრე, საანგ.ხარჯი მგვტ /$მ^3$/წმ	ტიპი	სიმძლავრე, $\cos\varphi$ მგვტ			
	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20
1.	0.416	$\frac{1.5}{1.17}$	36	ვერტ. ჩამჩ.	$\frac{3.38}{3\times12}$	GS-2528	$\frac{3\times37.6+0.65}{0.8}$	10.5	217	1947
2.	0.39	$\frac{1.4}{1.4}$	40.5	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{2.5\times6.5}{2\times20}$	CB-1430/210	$\frac{2\times55}{0.8}$	10.5	370	1963
3.	0.298	$\frac{1.07}{0.9}$	10	ვერტ. ჩამჩ.	$\frac{4\times10}{4.24}$	GS-1910	$\frac{4\times9.6}{0.8}$	10.5	148	1955
4.	0.465	$\frac{1.67}{1.53}$	34	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{4\times21}{4\times8.5}$	SPFL 586/ 5110	$\frac{4\times20}{0.8}$	10.5	165	1956
5.	0.346	1.24	450	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{5\times260}{5\times908}$	CB-712 227-24	$\frac{5/260}{0.85}$	15.75	4340	1978
6.	1.95	7.2	120	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{3\times73}{3\times142}$	CBB-780 190-32	$\frac{3\times77}{0.85}$	13.75	700	1971
7.	10.6	38.2	425	ჰორ. მბრ. ფრთ.	$\frac{3\times(2\times20)}{2\times212}$	CGKB-480 115-64	$\frac{2\times(3\times20)}{0.98}$	3.15	420	1971
8.	0.89	3.2	60	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{3\times38}{3\times33}$	CGKB-480 115-64	$\frac{3\times37.28}{0.8}$	10.5	505	1960
9.	4.9	17.6	214	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{4\times11.5}{4\times53}$	SPFL 666/ 39-28	$\frac{4\times11}{0.8}$	6.3	256	1958
10.	10	36	214	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{3\times79}{3.21}$	SPFL 616/ 37-40	$\frac{3\times7.6}{0.8}$	6.3	138	1956
11.	2.08	7.48	84	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{4\times12.5}{4\times25}$	C-157/61	$\frac{4\times12}{0.8}$	6.6	325	1933
12.	7.6	27.36	350	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{2\times24}{2\times175}$	CB-866 70152	$\frac{2\times23}{0.8}$	10.5	248	1976
13.	-	-	-	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{3\times(2\times24)}{2\times175}$	CB-866 70-52	$\frac{2\times23}{0.8}$	10.5	3*248	
14.	6.4	23	235	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{4\times3.3+2\times12}{2\times175}$	BB-400 BB-884	$\frac{4\times3.2+2\times12}{0.8}$	6.4-66	210	1927
15.	3.53	12.7	60	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{3\times2.2}{3\times20}$	GS-250	$\frac{3\times7}{0.8}$	6.3	120	1949
16.	12.5	45	225	ვერტ. მბრ. ფრთ.	$\frac{3\times6.3}{3\times76}$	ВГС-525 65-48	$\frac{3\times6}{0.8}$	6.3	90	1954
17.	2.56	9.2	23	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{2\times4.7}{2\times11.5}$	ВГС-375	$\frac{2\times4.57}{0.8}$	6.3	33	1964
18.	0.93	3.34	13	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{2\times7.6}{2\times6.5}$	ВГС-260 10-12	$\frac{2\times7}{0.85}$	6.3	61	1952
19.	-	-	-	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{4\times33}{4\times6.5}$	CB-406 160-14	$\frac{4\times32.5}{0.8}$	10.5	500	-
20.	0.551	1.99	10.5	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{3\times6.3}{3\times3.5}$	GC 17-09	$\frac{3\times36+0.12}{0.75}$	6.3	102	1948
21.	3	0.9	45	ვერტ. რად. ღერძ	2×88	CB-425 60-24	$\frac{2\times8}{0.8}$	6.6	97	1937
22.	0.43	1.55	5.25	ჰორ. ჩამჩ.	$\frac{3\times4.7}{3\times1.75}$	PFW-506 26-12	$\frac{3\times4.08}{0.8}$	6.3	63	1956
23.	0.96	3.44	13	ვერტ. რად. ღერძ	$\frac{2\times6.8}{2\times6.5}$	ВГС-260 70-12	$\frac{2\times7}{0.85}$	6.3	49	1952
24.	4.14	15.3	19.8	ჰორ. რად. ღერძ	$\frac{2\times2.75}{2\times6.5}$	WR-254 500	$\frac{2\times2.4}{0.8}$	6.6	20	1942

თავი I. წყლის ენერგია და მისი ათვისების (ჭერხები) სქემები

1.1. წყლის ნაკადის სიმძლავრე და ენერგია

დედამიწაზე ატმოსფერული ნალექის წარმოქმნის მიზეზია ოკეანეების, ზღვების და ტბების ზედაპირებიდან სითხის ნაწილაკების აორთქლება. ხმელეთის ზედაპირი ხასიათდება უსწორმასწორობებით და მეტწილად ფხვიერი ნიადაგით, რის გამოც მოსული ნალექების დიდი ნაწილი ხევებში ჩაედინება, რაც მდინარის წარმოშობის ერთ-ერთ წყაროს წარმოადგენს. ნალექის ნაწილი გრუნტის მიერ შეწოვის შედეგად ფილტრაციის (სახით) მეშვეობით ისევ ხევში გამოედინება და მდინარის ნაკადს ზრდის. ამასთანავე, ხშირად ნალექები მოდის თოვლის სახით და მაღალმთიან რაიონებში ის გარკვეული დროის განმავლობაში არ დნება, რაც ქმნის თოვლიან მთებს, ხშირად გამყინვარებული ზედაპირით. გაზაფხული-ზაფხულის პერიოდში ხდება მისი ნაწილობრივი გადნობა, ეს კი კვებავს მდინარეებს. ნაწილი გრუნტებში ჩაჟონილი ნალექებისა გრუნტის მინერალური შემადგენლობის მიხედვით იცვლის თვისებებს და ისევ ზედაპირზე გამოსვლის შემდეგ მინერალურ წყლებად იქცევა, რომლებსაც შეიძლება სამკურნალო თვისებები ჰქონდეს და ის ენერგეტიკულად გამოუყენებელი რჩება.

ენერგეტიკული თვალსაზრისით, ინტერესს იწვევს მოსული ნალექების შედეგად მხოლოდ ხევებში თავმოყრილი ზედაპირული წყლები და ასევე მთებში შემორჩენილი თოვლის ან გამყინვარებული წყლის დნობის შედეგად მიღებული მდინარის ჩამონადენი.

მაღალი ნიშნულის მქონე მთიანი ხევებიდან წყლის ნაკადის დაბალ ნიშნულზე ჩამოსვლის პროცესი ხასიათდება გარკვეული ენერგიის გამოყოფით, რაც შესაძლებელია სასარგებლოდ იქნეს გამოყენებული ელექტროენერგიის მისაღებად. ბუნებრივ პირობებში წყლის ეს ენერგია იხარჯება მდინარის კალაპოტის დამუშავებაზე, კალაპოტში არსებული ქვების ტრანსპორტირებასა და ამ ქვების ურთიერთშეჯახებით ქვიშის წარმოქმნაზე.

მდინარეში წყლის ნაკადის სიმძლავრისა და ენერგიის გამოსათვლელად განვიხილოთ მდინარის რომელიმე უბანი, სადაც ნაკადი გადაადგილდება უცვლელი ფორმის მქონე ცოცხალი კვეთით და მუდმივი ხარჯით დინების გასწვრივ. ასეთი უბანი ნაჩვენებია 1.1. სურათზე. დავწეროთ ბერნულის განტოლება ერთმანეთისგან L მანძილით დაშორებული კვეთებისათვის.

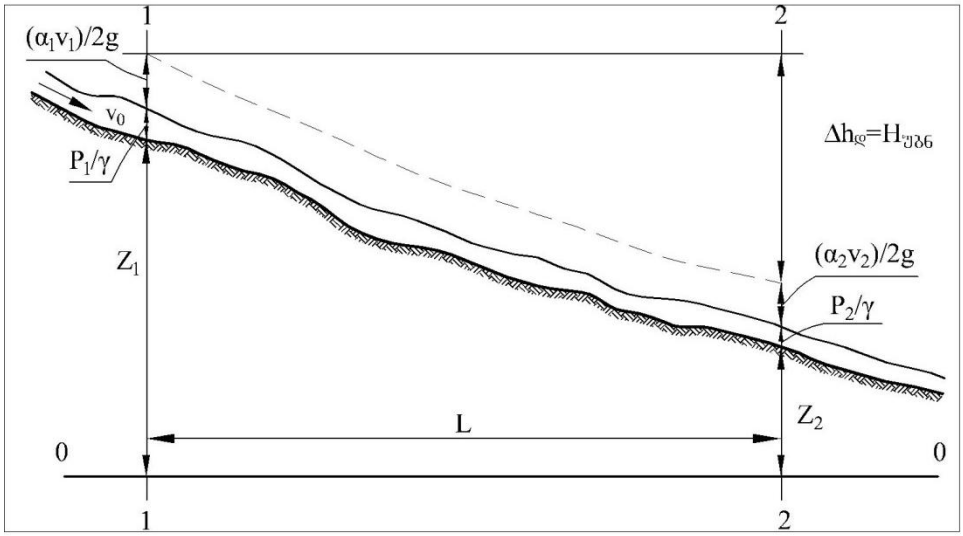
$$Z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\gamma} + \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} + \Delta h_{\text{ჯ}}; \qquad (1.1)$$

სადაც Z_1 და Z_2 მდინარის ფსკერის ნიშნულებია 1 და 2 კვეთებში.

– $\frac{P_1}{\gamma}$ და $\frac{P_2}{\gamma}$ წყლის დაწნევებია ფსკერზე 1 და 2 კვეთებში.

– $\frac{\alpha_1 V^2}{2g}$ და $\frac{\alpha_2 V_2^2}{2g}$ საშუალო სიჩქარით გამოწვეული დაწნევებია ფსკერზე 1 და 2 კვეთებში.

ამ ფორმულაში შემავალი α_1 და α_2 ცოცხალ კვეთში გასაშუალოებული სიჩქარეების უთანაბროდ განაწილების მაჩვენებელი კოეფიციენტებია, რომელთა მნიშვნელობებიც კალაპოტში არსებული ჰიდრავლიკური წინაღობების მიხედვით იცვლება 1,1÷1,2-ის ფარგლებში.



ნახ.1.1.

Δh არის ენერგიის დანაკარგი სითხის 1-1 კვეთიდან 2-2 კვეთამდე გადაადგილებისას. დავუშვათ, რომ კალაპოტის ცოცხალი კვეთის ფორმა არ იცვლება განსახილველ L უბანზე. მაშინ დაწნევითი ხვედრითი ენერგია 1-1 და 2-2 კვეთებში ერთმანეთის ტოლი იქნება, ე. ი. $\frac{P_1}{\gamma} = \frac{P_2}{\gamma}$ ასევე საშუალო სიჩქარით გამოწვეული დაწნევა ე. ი. კინეტიკური ენერგიებიც ამ კვეთებში ერთმანეთის ტოლია, ე. ი. $\frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} = \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g}$, რის გამოც (1.1) ტოლობიდან მივიღებთ

$$Z_1 - Z_2 = \Delta h_{დ} \tag{1.2}$$

(1.2) ფორმულა გვიჩვენებს, რომ კალაპოტში სითხის მოძრაობისას ენერგია იკარგება კალაპოტის ეროზიაზე, ნატანის ტრანსპორტირებას და წყლის მოძრაობის სხვა წინააღმდეგობათა გადალახვაზე. თუ დავუშვებთ, რომ 1-1 კვეთში ავაშენებთ კაშხალს და წყალს მივიყვანთ 2-2 კვეთამდე არხით ან მილსადენით, რომელშიც ჰიდრავლიკური წინააღმდეგობები გაცილებით ნაკლები იქნება მდინარის კალაპოტში არსებულ წინააღმდეგობებთან შედარებით, მივიღებთ სასარგებლო $\Delta h_{დ} = H$ დაწნევას, რაც მდინარის აღნიშნულ კვეთებში $W მ^3$ წყლის მოცულობის გავლის შემთხვევაში მოგვცემს $Э = \gamma \cdot W \cdot H$ ენერგიას, სადაც γ წყლის ერთეული მოცულობის წონაა ტექნიკური ერთეულებით, რადგანაც $1მ^3$ წყლის წონა $1000კგ$-ია, $W=1მ^3$ მოცულობის წყლის შემთხვევაში, როცა დაწნევა H=1მ-ს, გვექნება

$$Э = \gamma \cdot W \cdot H = \frac{1000კგ}{მ^3} \cdot მ^3 \cdot 1მ = 1000კგ \cdot 1მ = 1000კგ.მ \tag{1.3}$$

ამრიგად, გამოდის, რომ 1 მ^3 წყალი h=1 მ მანძილზე გადაადგილებისას ტექნიკურ ერთეულთა სისტემაში იძლევა 1000 კილოგრამმეტრ გამომუშავებას.

თუ გვინდა, რომ მუშაობა გამოვსახოთ საერთაშორისო სისტემის ერთეულებით ძალის ტექნიკური ერთეული – კგ უნდა გადავიყვანოთ საერთაშორისო სისტემაში მიღებული ძალის ერთეულით – ნიუტონით. 1 ნიუტონი არის ისეთი ძალა, რომელიც 1 კგ მასის სხეულს ანიჭებს 1მ/წმ^2 აჩქარებას. აქედან, გამოდის, რომ 1 ნიუტონი 9,81-ჯერ ნაკლებია 1 კგძალაზე ე. ი. 1ნ=1/9,81კგ=0,102კგ ანუ 1კგ=9,81ნ, აღნიშნულის გათვალისწინებით (1.3) ფორმულა გადაიწერება: Э=9,81·1000ნ·1მ=9810 ჯოულს, რადგან სიმძლავრე არის დროის ერთეულში, ვთქვათ, 1 წამში შესრულებული მუშაობა, (1.3) ფორმულა უნდა გაიყოს T დროზე, მაშინ გვექნება

$$N = \frac{Э}{T} = \frac{\gamma WH}{T} = \frac{9{,}81 \cdot 1000 ნ \cdot მ}{T} \quad \text{ვტ} \tag{1.4}$$

სადაც $\frac{W}{T} = Q$ წყლის ხარჯია დროის ერთეულში, აქ დროის ერთეულად მიღებულია 1 წმ, რის გამოც (1.4) ფორმულა გადაიწერება შემდეგნაირად:

$$N = \gamma \cdot Q \cdot H = 9810 \frac{ნ \cdot მ}{წმ} \tag{1.5}$$

ცნობილია, რომ სიმძლავრის ერთეულად მიღებულია $1\frac{ნ \cdot მ}{წმ} = 1ვტ$ და რადგანაც 1000ვატი=1კვტ-ს, მაშინ (1.5) ფორმულა მოგვცემს N= 9,81 კვტ, როცა H=1მ, $Q = 1\frac{მ^3}{წმ}$ და $\gamma = \frac{1000კგ}{მ^3}$. აქედან გამომდინარეობს, რომ თუ მდინარის ხარჯს შევაფასებთ $Q = მ^3/წმ$ -ებით დაწნევას H-ს მეტრებით, მაშინ სიმძლავრის ერთეულად მივიღებთ კილოვატს, ფორმულა (1.5) კი ჩაიწერება:

$$N = \gamma \cdot Q \cdot H = 9{,}8QH კვტ \tag{1.6}$$

გამომუშავების საანგარიშოდ მივიღებთ

$$Э = N \cdot T = 9{,}8 \cdot Q \cdot T \cdot H = 9{,}8 \cdot W \cdot H კვტ.სთ \tag{1.7}$$

სადაც კვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა T უნდა გამოისახოს საათებით. ზოგად შემთხვევაში კი წამებში, რადგან წყლის ხარჯი იზომება Q =მ^3/წმ-ში. (1.7) ფორმულის მიხედვით T=1სთ=3600წმ-ში გამავალი წყლის მოცულობა W=3600მ^3. ამრიგად, გამოდის რომ 1კვტ.სთ გამომუშავებას 1მ=H დაწნევის პირობებში იძლევა 3600მ^3 წყალი. მაგრამ თუ მუშაობის ერთეულად მივიღებთ SI-ის მიხედვით 1ნ·1მ-ს, ამ ერთეული მუშაობის გამოსათვლელად (1.7) ფორმულა უნდა გაიყოს 3600წმ =T=t-ზე, მაშინ მივიღებთ

$$Э = \frac{9{,}8 \cdot W \cdot H}{3600} = \frac{W \cdot H}{367{,}2} \tag{1.8}$$

ეს ფორმულა გვიჩვენებს, რომ W=1მ^3 წყალი იძლევა,

$Э = \frac{1 \cdot 1}{367{,}2} = 0{,}002723312$ კვტსთ ენერგიას.

ხოლო W=3600მ^3 წყალი –

$$Э = \frac{3600 \cdot 1}{367.2} = 9{,}8 \cdot Q \cdot T \cdot H = 9{,}8 \text{კვტ.სთ} = 9800 \text{ვატ.სთ} = 9800 \text{ჯოულ}$$ ენერგიას.

რადგანაც 1ნ·1მ=1 ჯოულს.

სინამდვილეში, როგორც მდინარის ხარჯი, ისე დაწნევა, H უბანზე იცვლება დროის მიხედვით, ამიტომ (1.6) ფორმულა შეიძლება ასე ჩაიწეროს:

$$N(t) = 9.8Q(t) \cdot H(t) \tag{1.9}$$

თუ გვინდა ვიანგარიშოთ რაიმე $t=T$ დროში წყლის ნაკადის მიერ შესრულებული მუშაობა, უნდა ვიპოვოთ (9) გამოსახულების ინტეგრალი

$$Э_T = \int_0^T N(t)dt = 9{,}8 \cdot \int_0^T Q(t) \cdot H(t)dt \tag{1.10}$$

მაგრამ ეს გამოსახულება ანალიზურად არ ამოიხსნება, რადგანაც არ არსებობს Q(t) და H(t) ანალიზური გამოსახულებები. ამოხსნა შეიძლება, თუ დროის სასრული ინტერვალებით წარმოვადგენთ Q_t –სა და H_t –ს გრაფიკებს.

1.2. ჰიდროელექტროსადგურის სიმძლავრე და ენერგია

ჰიდროელექტროსადგურებში წყლის ნაკადის მიყვანა ჰიდროტურბინებამდე, სადაც წყლის მექანიკური ენერგია გარდაიქმნება ელექტროენერგიად, სხვადასხვა სქემით ხორციელდება, რომლებსაც ჩვენ მოგვიანებით განვიხილავთ, მაგრამ ყველა განსახილველ შემთხვევაში ჰესის სიმძლავრისა და გამომუშავების დასადგენად, საჭიროა ვიცოდეთ ტურბინის ფრთებში წყლის შესვლის კვეთში არსებული დაწნევა $H_ტ$მ-ში და შესული წყლის ხარჯი Q მ^3/წმ. დამატებით უნდა ვიცოდეთ ტურბინის $\eta_ტ$ და გენერატორის $\eta_{გენ}$ მარგი ქმედების კოეფიციენტები. ტურბინის ფრთებში ნაკადის შესვლის კვეთში სტატიკური დაწნევა იანგარიშება ზედა და ქვედა ბიეფის ნიშნულებს შორის სხვაობით $\nabla_{ზ.ბ}-\nabla_{ქ.ბ}=H_{სტ}$, ნახ.1.2. ა) როცა გვაქვს ფერენსისის ტიპის ტურბინა, ხოლო პელტონის ტიპის ტურბინისას დაწნევა იანგარიშება ზემო ბიეფის ნიშნულს გამოკლებული საქშენის ხვრეტის ფართის ცენტრის ნიშნული. ე. ი. – $\nabla_{ზ.ბ}-\nabla_{ხ.ც}=H_{სტ.}$ მაგრამ $H_{სტ}$ დაწნევა სიმძლავრის საანგარიშო ფორმულაში უნდა შევიდეს, მას უნდა გამოაკლდეს ყველა ის ჰიდრავლიკური დანაკარგი, რომელსაც ადგილი აქვს წყალმიმღებიდან, ვიდრე ტურბინის წინა კვეთამდე. ასეთ დაწნევას ნეტო დაწნევა ეწოდება და იანგარიშება ფორმულით:

$$H_{ნეტ} = H_{სტ} - h_{ადგ} - h_{ℓ} \tag{1.11}$$

სადაც $h_{ადგ}$ – ადგილობრივი დანაკარგებია ნაკადის წყალმიმღების კვეთში, მოხვეულობაზე და საკეტების განლაგების კვეთებში, h_l – კი დანაკარგებია სიგრძეზე.

აღნიშნული დანაკარგებისა და მარგი ქმედების კოეფიციენტების გათვალისწინებით ჰესის სიმძლავრე გამოითვლება ფორმულით:

$$N_{\text{ჰეს}} = 9.8 H_{\text{ნ}} \cdot Q \cdot \eta_{\text{ნ}} \eta_{\text{ტ}}, \tag{1.12}$$

სადაც $\eta_{\text{ტ}}$=0.90-0.96 და $\eta_{\text{გ}}$=0.97-0.98 ტურბინის და გენერატორის მარგი ქმედების კოეფიციენტებია.

ხშირად გამოიყენება აღნიშვნა $\eta_{\text{ე.მოწყ}}$, რომელიც არის მქკ-ების ნამრავლი და იწოდება ენერგომოწყობილობების მარგი ქმედების კოეფიციენტად.

ანალოგიურად ჩაიწერება ჰესის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის საანგარიშო ფორმულა:

$$Э_{\text{ჰეს}} = \frac{H_{\text{ნ}} \cdot W}{367.2} \eta_{\text{ენ.მოწყ}} \tag{1.13}$$

თუ ტურბინებში გამავალი ხარჯი იცვლება დროის მიხედვით, მაშინ გასული ჯამური წყლის მოცულობა შეგვიძლია ვიანგარიშოთ შემდეგი გამოსახულებით:

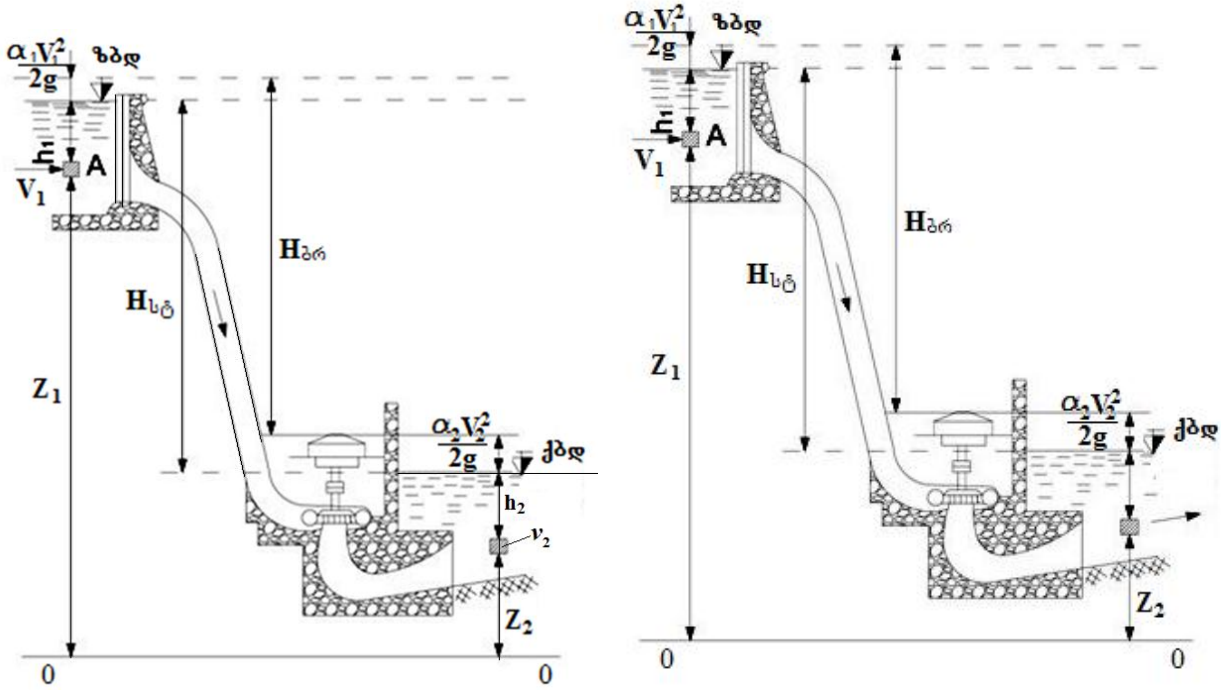
$$W_{\Sigma} = \int_0^T Q(t)dt \tag{1.14}$$

სადაც T – ტურბინის მუშაობის ხანგრძლივობაა წმ-ში, აღნიშნულ შემთხვევაში იგულისხმება, რომ – $H_{\text{ნ}}$ ნეტო დაწნევა დროის მიხედვით არ იცვლება. ზოგჯერ ჰესის მიერ გამომუშავებული ენერგიის დასაზუსტებლად მიზანშეწონილია $H_{\text{ნ}}$ ნეტო დაწნევა დავაზუსტოთ ნაკადის წყალმიმღებში შესვლის სიჩქარის გათვალისწინებით. მაშინ მივიღებთ ბრუტო დაწნევას, რომელიც იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$H_{\text{ბრ}} = H_{\text{ნ}} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} \tag{1.15}$$

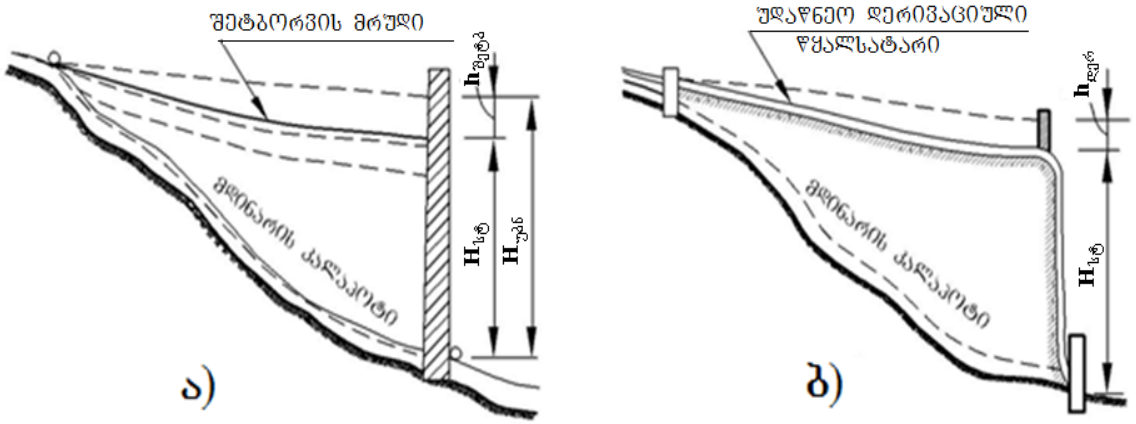
ეს დაწნევები გრაფიკულად ნაჩვენებია ნახ.1.2ა და 1.2.ბ-ზე.

როგორც ზემოთ მოყვანილი განმარტებებიდან ჩანს, ჰესის სიმძლავრე და გამომუშავებული ენერგია დამოკიდებულია ტურბინებზე განვითარებულ დაწნევაზე და მასში გამავალი წყლის ხარჯზე. რადგან დაინტერესებული ვართ ჰესის გამომუშავების გაზრდით, ჩვენს მიზანია ეს პარამეტრები შესაძლებლობის ფარგლებში გავზარდოთ. ხარჯის გაზრდა შეზღუდულია მდინარის ჰიდროლოგიური მონაცემებით და შესაძლებელია მხოლოდ მოთხოვნილი რეჟიმის მიხედვით მისი ცვლილება გარკვეულ დიაპაზონში. დაწნევის გაზრდა კი შესაძლებელია ტოპოგრაფიული და გეოლოგიური პირობების გათვალისწინებით ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა შესაბამისი კომპლექსის განხორციელებით გარკვეულ დონემდე. აქედან გამომდინარე იმის მიხედვით, თუ ნაგებობათა როგორი კომპლექსის გამოყენებით იქმნება დაწნევა, განარჩევენ სამი სახის პრინციპულ სქემას.



ნახ.1.2.

როდესაც კაშხლის ასაშენებლად არსებობს ვიწრო ხეობა სათანადო გეოლოგიური მონაცემების მქონე ქანებით, მიზანშეწონილია დაწნევის შექმნა მაღლივი კაშხლით (ნახ.1.3ა.). ამ ტიპის ჰესების ერთ-ერთი უპირატესობა ისიც არის, რომ შექმნილი წყალსაცავი იძლევა საშუალებას, გაიზარდოს ზამთრის დეფიციტის თვეებში ტურბინის ხარჯი და შესაბამისად ჰესის სიმძლავრე, ზაფხულის პერიოდში კი უფრო სრულყოფილად გამოვიყენოთ მდინარის წყალუხვი ჩამონადენი.



ნახ. 1.3

ჰიდროელექტროსადგურის დერივაციული სქემით განხორციელებისას სასარგებლო დაწნევა იქმნება მდინარის კალაპოტიდან წყლის ტრანსპორტირებით ხეობის გასწვრივ უდაწნეო გვირაბით ან არხით, რომელსაც ექნება გაცილებით ნაკლები ქანობი, ვიდრე აქვს თვით მდინარის კალაპოტს. გარკვეული მანძილის გავლის შემდეგ მდინარის ფსკერის

ნიშნულსა და დერივაციაში წყლის დონის ნიშნულს შორის შეიქმნება სხვაობა, რომელიც არის სასარგებლო დაწნევა ჰესზე სიმძლავრის მისაღებად (ნახ.1.3 ბ.)

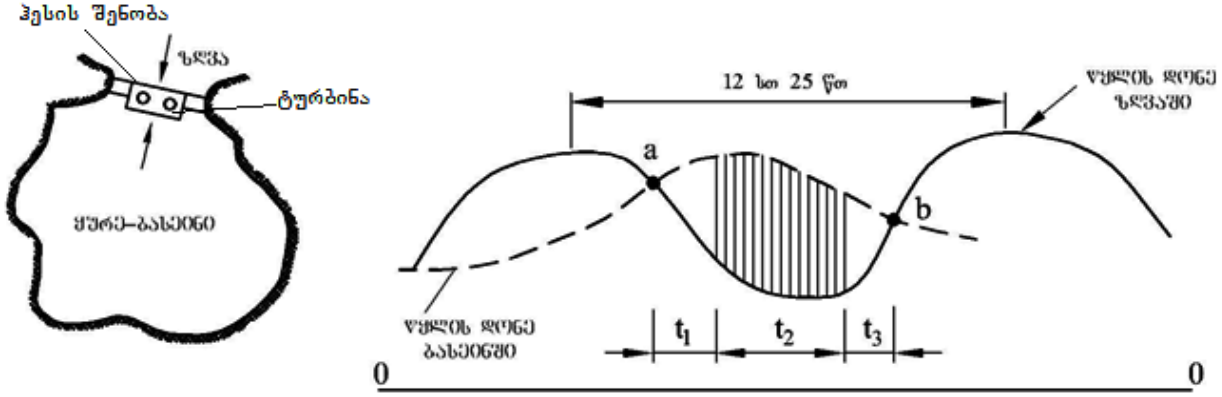
უდაწნეო დერივაციაში წყალი სვდება მდინარის კალაპოტში მცირე სიმაღლის კაშხლის მოწყობის შედეგად. რადგანაც დერივაციულ არხს ან გვირაბს აქვს მცირე ქანობი, დაუშვებელია მასში ფსკერული ან შეწონილი ნატანის მოხვედრა, ამიტომ სათავე ნაგებობასთან, კაშხლის მახლობლად ეწყობა ფსკერული ნატანის მოსაცილებელი გალერეა და შეწონილი ნატანის მოსაცილებლად კი სალექარი, რომელთა კონსტრუქციებს ჩვენ მოგვიანებით განვიხილავთ. ამასთანავე, დერივაციის ბოლოს, სადაც ასეთი არხით მიწოდებული წყალი გადავა სატურბინო მილსადენებში, დაწნევით მდგომარეობაში ეწყობა სადაწნეო აუზი. მას უნდა ჰქონდეს სპეციალურად მოწყობილი წყალსაშვი, რომელიც ტურბინის ავარიულად მიკეტვის პირობებში არხში მოდინებულ წყალს გადაღვრის მდინარის კალაპოტში, მისი განლაგება ისეთი უნდა იყოს, რომ გადაღვრილმა ნაკადმა საფრთხე არ შეუქმნას სატურბინო მილსადენს და თვით ჰესის შენობას.

ისეთ მთაგორიან ქვეყანაში, როგორიც საქართველოა, ყველაზე ეფექტურ და გავრცელებულ სქემას წარმოადგენს კომბინირებული სქემა, სადაც ნაწილი სასარგებლო დაწნევისა იქმნება კაშხლით და ნაწილი კი დერივაციით (ნახ.1.14). ამ შემთხვევაში მაღლივი კაშხალი საშუალებას იძლევა, შევქმნათ წყალსაცავი და შესაბამისად გაზაფხულის წყალუხვი ჩამონადენის დაგროვების შედეგად გავზარდოთ შემოდგომა-ზამთრის ხარჯები. ამავე დროს, ავითვისოთ გაზაფხულის ჩამონადენის დიდი ნაწილი. ამასთანავე დერივაციის საშუალებით იზრდება დაწნევა, რაც ზრდის ჰესის სიმძლავრეს. ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა კომპლექსი, რომელიც მონაწილეობს ელექტროენერგიის წარმოების პროცესში საკმაოდ მრავალფეროვანია და მათი შერჩევისა და განხორციელების საკითხები მოგვიანებით იქნება განხილული.

ელექტროენერგიის მისაღებად გამოიყენება არა მარტო მდინარის ჩამონადენი, არამედ ზღვის ან ოკეანის სანაპიროზე არსებული მიმოქცევით გამოწვეული წყლის ნაკადიც. ცნობილია, რომ მთვარის მიზიდულობის ძალის ზემოქმედებით ხდება წყლის დიდი ნაკადების ჯერ ნაპირისაკენ გადაადგილება, შემდეგ კი უკუქცევა. ეს პროცესი მეორდება მთვარის დღე-ღამის – 24სთ და 50 წუთის განმავლობაში 4-ჯერ და თუ ნაპირზე არის ისეთი მოხერხებული ვიწრობი, სადაც ჰიდროტექნიკური ნაგებობით ნაკადის ჩაკეტვა შესაძლებელია, რათა გარკვეული პერიოდი წყლის მიმოქცევა შეჩერდეს, შეიქმნება დაწნევა, რომლის გამოყენებაც მოხდება სასრგებლოდ კაშხლის ტანში ჩამაონტაჟებული ტურბინებით. ასეთი სახით შექმნილი წნევის მაქსიმუმი 19,6მ-ის ოდენობით დაფიქსირებულია ჩრდილოეთ ამერიკაში, ფანდის ყურეში. საფრანგეთში კი გრანვილში წნევა შეადგენს 14,7 მ. ახოტის ზღვის პენჟინსკის ყურეში 11 მ. მიმოქცევის ჰიდროელექტროსადგურის მარტივი სქემა ნაჩვენებია ნახ 1.4.ა)-ზე.

ნახ.1.4 ბ-ზე ნაჩვენებია მიმოქცევის ჰიდროელექტროსადგურის მუშაობის ციკლი. t_1-ით აღნიშნულია საკეტების მიკეტვის პერიოდი წნევის შესაქმნელად, t_2-ით ტურბინების მუშაობის პერიოდი. t_3-ით საკეტების გაღების პერიოდი, როცა დაწნევა ტურბინებზე იმდენად ეცემა, რომ ელექტროენერგიის გენერირება შეუძლებელია. შემდეგ ხდება წყლის დონის თანდათანობით

მომატება და გარკვეულ *a* მომენტში საკეტის ისევ ჩაკეტვა სასარგებლო წნევის შესაქმნელად. ასეთი მიმდევრობით ერთ-ერთი ციკლის ხანგრძლივობა შეადგენს 12სთ და 25 წთ-ს. ე. ი. მთვარის დღე-ღამის პერიოდის ნახევარს. წყალი, როგორც მექანიკური ენერგიის შემცველი მუშა სხეული შეიძლება გამოყენებული იქნას არა მარტო ელექტროენერგიის მისაღებად, არამედ პოტენციური ენერგიის შესაქმნელად ელექტროენერგიის გამოყენების გზით. ასეთი მოთხოვნა გამოწვეულია ელექტროენერგიის მომხმარებელთა მოთხოვნის ისეთი სწრაფი და რაოდენობრივი ცვლილებით, რომლის დაკმაყოფილებასაც ვერც თბო და ვერც ატომური ელექტროსადგურები ვერ ახერხებს. მოთხოვნილების რაოდენობრივი ცვლილება საღამოს საათებში 3-4-ჯერ მეტია დღის საათებში არსებულ მოთხოვნასთან შედარებით და ამ პერიოდში თბო და ატომური სადგურები მუშაობენ თავიანთი მაქსიმალური დადგმული სიმძლავრით. შემდგომ ღამის საათებში კი მათი სიმძლავრე უნდა შემცირდეს 3-4-ჯერ, რაც ასეთი ტიპის ელექტროსადგურების ტურბინებისათვის მიზანშეუწონელია და გამორთვას მოითხოვს. დილის საათებში კი ნელ-ნელა იზრდება მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე და ისევ იწყება თბოელექტროსადგურების ჩართვა.

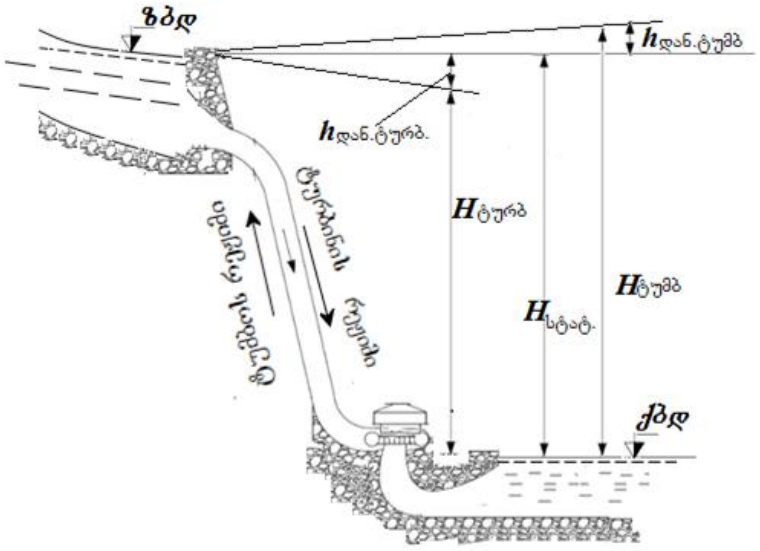


ა) ბ)

ნახ. 1.4

ცივი მდგომარეობიდან ატომური ელექტროსადგურის საპროექტო სიმძლავრეზე გაყვანას სჭირდება 390-660 წუთი, თბოელქტროსადგურს კი 90-180 წუთი, აირტურბინულ დანადგარს 15-30 წუთი, ჰიდროელექტროსადგურს 1-2 წუთი. სანამ ელექტროსადგურები სიმძლავრეს აიღებენ, მომხმარებელთა ელექტროენერგიის გარეშე დატოვება დაუშვებელია. აქ ჰესების მანევრული თვისების გამოყენებით შესაძლებლია მდგომარეობიდან გამოსვლა, მაგრამ მათი ხვედრითი წილი ელექტროენერგეტიკული სისტემების მიერ მოთხოვნილი სიმძლავრის სიდიდესთან შედარებით, უმეტესი ქვეყნებისათვის არ აღემატება 15-20%, რაც არ იძლევა მომხმარებლთა უწყვეტად მომარაგების საშუალებას. გარდა ამისა, თბოელექტროსადგურების გამორთვისა და ჩართვისას ადგილი აქვს სათბობის დიდი რაოდენობით გადახარჯვას, რაც ელექტროენერგიის ღირებულებას აძვირებს 10-15%-ით. უფრო მნიშვნელოვან პრობლემას ქმნის თბო ან ატომური ელექტროსადგურების ჩართვა-გამორთვის გახშირებული პროცესი, რაც იწვევს მათი ტურბინების ცვეთის ხანგრძლივობის მნიშვნელოვან შემცირებას და გახშირებულ კაპიტალურ რემონტებს. ამ პრობლემის დასაძლევად შესაძლებელია ჰიდრომააკუმულირებელი სადგურის მშენებლობა, რომლის მეშვეობით სისტემის ჭარბი

ელექტროენერგია, რომელზეც ღამის საათებში მოთხოვნა არ არის, გამოყენებული იქნება წყლის პოტენციური ენერგიის შესაქმნელად, რაც იმას ნიშნავს, რომ ელექტროენერგიის გამოყენებით მოხდება წყლის გადაქაჩვა მაღალ ნიშნულზე, რომელიმე ხელოვნურად შექმნილ ტაფობში ან არსებულ მაღალმთიან ტბაში. შემდეგ დღე-ღამის დატვირთვის პიკის საათებში მოხდება მისი გამოყენება მომხმარებელთა მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად, რაც თბო ან ატომური სადგურით დატვირთვის დაფარვის მოთხოვნილებას შეამცირებს. ჰიდრომააკუმულირებელი ჰესის ყველაზე მარტივი სქემა ნაჩვენებია ნახ. 1.5-ზე. არსებობს აგრეთვე სხვა სქემები.



ნახ.1.5. ჰიდრომააკუმულირებელი ელექტროსადგურის სქემა

მაგალითად, როცა სატუმბი სადგური ისე არის განთავსებული, რომ იგი წყალს ქაჩავს რომელიმე ახლოს გამავალი მდინარიდან, ზემოთ არსებულ ტაფობში, საიდანაც ჰესი წყალს ღვრის უფრო დაბალ ნიშნულზე არსებულ მდინარის ხეობაში. ყველა შესაძლო სქემებს აქ არ განვიხილავთ, იმის გამო, რომ **ჰმე**-ს მშენებლობა საქართველოში არ არის აქტუალური, რადგანაც საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მიერ მოთხოვნილი ენერგიის 60-70% გენერირებულია ჰიდროელექტროსადგურებზე. ატომური სადგური ამჟამად არ გაგვაჩნია და მომავალშიც მისი საჭიროება არ იქნება, ხოლო თესს წილი კი მომავალშიც უნდა შევინარჩუნოთ 20-30%-ის დონეზე. ამგვარად თესებს შეუძლიათ იმუშაონ მუდმივი სიმძლავრის რეჟიმით, რაც მის წლიურ **მქკ**-ს შეინარჩუნებს მაღალ დონეზე. მოთხოვნილების ცვლად რეჟიმს ყოველთვის დააბალანსებს მარეგულირებელი წყალსაცავიანი ჰესები, რომელთა მიერ არამარტო სიმძლავრის ცვლილება ხორციელდება მარტივად, დროში მოთხოვნილების შესაბამისად, არამედ გამორთვა-ჩართვაც კი არ წარმოადგენს სირთულეს. აღნიშნული გამო საქართველოს ელქტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის საიმედოობა ყოველთვის მაღალ დონეზე გარანტირებული იქნება.

1.3. ჰიდროენერგეტიკული რესურსების აღრიცხვა

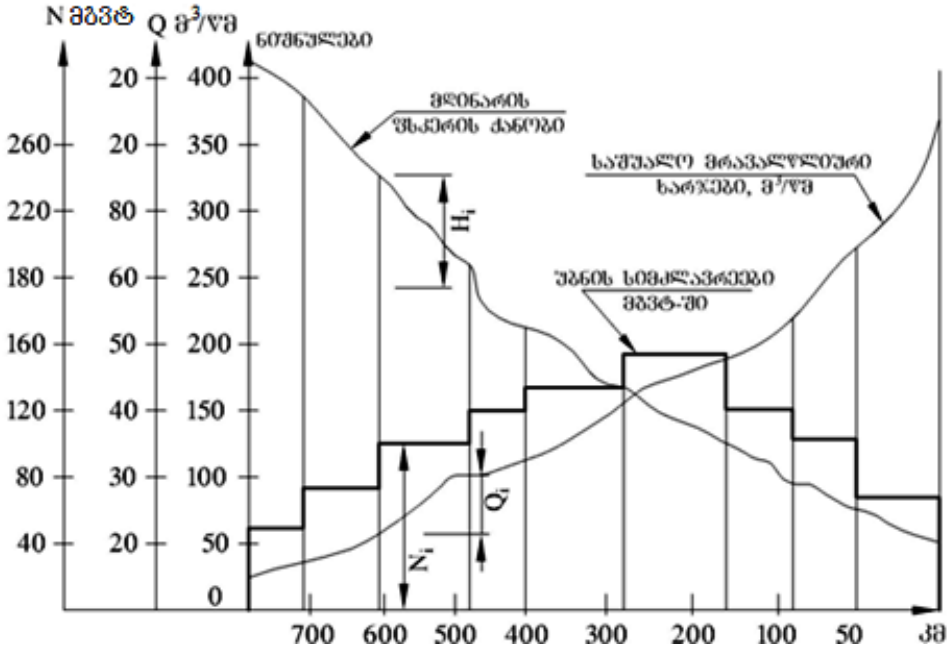
ქვეყნის ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის აღრიცხვა სწარმოებს მდინარეთა ჰიდროლოგიური გამოკვლევების შედეგად მიღებული მონაცემების საფუძველზე. გარდა ჰიდროლოგიური მონაცემებისა, რომლის ქვეშ იგულისხმება მდინარეში წყლის ხარჯის ცვლილების კანონზომირების ცოდნა დინების გასწვრივ, საჭიროა ვიცოდეთ თვით ამ მდინარის ფსკერის ქანობი ან ზღვის შესართავმადე, ან სხვა მდინარესთან შეერთების კვეთამდე ან ამ მდინარის მიერ სახელმწიფოს საზღვრზე არსებულ კვეთში. ეს ორი მონაცემი საშუალებას იძლევა ავაგოთ ე.წ. ჰიდროენრგეტიკული კადასტრი. იგი წარმოადგენს მდინარის შესაძლო სიმძლავრეთა გრაფიკს, რომელიც გამოთვლილია გარკვეულ სახასიათო უბნებზე შესაძლო დაწნევისა და ამ უბნებზე არსებული საშუალო მრავალწლიური ხარჯის მიხედვით. ასეთი გრაფიკი ნაჩვენებია ნახ. 1.6-ზე.

როდესაც ვიცით ყოველ i-ურ უბანზე ვარდნა H_i და ხარჯი Q_i, ამ უბანზე საშუალო სიმძლავრე ტოლი იქნება

$$N_i = 9.8 H_i Q_i \text{ კვტ} \qquad (1.16)$$

რომ გარკვეული იქნეს, როგორი გარანტიით შეიძლება უზრუნველყოფილი მომხმარებლისათვის ელექტროენერგიის მიწოდება, სიმძლავრეები უნდა გამოვითვალოთ სხვადასხვა უზრუნველყოფის მქონე წლიური ხარჯის ყველა უბანზე. აღნიშნული სახით კადასტრის შედგენის დროს ჰესის მოწყობის უბანი შეირჩევა მიახლოებით ტოპოგრაფიულ მონაცემთა გათვალისწინებით. რეალურ პროექტირებაში კი ჰესის განლაგების უბანი უნდა შეირჩეს მდინარის ხეობის გეოლოგიური და გამოყენებული ნაგებობათა კომპლექსის ეკონომიკური პარამეტრების გათვალისწინებით. ამიტომ პოტენციური ენერგეტიკული რესურსების შეფასებიდან უბნის რაციონალურად შერჩევის, და მასში განლაგებული ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა კომპლექსში ჰიდრავლიკური დანაკარგების საკმაო სიზუსტით განსაზღვრის შემდეგ უნდა დადგინდეს ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი. ამ ანგარიშებში ისიც უნდა გავითვალისწინოთ, რომ მდინარის ძალიან მაღალ ნიშნულებზე, აგრეთვე მისი გავაკების შემდეგ ჰესების განლაგება ეკონომიკურად მიზანშეწონილი არ არის. გარდა ამისა, შეუძლებელია ისეთი მოცულობის წყალსაცავების მოწყობა, რომლის პირობებში ჩამონადენი მთლიანად იქნება ტურბინებში გატარებული და მაშასადამე, ენერგეტიკულად ათვისებული. ამავე დროს შეიძლება საგრძნობ დანაკარგებს ჰქონდეს ადგილი წყასაცავის ზედაპირიდან აორთქლებით და გრუნტებში ფილტრაციის მიზეზით.

მიზანშეწონილია, წლების მიხედვით, ტექნიკური პოტენციალიდან პერიოდულად გამოიყოს ეკონომიკური ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი. ასეთი გაანგარიშებები დაკავშირებულია ქვეყნის ეკონომიკური განვითარებასთან. თუ მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობა იზრდება, მაშინ ისეთი ჰესების მშენებლობაც ეკონომიკურად ეფექტური გახდება, რომლებზეც პროექტის მიხედვით გამომუშავებული ელექტროენერგიის ღირებულება ძვირი იყო, რის გამოც მის განხორციელებაზე ინვესტორი უარს ამბობდა, იმ მოსაზრებიდან გამომდინარე, რომ იგი მოთხოვნილი საპროცენტო განაკვეთით დივიდენდს ვერ მიიღებდა.



ნახ 1.6.

გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში მიღებული გაანგარიშებებით საქართველოს ტექნიკური ჰიდროენერგეტიკული რესურსების პოტენციალი შეადგენს ≈81,2 მილიარდ კვტ.სთ-ს. ხოლო ეკონომიკური პოტენციალი 40-45 მილიარდ კვტ.სთ-ის ფარგლებში იყო. ცხადია, ეს შეფასებები მხოლოდ საორიენტაციო მნიშვნელობისაა და იგი საბაზრო ეკონომიკის პირობების შესაბამისად ამჟამდ მოითხოვს გადაანგარიშებას. სამწუხაროდ, ასეთი გადაანგარიშებების აუცილებლობა ჯერ-ჯერობით არ არის გაცნობიერებული და ამიტომ ასეთი სამუშაოები არ იქნა შესრულებული.

ნახ.1.6-ზე ნაჩვენებია კადასტრული გრაფიკი ერთი მდინარისათვის, რომელიც ზღვას ერთვის, ამ მდინარის განსახილველ L სიგრძეზე გათვალისწინებულია n რაოდენობის ელექტროსადგურის მშენებლობა. მის ერთ-ერთი i უბნისათვის მოყვანილი იყო სიმძლავრის საანგარიშო ფორმულა. ანალოგიურად იანგარიშება სიმძლავრეები ყველა უბნისათვის და მთლიანად მდინარისათვის სიმძლავრეთა ჯამი ტოლი იქნება:

$$N = 9{,}8\sum_{i=1}^{i=n} H_i Q_i \qquad (1.17)$$

თუ ქვეყანაში არსებული ძირითადი მდინარეებისათვის და მათი შენაკადებისათვის ვიანგარიშებთ (1.17) ფორმულით სიმძლავრეებს და მათი რაოდენობა შეადგენს m-ს, მაშინ ქვეყნის ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალი ტოლი იქნება:

$$\sum_{j=1}^{m} N_j = 9{,}8\sum_{j=1}^{m}\ \sum_{i=1}^{n} H_{ji} Q_{ji} \qquad (1.18)$$

ასეთი წესით გამოთვლილი საქართველოს ჰიდრონერგეტიკული პოტენციალი შეადგენს 135,84 მილიარდ კვტ.სთ-ს. მისი განაწილება ძირითადი მდინარეების აუზების მიხედვით ნაჩვენებია ცხრ.1.1-ში, როგორც ამ ცხრილის მონაცემებიდან ჩანს, საქართველოს ჰიდრონერგეტიკული პოტენციალის 70% განლაგებულია დასავლეთ საქართველოში, ≈29% კი აღმოსავლეთ საქართველოში. არსებული დიდი და პატარა მდინარეების რაოდენობა

სხვადასხვა მონაცემებით აღწევს 20 ათასს. ცხრილში ჩამოთვლილია მხოლოდ საქართველოს დიდი მდინარეები, რომელთა შენაკადები იწოდება მცირე მდინარეებად. შენაკადების გარდა არსებული მდინარეები, რომლებიც დამოუკიდებლად ერთვის ზღვას ცხრილში იწოდება დანარჩენ მდინარეებად (სტრიქონი 5).

ცხრილი 1.1.

პოტენციური ენერგიის განაწილება საქართველოს მდინარეთა აუზების მიხედვით

	აუზის დასახელება	აუზის ფართობი საქართველოს ფარგლებში, კმ^2	პოტენციური სიმძლავრე მგვტ	ენერგიის განაწილება აუზების მიხედვით მთელი ენერგიის (%)-ში
1.	რიონი	13418.2	3488.2	22.40
2.	ენგური	4062.0	2401.7	15.50
3.	კოდორი	2035.6	1542.1	9.35
4.	ბზიფი	1501.6	930.7	6.00
5.	დანარჩენი მდინარეები	11615.9	2619.3	16.97
სულ დას. საქართველოში		32633.3	10982.0	70.82
6.	მტკვარი	182230.5	2566.7	16.42
7.	ხრამი	5266.9	421.9	2.72
8.	ალაზანი	7339.4	820.5	5.32
9.	იორი	3828.7	223.2	1.44
10.	კავკასიის ქედის სამხრ. ფერდობის მდ.	2624.5	492.3	3.18
11.	სულ აღმ. საქართველოში	37495.0	4524.6	29.18
სულ საქართველოში		69830.7	15506.6	135.84 (თეორიული) მლრდ. კვტ.სთ წლ

მდინარეთა ჩამონადენი არათანაბრად განაწილებულია, არამარტო ტერიტორიების, არამედ წლის სეზონების და წლების მიხედვითაც. ამიტომ აუცილებელი ხდება წყალსაცავების შექმნა ანდა მდინარის ერთი ხეობიდან მეორეში გადაგდება, რათა რაციონალურად დავაკმაყოფილოთ მომხმარებლის მოთხოვნა. ეს მოთხოვნა გამოხატება არამარტო წყლისაგან ელექტროენერგიის მიღებაში, არამედ სხვა მრავალ საყოფაცხოვრებო დარგში. მაგალითად, წყლის პრიორიტეტულ მომხმარებელს წარმოადგენს დასახლებული პუნქტები, სადაც წყალი მიეწოდება როგორც სასმელად, ისე სხვა საყოფაცხოვრებო მიზნებისათვის. მდინარის წყალი გამოიყენება აგრეთვე სოფლის მეურნეობაში სარწყავად, საქართველოს პირობებში ნაკლებად, მაგრამ საერთოდ დიდი მდინარეები გამოყენება როგორც წყლის ტრანსპორტის საშუალება. ასევე მნიშვნელოვანია მდინარეების გამოყენება თევზსარეწი მეურნეობისათვის. მთის ჩქარ მდინარეებს იყენებენ ხე-ტყის დასაცურებლად, ამიტომ მდინარის ათვისების საკითხის გადაწყვეტის დროს აუცილებელია მისი გამოყენება კომპლექსური დანიშნულებით განვიხილოთ.

ანგარიში უნდა გავუწიოთ იმას, რომ ზოგი დარგი წარმოადგენს წყლის მომხმარებლის და ხარჯავს წყალს მდინარეში დაუბრუნებლად. მაგალითად, სოფლის მეურნეობა, რომელიც წყალს იყენებს სარწყავად, ზოგი კი მას მხოლოდ იყენებს მაგ., ენერგეტიკა, თევზთ მეურნეობა და სხვ,, რომლებიც წყალს ისევ მდინარის კალაპოტში აბრუნებს.

მდინარეთა რესურსების კომპლექსური ათვისების დროს გადაწყვეტილებები ძირითადად მიიღება ეკონომიკური კრიტერიუმების გათვალისწინებით, მაგრამ არის შემთხვევა, როცა ასეთი მიდგომა არ ამართლებს, რადგანაც წყალი ზოგჯერ წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების რესურს, მაგ. თუ წყლის გამოყენება საჭიროა დასახლებულ პუნქტებში სასმელად, მაშინ მისი განაწილება სხვადასხვა მომხარებლებს შორის არ შეიძლება შესრულდეს ეკონომიკური კრიტერიუმის გამოყენებით.

1.4. ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა კლასიფიკაცია მათი დანიშნულების მიხედვით

როგორც ზემოთ აღინიშნა, ჰიდროტექნიკური ნაგებობების დანიშნულებაა წყალი გამოყენებულ იქნას სახალხო მეურნეობის მრავალ დარგში: ელექტროენერგიის მისაღებად, მელიორაციაში, წყალმომარაგებაში, სამდინარო ნაოსნობისთვის, თევზთმეურნეობისთვის და სხვ. მაგრამ თუ ამ ნაგებობის ძირითადი დანიშნულებას არის ელექტროენერგიის მიღება, მაშინ მათი ფუნქციონალური დანიშნულების მიხედვით ჰიდროტექნიკური ნაგებობები შეიძლება დაიყოს ძირითად და დამხმარე ნაგებობებად.

ძირითადი ნაგებობები, მათი დანიშნულების მიხედვით, იყოფა შემდეგნაირად: წყალშემტბორი და წყალგამშვები ნაგებობები, რომელთა დანიშნულებაც არის ჰესზე დაწნევის შექმნა და ამავე დროს ჭარბი ჩამონადენის ქვემო ბიეფში გადაშვება. ამ მიზანს ემსახურება სხვადასხვა ტიპის კაშხალი, რომელთა ტანში ან მის მახლობლად შექმნილია წყალსაშვები. სათავე ნაგებობების სქემის მიხედვით წყალსაშვი შეიძლება გათვლილი იყოს არამარტო წყლის გადასაგდებად, არამედ ყინულოვანი ნაკადის, მოტივტივე ნაგვისა და ფსკერული ნატანის გადასაგდებად.

ენერგეტიკული ნაგებობები, რომლებიც ემსახურება ელექტროენერგიის წარმოებას და მის განაწილებას მომხმარებლზე, წარმოადგენს: წყალმიმღები ნაგებობები, წყალსატარები, რომელთა საშუალებით წყალი აღებული ზედა ბიეფში მიიყვანება სატურბინო მილსადენებთან, ნაგებობები, რომელთა საშუალებით ტურბინებში გასული წყალი გამოიყვანება ქვედა ბიეფში, თვით ჰესის შენობა, მასში განთავსებული ძირითადი ენერგეტიკული მოწყობილობებით: ჰიდროტურბინით, ჰიდროგენერატორით, ტრანსფორმატორით, ღია გამანაწილებელი მოწყობილობით (**ღგმ**), რომლის დანიშნულებაც არის გენერირებული ელექტროენერგიის მიღება და განაწილება შორს არსებულ მომხმარებელზე.

გემთსავალი და ხე-ტყის გამტარებელი ნაგებობები, რომელთა დანიშნულებაც არის გემის და ტივების გატარება სათავო კვანძებში. მათ განეკუთვნება გემთამწევი რაბები, მასთან მიმყვანი არხებით და ტივდასაცურებელი ნაგებობები.

თევზსამეურნეო ნაგებობები, რომლებიც ეწყობა ქვირითის დასაყრელად დინების საწინააღმდეგოდ მოცურავე თევზებისთვის ორივე მიმართულებით, ქვემო ბიეფიდან ზემოთ და პირიქით.

წყალმიმღები ნაგებობები სასოფლო-სამეურნეო მიწების მოსარწყავად წყლის მისაწოდებლად.

სატრანსპორტო ნაგებობები, რომლებიც ემსახურება როგორც ჰიდროკვანძის ობიექტების ერთმანეთთან დაკავშირებას, ისე სახელმწიფო საავტომობილო და სარკინიგზო მაგისტრალების ჰიდროკვანძებში დაუბრკოლებლად გატარებას, ხიდების მოწყობას.

ჰიდროკვანძის სათანადოდ შერჩეულ ადგილზე შენდება დამხმარე ნაგებობები, რომელთა დანიშნულებაც არის უზრუნველყოს ჰიდროკვანძის ნორმალური ექსპლუატაცია, შეიქმნება ნორმალური პირობები მოსამსახურე პერსონალისა და მათი ოჯახებისათვის. ასეთ ნაგებობებს განეკუთვნება კულტურულ-საყოფაცხოვრებო, ადმინისტრაციული, სამურნეო დანიშნულების მქონე შენობები, აგრეთვე გზები, წყალმომარაგება, კანალიზაცია და სხვ.

ჰიდროკვანძის მშენებლობის პერიოდში აუცილებელია დროებითი ნაგებობებიც, რომლებიც შეიძლება ორ ჯგუფად დაიყოს:

1) ნაგებობა, რომელიც უზრუნველყოფს მდინარის ნაკადის შემოვლით გატარებას მშენბლობის პერიოდში. მაგ., ზღუდარები და შემოვლითი დროებითი გვირაბები ან არხები.

2) საწარმო, რომელიც უზრუნველყოფს ჰიდროკვანძის მშენებლობას, ბეტონის ქარხნებს, ცემენტისა და შემავსებლების საწყობებს, ხის დამამუშავებელ და მექანიკური სახელოსნოებს და სხვ.

1.5. წყლის ენერგიის გამოყენების ძირითადი სქემები

ჰიდროენერგეტიკულ დანადგარს, რომელიც ჰიდრავლიკურ ენერგიას გარდაქმნის ელექტროენერგიად, ჰიდროელექტროსადგური (ჰესი) ეწოდება. ჰიდროელექტროსადგური ელექტროენრგიის გენერირების პროცესში გამოიყენებს წყლის ხარჯს – Q მ^3/წმ და დონეთა შეყურსულ ვარდნას H მ. რომლებიც განსაზღვარავს ამ ელექტროსადგურის სიმძლავრეს კვტ-ში. ჰესისთვის სიმძლავრის საანგარიშო ფორმულა ჩვენ მიერ მოცემული იყო წინა პარაგრაფში (1.6). იმის მიხედვით, თუ როგორი დანიშნულების მქონე ნაგებობების გამოყენებით შეიქმნება შეყურსული დაწნევა. განარჩევენ ჰიდროელექტროსადგურების სამი სახის სქემას:

1. კაშხლური სქემა, როცა დაწნევა იქმნება მხოლოდ კაშხლით.

2. დერივაციული სქემა, როცა დაწნევა იქმნება დერივაციის საშუალებით, რომელიც შეიძლება განხორციელდეს არხის, გვირაბის ან მილსადენის სახით.

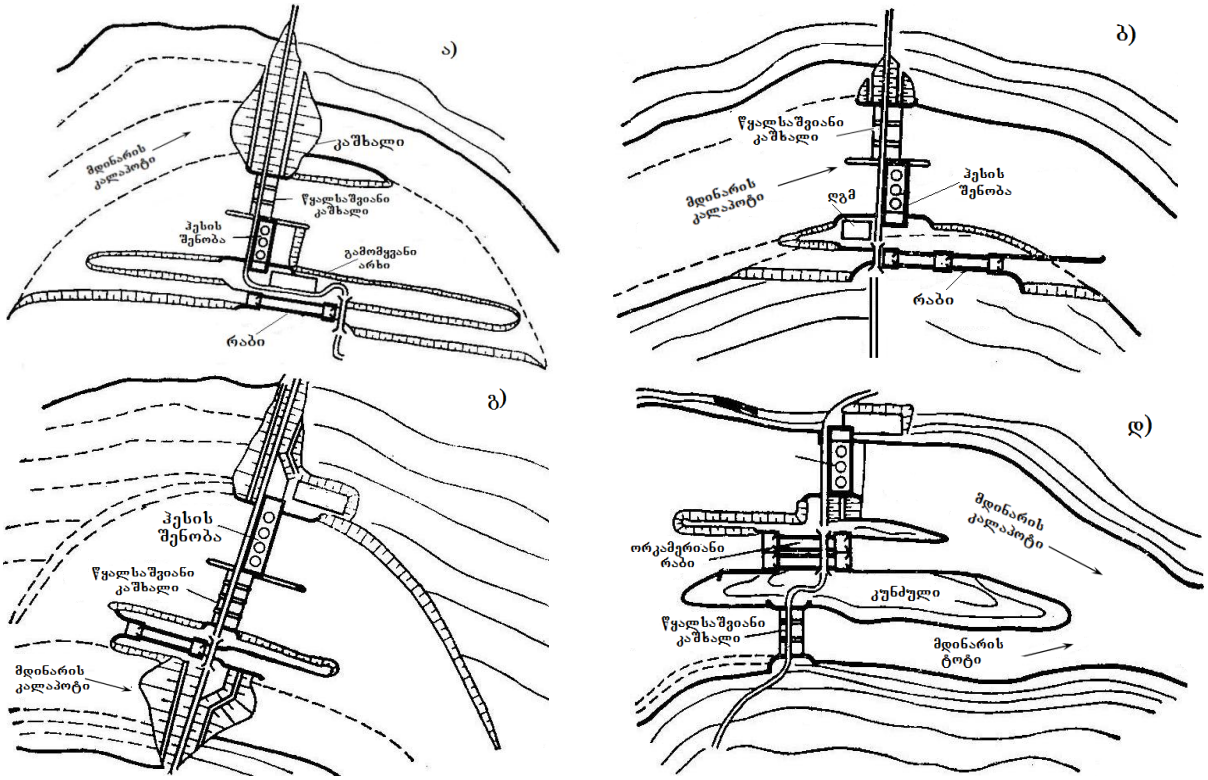
3. შერეული სახის კაშხლურ-დერივაციული სქემა, როცა წნევა იქმნება როგორც კაშხლით, ისე დერივაციით.

კაშხლური სქემა გამოიყენება მაშინ, როცა მდინარეს აქვს მცირე ქანობი და დიდი ჩამონადენი ხარჯი იმის მიხედვით, თუ როგორ არის განლაგებულ თვით ჰესის შენობა კაშხლური სქემით. განხორციელებული ჰესი შეიძლება დაიყოს კალაპოტურ და კაშხალთან მდებარე ელექტროსადგურად.

კალაპოტური ჰქვია ისეთ ელექტროსადგურს, სადაც ჰესის შენობა თვითონ კაშხალთან ერთად შედის იმ ნაგებობათა კომპლექსში, რომელიც ქმნის დაწნევას. ამ შემთხვევაში ჰესის შენობა თავისთავზე იღებს წყლისაგან ზემო ბიეფში განვითარებულ დაწნევას და ამიტომ, კაშხალი უნდა აკმაყოფილებდეს მდგრადობის პირობას. ეს შესაძლებელი ხდება თუ დაწნევა არც ისე დიდია და შეიძლება იცვლებოდეს 20-30მ-ის ფარგლებში. ასეთი სქემით განხორციელებული ჰესები ნაჩვენებია ნახ.1.7-ზე. ა) ვარიანტი წარმოადგენს კალაპოტური ჰესის სქემას, როცა ძირითად ნაგებობათა კომპლექსი, ჰესის შენობა, წყალსაშვიანი კაშხალი და რაბი განლაგებულია მდინარის ერთ-ერთ ნაპირზე, ანუ სანაპირო შეთანწყობით განხორციელებულ ჰესს. მისი დადებითი მხარეა სამშენებლო სამუშაოთა სიმცირე, ვინაიდან გრძელი და მაღალი ზღუდარების საჭიროება მინიმალურია. ამ შემთხვევაში ბეტონის ნაგებობების მშენებლობა არ არის დამოკიდებული მდინარის ჰიდრავლიკურ რეჟიმზე. მშენებლობის დამთავრების შემდეგ კი მდინარის კალაპოტი გადაიკეტება ყრუ კაშხლით და მოდინებული ნაკადი გატარდება იქნება აშენებულ ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებში.

ამ სქემის უარყოფით მხარე კი არის დიდი მოცულობის მიწის სამუშაოების შესრულება, რომელშიც ხორციელდება ძირითადი ჰიდროტექნიკური ნაგებობების განთავსება.

ძირითადი ნაგებობების ნოღა კალაპოტში განთავსების დროს, როგორც ეს ნაჩვენებია გ) ვარიანტში, საჭიროა გათხრილი ორმოს შემოკავება გრძივი და განივი ზღუდარით. მიწის სამუშაოების მოცულობა აქ შედარებით მცირეა, მაგრამ საჭიროა მაღალი ზღუდარის გაკეთება. მაგრამ დადებით მხარეს წარმოადგენს ძირითად ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა ერთმანეთთან ახლოს განლაგება, რაც ამცირებს ბეტონის მიწოდების ხარჯებს.



ნახ.1.7

როცა მდინარის კალაპოტის ფერდობების ქანობი დიდია ან დასახლებულია მჭიდროდ, მიმართავენ ნაგებობათა კალაპოტურ შეთანწყობას. ეს ვარიანტი ნაჩვენებია ბ) ნახაზზე. ამ შემთხვევაში ყველა ჰიდროტექნიკური ნაგებობები განლაგებულია მდინარის კალაპოტში. მშენებლობის განსახორციელებლად აუცილებელია მაღალი ზღუდარებით გადაიკეტოს მდინარის კალაპოტის ერთ-ერთი მხარე და სანამ აქ ჰიდროტექნიკური ნაგებობის მშენებლობა განხორციელდება, წყლის ნაკადი გატარებული იქნება უკვე აშენებულ ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებზე და მშენებლობა გრძელდება მდინარის კალაპოტის მეორე ნახევარში. ამრიგად, მშენებლობა ტარდება ორ ეტაპად. სირთულე ისაა, რომ ხშირად ძნელია მდინარის კალაპოტის შევიწროებულ ნაწილში მშენებლობის პერიოდში მოსული წყალდიდობის გატარება, მით უმეტეს მაშინ, თუ ამ პერიოდში მდინარეს უხვად მოაქვს ყინულის ნატეხები ან სხვა სახის შეტივტივებული ნატანი.

საქართველოში, პირველად, კალაპოტური შეთანწყობით განხორციელდა ორთაჭალჰესი, სადაც ჰესის შენობა ჰიდროაგრეგატებით განთავსებულია თვით ბურჯებში. ამიტომ მას პროექტის ავტორებმა ბურჯშინა ჰესის შენობა უწოდეს.

შესაძლებელია ჰიდროელექტროსადგურის განხორციელება შერეული სქემით, როცა ნაწილი ჰიდროტექნიკური ნაგებობებისა განლაგებული იქნება თვით მდინარის კალაპოტში. ნაწილი კი ნოღა კალაპოტში. ასეთი სქემა ნაჩვენებია ნახ.1.7-ის დ) ვარიანტში.

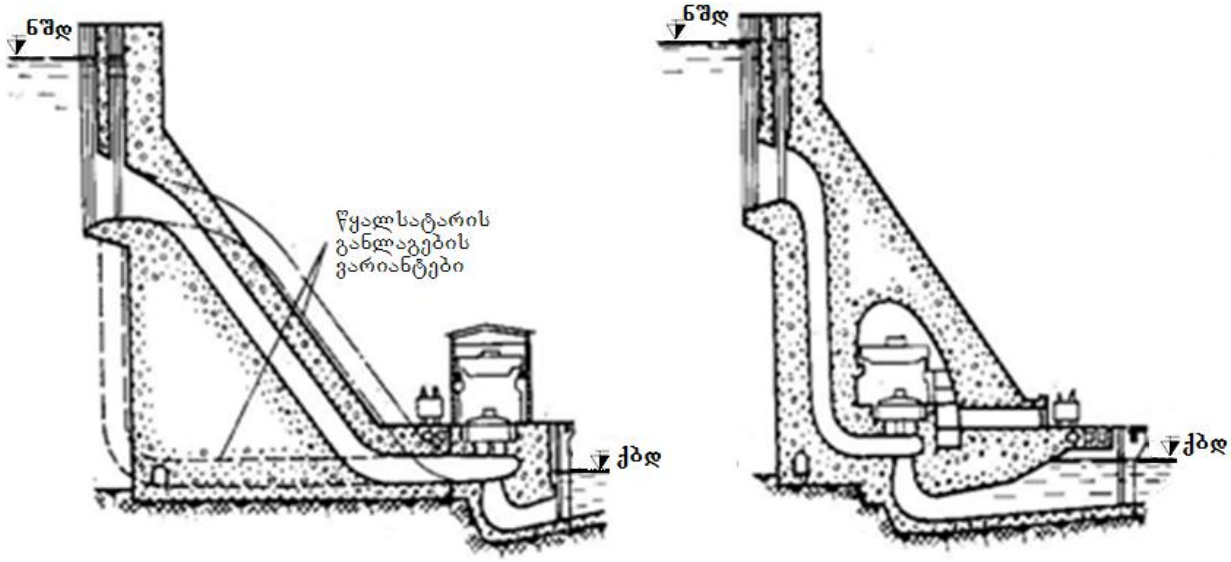
ყველა შემთხვევაში კონკრეტულ სქემის არჩევა განპირობებულია სამშენებლო სამუშაოთა შემცირების, და შესაბამისად, ჰესის ღირებულების შემცირების მოთხოვნით.

აღნიშნულ ვარიანტში **ღგმ**-ს მოედნის განლაგება განხორციელდება მდინარის მარჯვენა ან მარცხენა ნაპირზე იმის მიხედვით, თუ რომელ მხარეს აღმოჩნდება მომხმარებელი, რომელსაც ელექტროენერგია უნდა მიეწოდოს.

ყველა შემთხვევაში მიზანშეწონილია მაღალი ძაბვის გადამცემი ხაზების მოედანი მოეწყოს ჰესის შენობაში, ტრანსფორმატორებთან ახლოს. ცხადია, თუ ელექტროენერგიის მომხმარებელი განლაგდება მდინარის ორივე ნაპირზე დიდი რაოდენობით, საჭირო გახდება ღია გამანაწილებელი მოწყობილობების განთავსება მდინარის ორივე ნაპირზე.

1.6. კაშხალთან მდებარე სქემით განხორციელებული ჰიდროელექტროსადგურები

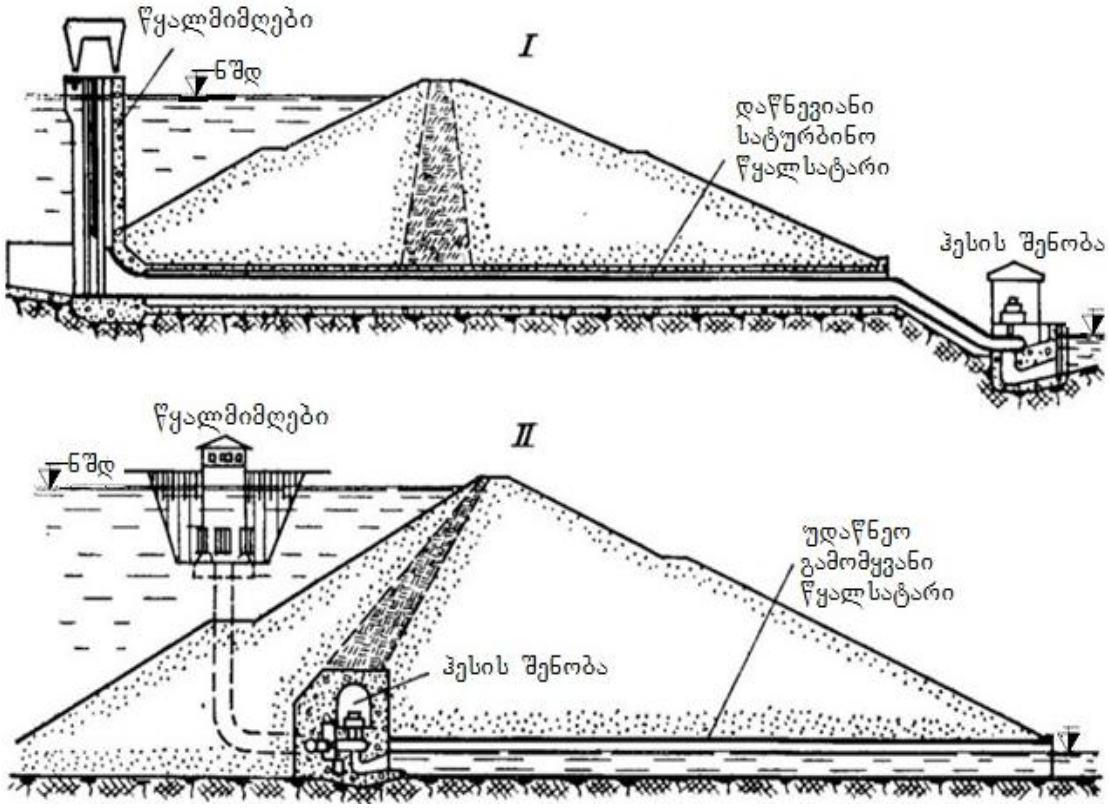
ჰიდროელექტროსადგურები კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობით შესაძლებელია განხორციელდეს 30 მ-დან 300 მ დაწნევისას. ზემოთ განხილული კალაპოტური სქემით განხორციელებული ჰესებისგან განსხვავებით, განსახილველი სქემის პირობებში ჰესის შენობა განლაგებულია კაშხლის მახლობლად ქვემო ბიეფში ან თვით კაშხლის ტანში, რომელიც ზემო ბიეფის დაწნევას არ განიცდის. ჰესის შენობის განლაგების ადგილი განპირობებულია თვით კაშხლის ტიპითა და ზომებით. მაგალითად, მასობრივი გრავიტაციული კაშხლის შემთხვევაში ჰესის შენობა შესაძლებელია თვით კაშხლის ტანში იყოს ჩაშენებული, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ. 1.8-ის ბ)-ზე. ეს შესაძლებელია მაშინ, როცა დაწნევისა და მუშა თვლის დიამეტრის თანაფარდობა აკმაყოფილებს პირობას $H/D>5$. ამ შემთხვევაში კაშხლის ბეტონის მოცულობა მნიშვნელოვნად მცირდება, მაგრამ გაანგარიშებებით უნდა დამტკიცდეს, რომ ნაგებობა მდგრადობისა და დაძაბულ-დეფორმირებული მდგომარეობის ნორმატივებთან შესაბამისობის მოთხოვნას მთლიანად აკმაყოფილებს.



ა) ბ)

ნახ.1.8

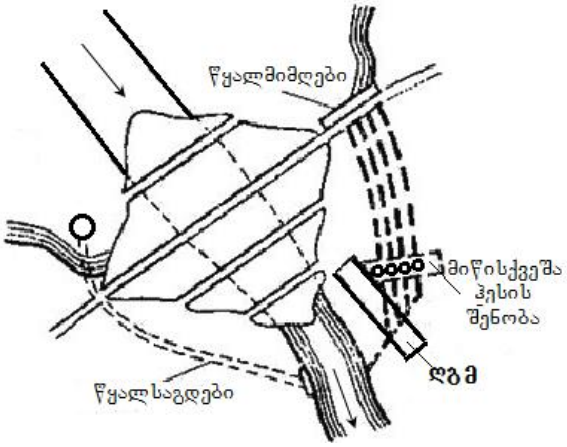
უფრო ხშირად გრავიტაციული კაშხლით წნევის შექმნის პირობებში ჰესის შენობა მიზანშეწონილია განთავსდეს მის მახლობლად, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ.1.8.ა)-ზე სატურბინო მილსადენი კაშხლის დაძაბულ-დეფორმირებადი თვისებიდან გამომდინარე, შეიძლება კაშხლის ტანში იქნეს გატარებული, ასევე შესაძლებელია მის სადაწნეო ან უდაწნეო წახნაგზეც იქნას დამაგრებული.



ნახ. 1.9

როცა კაშხალი გრუნტის (ქვანაყარი და მიწის) მასალებისგან შედგება, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ.1.9-ზე (სქემა I), ხშირად ჰესის შენობას ათავსებენ კაშხლის მახლობლად ქვედა ბიეფში. წყალმიმღები განლაგდება ზემო ბიეფში, მილსადენი კი გაივლის კაშხლის შენობის ფსკერზე სპეციალურად მოწყობილ გალერეაში. ნახ.1.9 (სქემა II) ნაჩვენებია გრუნტის კაშხლის ტანში ჩაშენებული ჰესის შენობა, რომელიც ბეტონისგან არის აშენებული და მას კაშხლის მასივი ეყრდნობა. წყალმიმღები მოწყობილია ნაპირზე და მისგან გამოსული მილსადენი შედის ჰესის შენობაში, საიდანაც გადამამუშავებელი წყალი უდაწნეო გვირაბით ქვედა ბიეფში გამოდის. ეს გვირაბი მშენებლობის პერიოდში გამოყენებული იყო სამშენებლო ხარჯების გასატარებლად.

I სქემის შესაბამისი გენერალური გეგმა ნაჩვენებია ნახ.1.10. ამ გენგეგმაზე არ ჩანს, მაგრამ სატურბინო მილსადენის მილი საჭიროებისამებრ შეიძლება გაყვანილ იქნას წყალსაცავის დასაცლელად, ეს მილი შეიძლება იყოს იგივე, რომელიც მშენებლობის პერიოდში გამოიყენებოდა სამშენებლო ხარჯების გასატარებლად. წყალდიდობის ხარჯების გასატარებლად მოწყობილია სანაპირო ზედაპირული წყალსაგები სწრაფდენით. ასეთი სქემა გამოიყენება მაშინ, როცა მდინარის ნაპირი სუსტი გრუნტებისგან შედგება. მსგავსი სქემით მდ. მტკვარზე განხორციელებულია მინგეჩაურის ჰესი 80 მეტრიანი სიმაღლის მიწის კაშხლით.

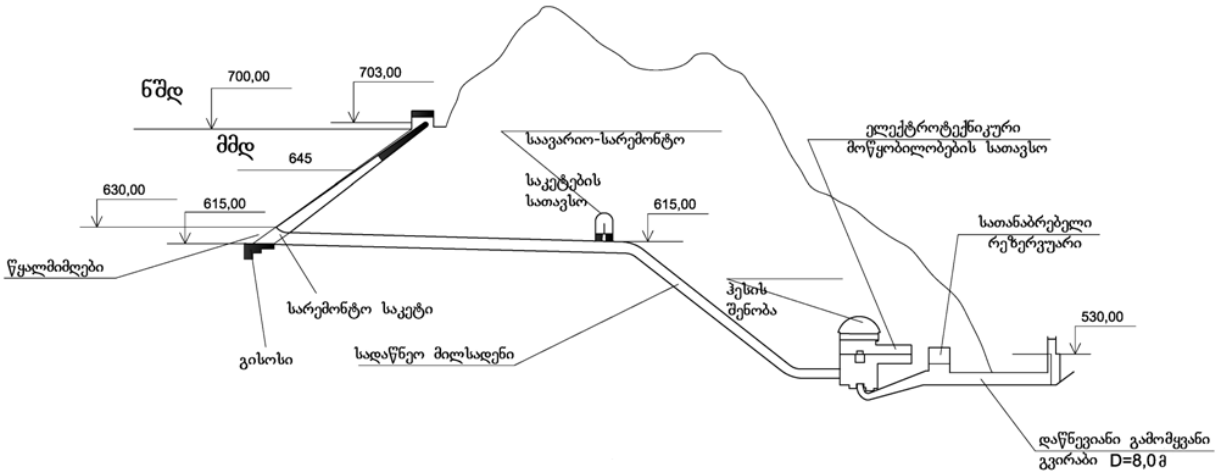


ნახ.1.10

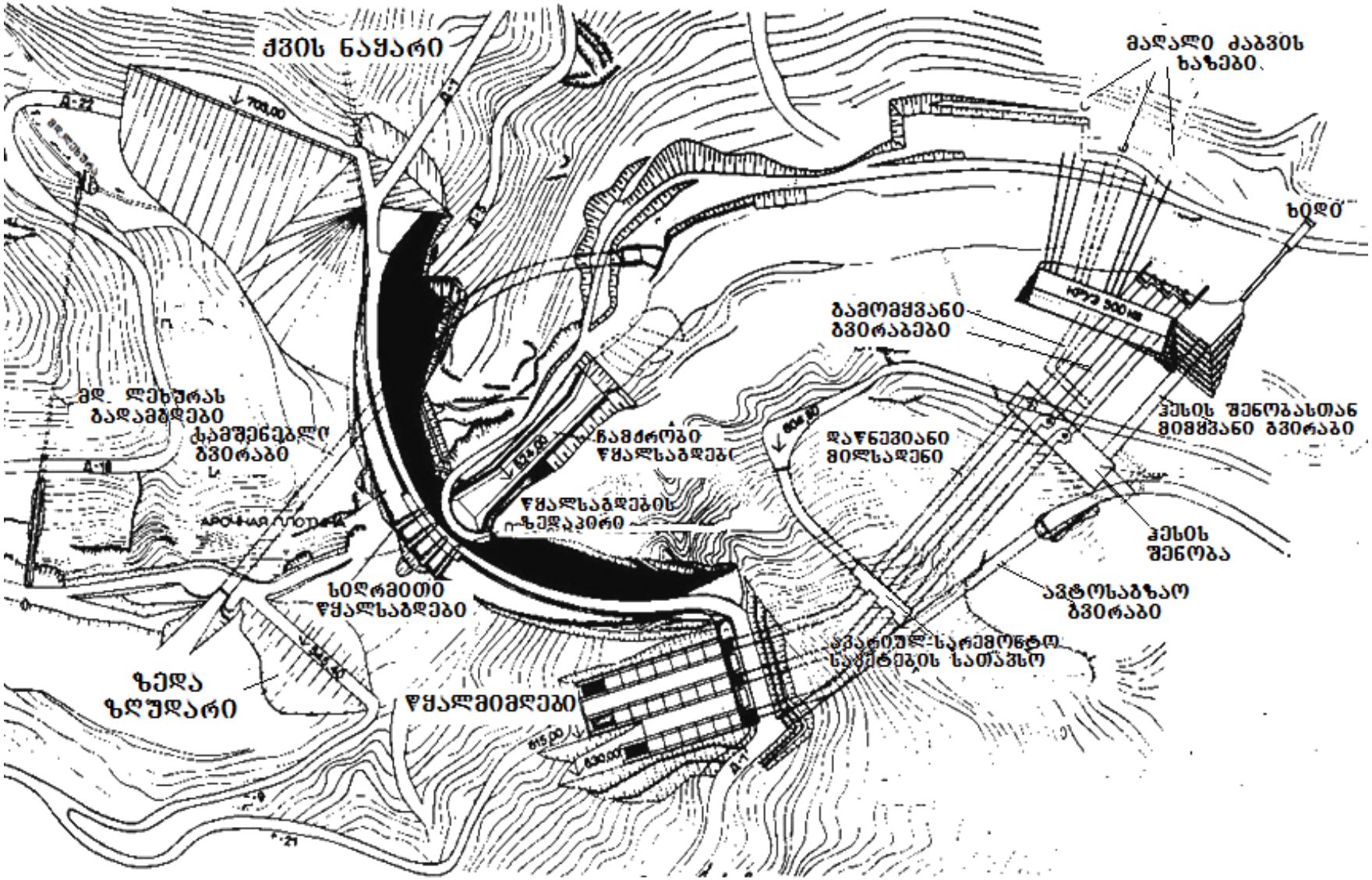
ნახ.1.10-ზე ნაჩვენებია მიწის კაშხალი, რომლის მარცხენა ფერდობზე მოთავსებულია წყალმიმღები და სატურბინო მილსადენები, რომელთაც წყალი მიყავთ მიწის ქვეშ მოთავსებული ჰესის შენობასთან. ჰესის შენობის თავზე კი განლაგებულია ღია გამანაწილებელი მოწყობილობა – **ღ გ მ**, საიდანაც მაღალი ძაბვის ხაზებით ელექტრო-ენერგია მიეწოდება მომხმარებლებს. წყალსაგდები კი განხორციელებულია დაწნევიანი გვირაბის სახით მდინარის მარჯვენა ნაპირზე.

ძალოვანი კვანძის ანალოგიური განლაგება აქვს ხუდონჰესს. აქ იგეგმება 200 მ სიმაღლის თაღოვანი კაშხალი (ნახ.1.12). მდინარის მარჯვენა მხარეს ეწყობა წყალმიმღები, რომელიც გამოკვებავს სატურბინო მილსადენებს და რომლებსაც წყალი მიჰყავს მიწისქვეშ განლაგებული ჰესის შენობის ტურბინებემდე. ჰესის შენობის მახლობლად მიწის ზედაპირზე მოთავსებულია ღია გამანაწილებელი მოწყობილობა, საიდანაც დენი მიეწოდება მომხმარებლებს. სადაწნეო-ძალოვანი კვანძის ჭრილი ნაჩვენებია ნახ.1.11-ზე. კვანძის გეგმაზე ჩანს, რომ კატასტროფული წყლის საგდები მოწყობილია კაშხლის თხემზე. გადადინებული ნაკადი ეცემა ქვემო ბიეფში სპეციალურად მოწყობილ ჩამქრობ ჭაში. სამშენებლო ხარჯის გადასაგდებად მდინარის მარცხენა ნაპირზე მოწყობილია უდაწნეო გვირაბი, რომელიც ექსპლუატაციის პერიოდში იხურება ბეტონის საცობით. ნახ.1.12-ზე გეგმაზე აგრეთვე ჩანს ზემო ზღუდარი და სათავო კვანძის მახლობლად ჩამდინარე მდ. ლეხურას წყალსაცავში გადმოსაგდები გვირაბი.

კაშხლური სქემით აგებული ელექტროსადგურების სქემა მრავალფეროვანია და ყველა შესაძლო ვარიანტების წარმოდგენას, ცხადია, აზრი არ აქვს. მთვარია, გვახსოვდეს, რომ მისაღებ სქემას, სადაც რაციონალურად განლაგებული იქნება ძალოვანი კვანძი, წყალმიმღები და წყალსაგდები ნაგებობები, განსაზღვრავს მდინარის ხეობის ტოპოგრაფიული და გეოლოგიური მონაცემები.



ნახ. 1.11 სადაწნეო-ძალოვნური კვანძის ჭრილი



ნახ1.12 ჰიდროკვანძის სქემა

1.7. დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები

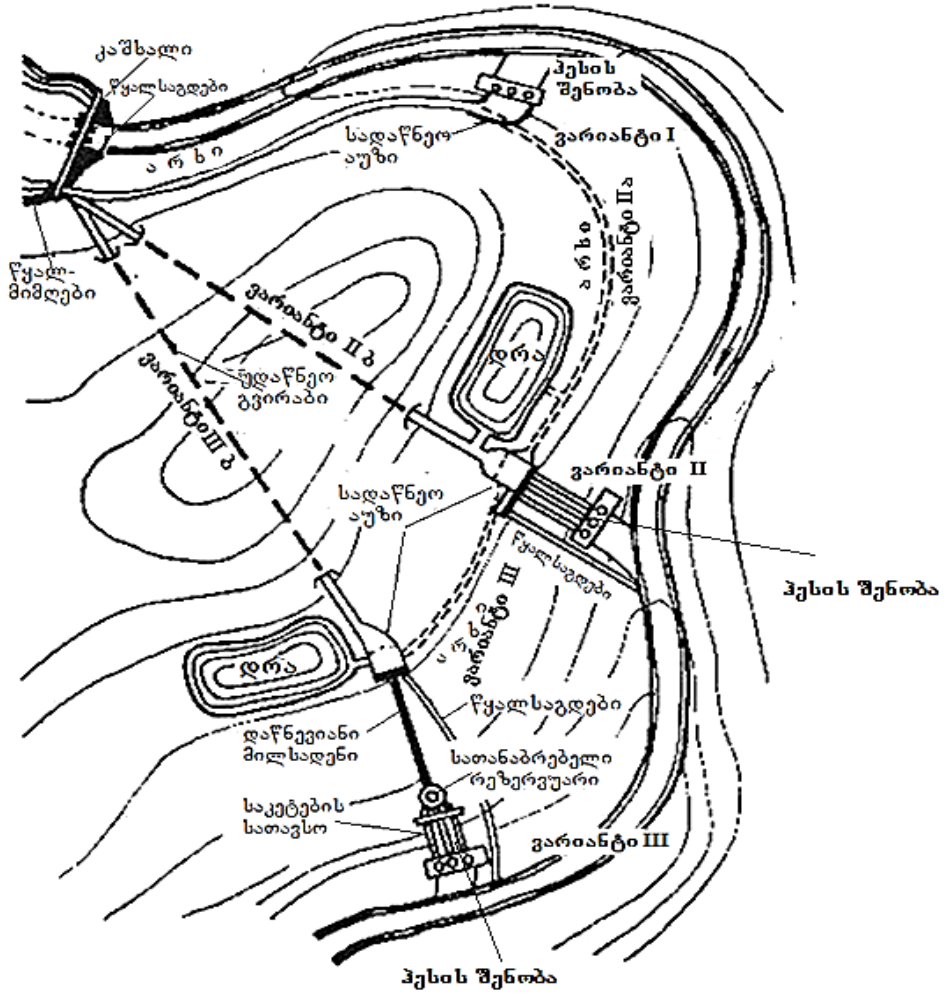
დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები გამოიყენება დაწნევის საკმაოდ დიდ დიაპაზონში, დაწყებული 10 მ-დან 2000 მ-მდე. ამჟამად ცნობილია ავსტრიაში რაისეკის ჰესი, რომელზეც დაწნევა შეადგენს 1767 მ-ს და კოლუმბიაში მდ. ბოგოტაზე პროექტით გათვალისწინებულია ჰესის მშენებლობა, სადაც დაწნევა შეადგენს 2000მ-ს.

დერივაციული ჰესის სათავო ნაგებობას სხვადასხვა სპეციფიკური დანიშნულებები აქვს. მაგალითად, კაშხლის დანიშნულებას აქ წარმოადგენს არა სატურბინო დაწნევის შექმნა, არამედ მდინარის წყლის მიმართულების შეცვლა იმ მიზნით, რომ ის მიმართული იყოს უდაწნეო გვირაბისაკენ, საიდანაც იგი მილსადენში დაწნევიან მდგომარეობაში გადავა, მაგრამ რადგანაც ამ შემთხვევაში კაშხლის სიმაღლე მცირეა, ვერ ახერხებს ისეთ შეტბორვას, რომ შეძლოს წყალდიდობის პერიოდში მდინარეში არსებული ფსკერული და შეტივტივებული ნატანის შეკავება, ამის გამო სათავო ნაგებობის მახლობლად კეთდება ნატანდამჭერი გალერეები. ფსკერული ნატანის სათავო ნაგებობის მახლობლად ან მისი ტრასის რომელიმე მონაკვეთში ეწყობა სალექარი შეწონილი ნატაბის დასალექად.

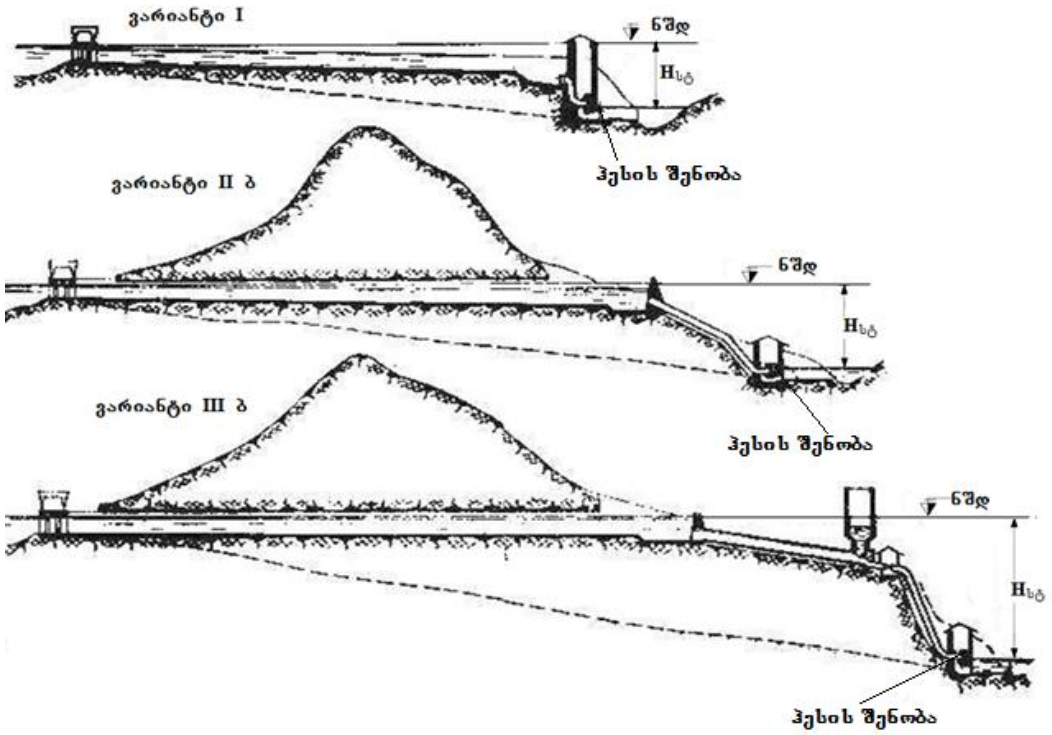
დერივაციული წყალსატარით ხორციელდება წყლის მიყვანა სასადგურე კვანძამდე. დერივაციული წყალსატარები შეიძლება იყოს დაწნევიანი გვირაბი ან მილსადენი, ასევე უდაწნეო გვირაბი. უდაწნეო დერივაციიის ტრასაზე ხშირად ეწყობა დიუკერი ან აკვედუკი, გვერდითი წყალსაშვი, ქვის ცვენისგან დამცავი ნაგებობები და სხვა მოსალოდნელი დაბრკოლებისაგან დამცავი ნაგებობები. უდაწნეო დერივაციის ბოლოს შესაძლებელია დღეღამური რეგულირების აუზის (**დრა**) მოწყობა, მაგრამ თუ ასეთი გათვალისწინებულია არ იქნება აუცილებელია სადაწნეო აუზის მოწყობა, რომლის დანიშნულება და კონსტრუქცია დეტალურად იქნება განხილული მოგვიანებით.

ნახ.1.13-ზე ნაჩვენებია დერივაციული ჰესების სათავო ნაგებობის, დერივაციისა და ძალოვანი კვანძების განლაგების ვარიანტები.

ა) ნახაზზე მოცემულია ნაგებობათა განლაგების გეგმა, ხოლო ბ)-ზე ჰესის განხორცილების შესაძლო ვარიანტთა ჭრილები. I ვარიანტისას გამოყენებულია მდინარის შედარებით მცირე მონაკვეთზე შექმნილი წნევა. კაშხალი ქმნის წნევას მხოლოდ იმისათვის, რომ წყლის ნაკადი მიმართოს სადერივაციო არხისაკენ, რომელიც მდინარის ქანობთან შედარებით მცირე ქანობით მიუყვება ხეობის ფერდობს, რათა წყალი არხის საშუალებით ჰესის შენობამდე მიიყვანოს. ეს არხი ჰესის შენობის მახლობლად ფართოვდება და შედარებით მშვიდი დინებით ნაკადი გადაჰყავს სატურბინო მილსადენში. აქვე შესაძლებელია შეწონილი ნატანის დალექვისა და მისი ქვემო ბიეფში გადაშვებისათვის სათანადო ნაგებობების მოწყობა.



ა)ნაგებობათა გეგმა



ბ)გრძივი ჭრილი

ნახ.1.13

II ვარიანტში მდინარის უფრო დიდი მონაკვეთია გამოყენებული მეტი დაწნევის მისაღებად. ამ მიზნით საჭიროა არხის დაგრძელება ვარიანტი $2^{ა}$ ან უდაწნეო გვირაბის გაკეთება ვარიანტი $2^{ბ}$. გადაწყვეტილებას იმის თაობაზე, თუ რომელი ვარიანტია მისაღები, განსაზღვრავს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებები, რომელიც საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მთავრდება ნაწარმოები ელექტროენერგიის ღირებულების დადგენით. უდაწნეო გვირაბის ვარიანტისას დერივაციის სიგრძე მცირდება, მაგრამ აუცილებელია დღე-ღამური რეგულირების აუზის მოწყობა, რაც აუმჯობესებს მდინარის ჩამონადენის ათვისების ხარისხს, მაგრამ აძვირებს ჰიდროკვანძის ღირებულებას არხით წყლის ჰესთან მიყვანის ვარიანტთან შედარებით. არხის ბოლოს კეთდება სადაწნეო აუზი, რომლის საშუალებით არხით მოდინებული ნაკადის გადაყვანა ხდება სატურბინო მილსადენში.

III ვარიანტში ნაჩვენებია, რომ მდინარის საკმაოდ დიდი მონაკვეთი გამოიყენება დაწნევის გაზრდის მიზნით. მაგრამ ამ დროს, წინა ვარიანტისგან განსხვავებით, იზრდება სატურბინო მილსადენის სიგრძე, რდგან ტურბინების მუშაობის ნორმალურად რეგულირების შესაძლებლობის უზრუნველყოფა მოითხოვს სათანაბრებელი რეზერვუარის მოწყობას სატურბინო მილსადენის უბანზე. შესაბამისი ტოპოგრაფიული პირობების შემთხვევისას შესაძლებელია უდაწნეო გვირაბით წყლის მიყვანა საწნეო აუზამდე, საიდანაც წყალი უნდა გადავიყვანოთ სატურბინო მილსადენში, აქედან კი, მიწისქვეშ განლაგებულ ჰესის შენობასთან.

სუფთა დერივაციული სქემით განხორციელებული ჰესები ყოველ კონკრეტულ შემთხვევაში, დამოკიდებულია მდინარის ხეობის ტოპოგრაფიულ და გეოლოგიურ მონაცემებზე.

1.8. კაშხლურ-დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები

კაშხალურ-დერივაციული სქემით განხორციელებულ ჰესებში ტურბინის ფრთებზე განვითარებული წნევა მიიღება როგორც კაშხლით, ისე დერივაციით. როცა კაშხლით დაწნევის წილი მცირეა, პერიოდულად იქმნება წყალსაცავში დალექილი ნატანის მოშორების პრობლემა. ამ მიზნით ხშირად გამოიყენება წყალსაშვიანი ბეტონის კაშხალი დაბალი ზღურბლითა და ასაწევი საკეტებით. ასეთი კონსტრუქცია უზრუნველყოფს დალექილი ნატანის გარეცხვას პერიოდულად, როცა წყალდიდობის შემდეგ ასეთი ნალექი იქმნება სატურბინო წყალმიმღების მახლობლად. საქართველოში ასეთებია ვარციხე ჰესი I და ავჭალის ჰესი.

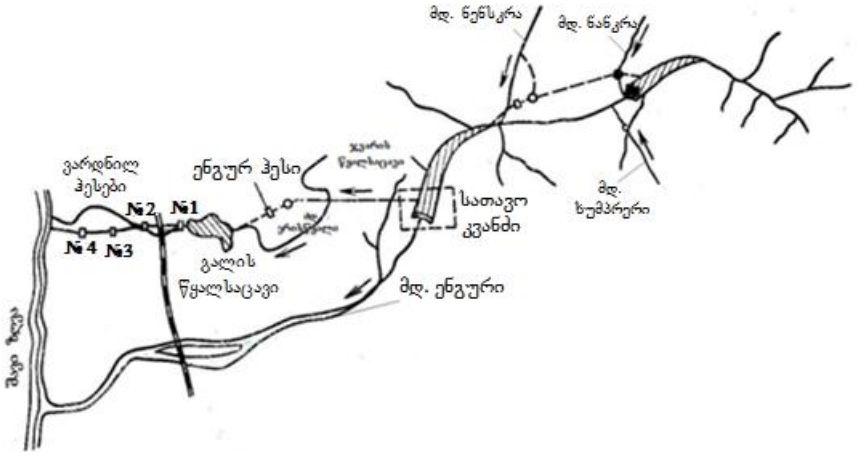
გარდა ფსკერული ნატანისა, მდინარეს ხშირად მოაქვს შეტივტივებული ნატანი, ამიტომ შესაძლებელია კაშხლის მახლობლად წყალმიმღების უშუალო სიახლოვეს მოთავსდეს სალექარი, რომლის კონსტრუქციას ჩვენ ცალკე, მოგვიანებით განვიხილავთ. აქ კი

აღვნიშნავთ, რომ სალექარში ნაკადის სიჩქარის მნიშვნელოვნად შემცირების შედეგად ხდება შეტივტივებული ნატანის დალექვა, რომელიც შემდეგ გამრეცხი გალერეებით დაბრუნდება მდინარის კალაპოტში.

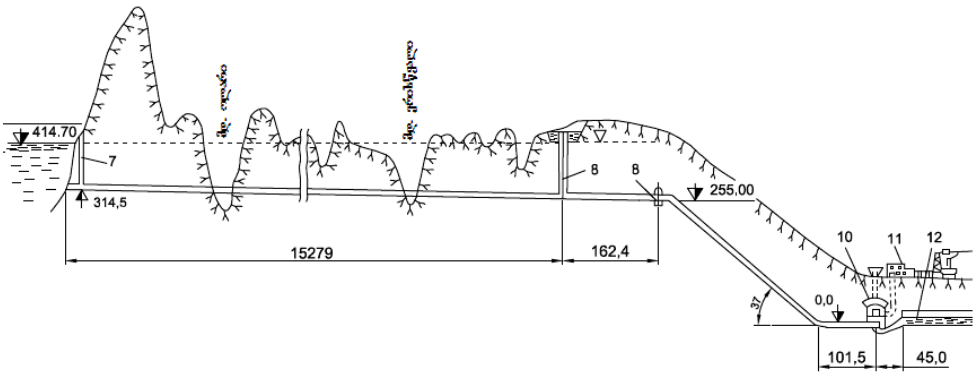
როცა კაშხლის სიმაღლე საკმაოდ დიდია, აღემატება 20-30 მ-ს, სათავო ნაგებობა შედგება მხოლოდ წყალმიმღებისა და წყალდიდობის წყლის წყალსაგდებისგან. ასეთ შემთხვევაში წყალსაცავის მოცულობა საკმარისია იმისათვის, რომ შესრულდეს თვიური რეგულირება, რის გამოც ზემო ბიეფში ადგილი აქვს დონის მნიშვნელოვან ცვლილებას. წყლის აღება ჰესისათვის წყლის მისაწოდებლად ხორციელდება მინიმალური დამუშავებული დონის ქვეშ მოწყობილი წყალმიმღებით, რომლიდანაც წყალი დაწნევიან გვირაბში გადადის. როდესაც გვირაბი საკმაო სიგრძისაა, მის ბოლოს ეწყობა სათანაბრებელი რეზერვუარი, რათა ტურბინებში რეჟიმის ცვლილების შედეგად წარმოშობილი დაწნევის ნაზრდი არ გავრცელდეს გვირაბში და არ გამოიწვიოს მისი მოსახვის დაბზარვა-ჩამოშლა.

აღნიშნული სქემის შემთხვევაში წყალსაშვის კონსტრუქცია და განლაგება დამოკიდებულია კაშხლის ტიპზე. მაგალითად, თაღოვანი და კონტრფორსული კაშხლების შემთხვევაში წყალსაშვის განლაგება შესაძლებელია კაშხლის ტანში, გრუნტის ან ქვანაყარი კაშხლის შემთხვევაში იქმნება სანაპირო ტიპის წყალსაშვი ან თვით კაშხლის მახლობლად ზემო ბიეფში ეწყობა სპეციალური ტიპის წყალსაშვი.

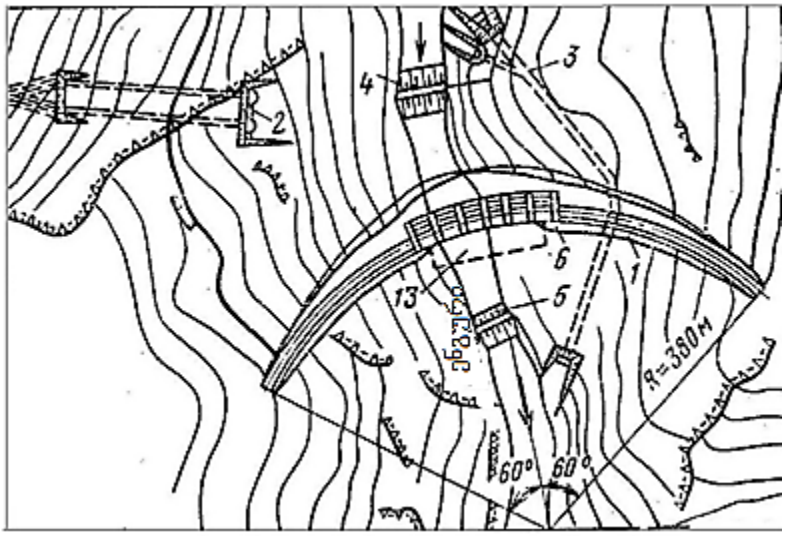
კაშხლურ-დერივაციული სქემით შექმნილი ელექტროსადგურის საუკეთესო მაგალითია ენგურჰესი, რომელიც ნაჩვენებია ნახ.1.14-ზე. აქ ა) ნახაზზე ნაჩვენებია ჰიდროკვანძის გენერალური გეგმა ბ)-ზე, ჰიდრავლიკურ ტრაქტზე ჭრილი გ)-ზე სათავო ჰიდროტექნიკური ნაგებობების განლაგება გეგმით. გამოყენებული ნაგებობების ტიპები აღნიშნულია არაბული ნომრით და მათი მნიშვნელობები განმარტებულია ნახაზების ქვეშ მიწერით. ენგურჰესის სათავო ნაგებობას წაროადგენს 271 მ სიმაღლის თაღოვანი კაშხალი, აქვე განთავსებულია წყალმიმღები და კატასტროფული ხარჯის გადამგდები წყალსაშვი, სადაწნეო გვირაბი, რომლის დიამეტრია 9,5 მ, სიგრძე კი 15,3 კმ კვეთს ორი მდინარის, ილორისა და ერისწყლის ხეობებს შორის გადის მთის მასივში და წყალს აწვდის მიწისქვეშ განლაგებულ ჰესის შენობას, საიდანაც გადამუშავებული წყალი გამოდის მდ. ერისწყლის ხეობაში. აქ მოწყობილია მცირე სიმაღლის მიწის კაშხალი, რომელიც ქმნის დღეღამური რეგულირების წყალსაცავს, საიდანაც იკვებება პირველი ვარდნილ ჰესი, რომლის სიმაძლავრეა 220 მგვტ. შემდეგ აფხაზეთის ტერიტორიაზე, ზღვასთან მდინარის ნაკადის შეერთებამდე, განლაგებულია სამი ერთნაირი ტიპის კაშხალთან მდებარე ჰესი, თითოეული 40 მგვტ სიმძლავრის.



ა)



ბ)



გ)

ნახ.1.14. ენგურჰესი; ა) კასკადის სქემა; ბ) ჰიდრავლიკური ჭრილი; გ) სათავო კვანძი.

1. თაღოვანი კაშხალი; 2. სანაპირო წყალმიმღები, 3. სამშენებლო გვირაბი, 4. ზედა ზღუდარი, 5. ქვედა ზღუდარი, 6. წყალსაგდები, 7. საკეტების შახტი, 8. სათანაბრებელი რეზერვუარი, 9. დისკური საკეტების სათავსო, 10. მიწისქვეშა ჰესის შენობა, 11. ღია გამანაწილებელი მოწყობილობა, 12. გამომყვანი უდაწნეო გვირაბი.

საკუთრივ ენგურჰესის წყალსაცავის მოცულობა შეადგენს 1,1 კმ^3-ს სასარგებლო მოცულობა კი, როცა დამუშავების სიღრმე 70 მ-ის ტოლია არის 0,68 კმ^3. ეს მოცულობა საკმარისია იმისათვის, რომ განხორციელდეს მდ. ენგურის ჩამონადენის სეზონური (ე. ი. არასრული წლიური) რეგულირება. წყალმიმღები, რომელიც წყალსაცავიდან იღებს სატურბინო ხარჯს, 450 მ^3/წმ-ის რაოდენობით, განლაგებულია მდინარის მარჯვენა მხარეს კაშხლის მახლობლად. მის საწყის უბანზე მოთავსებულია ვერტიკალური შახტი ბრტყელი საკეტებით. წყალმიმღები კი წინ აღჭურვილია ნატანდამჭერი გისოსებით.

თაღოვანი კაშხლის თხემზე მოწყობილია საექსპლუატაციო წყალსაგდები, რომელიც გაანგარიშებულია კატასტროფული წყლის გატარებაზე 1900 მ^3/წმ-ის ოდენობით. ამასთანავე, კაშხლის ტანში აქვს ხვრეტები, რომლის საშუალებით შესაძლებელია წყლის ქვედა ბიეფში გადასხმა იმ პირობებშიც, როცა წყლის დონე წყალსაცავში ნორმალურ შეტბორვილ დონეზე დაბლაა. მათი მიზანია, განხორციელდეს წყალსაცავის დაცლა ავარიულ სიტუაციაში.

სასადგურე კვანძის განთავსებულია აფხაზეთის ტერიტორიაზე. მის შემადგენლობაში შედის: სათანაბრებელი რეზერვუარი ზედა კამერით, დისკური საკეტების სათავსო, გვირაბში მოთავსებული სატურბინო მილსადენი, მიწისქვეშა ჰესის შენობა, რომელშიც განლაგებულია 5 აგრეგატი, თითოეული 260 მგვტ სიმძლავრით და **ღგმ**, რომელიც განლაგებულია ჰესის შენობის თავზე, მიწის ზედაპირზე. ჰესის შენობიდან წყალი გადმოედინება უდაწნეო გვირაბით, რომელიც გადადის 3,16 კმ სიგრძის არხში. არხიდან წყალი ჩაედინება რომელიც მდ. ერისწყლის ხეობაში მოწყობილ გალის წყალსაცავში. ჯამური სტატისტიკური დაწნევა ენგურჰესზე შეადგენს 409,5 მ-ს, აქედან 226 მ მოდის კაშხალზე და 183,5 დერივაციაზე, საანგარიშო დაწნევა კი რომელიც განსაზღვრავს დადგმული სიმძლავრეს, შეადგენს 325 მ-ს. ენერგიის შესაძლო საშუალო მრავალწლიური გამომუშავება კი 5,4 მილიარდ კვტ.სთ-ს წელიწადში. უნდა აღინიშნოს, რომ ასეთი ოდენობის გამომუშავება არც ერთ წელს არ დაფიქსირებულა, რაც დაპროექტებისას არაზუსტი ჰიდროლოგიური მონაცემების გამოყენების შედეგია.

თავი II. ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური მაჩვენებლები

2.1 ჰესის ენერგო-ეკონომიკური მაჩვენებლები

როგორც ჰიდროელექტროსადგურის, ისე ჰიდრომააკუმულირებელი და მიმოქცევის ელექტროსადგურების ძირითად ენერგეტიკულ მაჩვენებლებს წარმოადგენს ელექტროენერგიის საშუალო მრავალწლიური გამომუშავება Эკვტსთ/წელი და დადგმული სიმძლავრე Nკვტ. გამომუშავებული ელექტროენერგია ჰესის შენობიდან მაღალი ძაბვის ხაზებით მიეწოდება ყველა სახის მომხმარებლებს, რომლებიც ძაბვის დამადაბლებელი მოწყობილობების გამოყენების საშუალებით მათთვის მისაღები სიმძლავრისა და ძაბვის პირობებში მოიხმარს გენერირებულ ელექტროენერგიას. მნიშვნელოვან ეკონომიკურ მაჩვენებელი არის ჰესის მშენებლობის სახარჯთაღრიცხვო ღირებულება, რომელსაც ხშირად მოიხსენიებენ, როგორც ჰესის მშენებლობის დასაფინანსებელ თანხას. იგი მოიცავს ყველა იმ დანახარჯების ჯამს, რომელიც საჭიროა ჰესის ექსპლუატაციაში შესაყვანად. კერძოდ, წინასაეტაპო - ჰესის დაპროექტებისა და მოსამზადებელი სამუშაოები, დროებითი შენობა-ნაგებობების მშენებლობის ჩათვლით, დანახარჯები კაშხლის მშენებლობაზე, გვირაბებისა და მილსადენების განხორციელებაზე, ტურბინა-გენერატორის შესყიდვასა და მონტაჟზე, გზების გაყვანაზე, მუშა-მოსამსახურეთა საცხოვრებელი სახლების მშენებლობაზე და ყველა სხვა სამუშაოზე, რომელსაც ადგილი აქვს ჰესის მშენებლობის პროცესში.

დაფინანსების სახით გაწეული ყველა დანახარჯი არ წარმოადგენს ინვესტორისათვის მშენებლობის დამთავრების შემდეგ ექსპლუატაციის პერიოდში დასაბრუნებელ თანხას. გაწეულ დანახარბს უნდა გამოაკლდეს ინვესტორისადმი დასაბრუნებელი ის თანხები, რომელიც გაწეული იქნა მუშა-მოსამსახურეებისათვის აშენებული საცხოვრებელი სახლების, სკოლამდელი აღზრდის, კულტურის, განათლებისა და ვაჭრობის ობიექტების, გზების გაყვანისა და სხვა ინფრასტრუქტურული ობიექტების მოწყობაზე, რომელნიც მშენებლობის დამთავრების შემდეგ გადაეცემა სხვა სახელმწიფო უწყებებს, ჰესის ექსპლუატაციის პერიოდში არ წარმოადგენს ძირითად საწარმოო ფონდებს და არ გამოიყენება მეწარმის მიერ.

ამგვარი სხვაობით მიღებულ თანხას, რომელიც მეწარმე-მესაკუთრემ ნამატით უნდა დაიბრუნოს, ექსპლუატაციის პერიოდში ეწოდება კაპიტალდაბანდება და ზემოთ მოყვანილი განმარტების თანახმად შემდეგი სახით განისაზღვრება:

$$K = Ф - B_т \qquad (2.1)$$

სადაც Ф – მშენებლობის განხორციელებისათვის საჭირო ფინანსირების თანხაა;

$B_т$ – მშენებლობის დამთავრების შემდეგ იმ მესაკუთრის მიერ დასაბრუნებელი თანხაა, ვის ხელშიც გადადის მშენებლობის პერიოდისთვის დამხმარე ნაგებობა-მოწყობილობები.

(2.1) ფორმულით განსაზღვრული კაპიტალდაბანდება ის თანხაა, რომელიც ინვესტორმა უნდა ამოიღოს დივიდენდის სახით ექსპლუატაციის პერიოდში, მაგრამ ხშირად ძნელია მისი განსაზღვრა, რადგან ზოგ შემთხვევაში განხორციელებული ჰიდროკვანძი ემსახურება არა მარტო ელექტროენერგიის წარმოებას, არამედ სახალხო მეურნეობის სხვა დარგებსაც, მაგალითად, სოფლის მეურნეობას ირიგაციის სახით, წყალმომარაგებას, წყალდიდობასთან ბრძოლას, თევზთმეურნეობის გაფართოებას და სხვ. ამიტომ აუცილებელია საერთო კაპიტალდაბანდებიდან გამოიყოს ის თანხა, რომელიც უშუალოდ მოხმარდება ენერგეტიკას. ეს მოხერხდება მაშინ, თუ შესაძლებელია წყლის რესურსების გამოყენებით თითოეული დარგის მიერ მიღებული ეკონომიკური ეფექტიანობის განსაზღვრა. მაგრამ არის ისეთი დარგებიც, რომლებიც პრიორიტეტულია და ეკონომიკური ეფექტი თანხების ამოგების რაოდენობით არ განისაზღვრება, მაგალითად, ქალაქის წყალმომარაგება. წყალი, რომელიც მიეწოდება მოსახლეობას ყოველდღიური საჭიროებისათვის, უნდა შეფასდეს მოსახლეობის გადახდისუნარიანობის მიხედვით და არა იმ თანხის მიუღებელი ოდენობის ნამატით ამოღებით, რაც ჯდება რეალურად მისი განხორციელება. ამიტომ, საკმაოდ რთულ ამოცანას წარმოადგენს ჰიდროკვანძის მშენებლობისათვის გაწეული კაპიტალდაბანდების ეკონომიკური ეფექტიანობის პრინციპის გამოყენებით კაპიტალდაბანდების განაწილება კომპლექსში მონაწილე დარგებს შორის. ზოგადად, შეგვიძლია დავწეროთ, რომ ჰესისთვის მიკუთვნებული კაპიტალდაბანდება უნდა განისაზღვროს ფორმულით:

$$K_{\text{ჰეს}} = K_{\text{ჯამ}} - K_{\text{სხვ}} \qquad (2.2)$$

სადაც $K_{\text{ჯამ}}$ არის კომპლექსის განხორციელებისათვის საჭირო ჯამური კაპიტალდაბანება;

$K_{\text{სხვ}}$ – კომპლექსში მონაწილე სხვა დარგებისათვის მიკუთვნებული კაპიტალდაბანდება;

ეკონომიკურად ეფექტიანი ჰესების სქემების შედგენის დროს ერთმანეთთან შესადარებლად გამოიყენება ხვედრითი კაპიტალდაბანდების მაჩვენებელი, რომელიც კაპიტალდაბანდების ჰესის დადგმულ სიმძლავრესთან ფარდობის ტოლია:

$$K_N^{\text{ხვ}} = \frac{K_{\text{ჰესის}}}{N_{\text{დადგმ.}}} \qquad (2.3)$$

ასევე გამოიყენება კაპიტალდაბანდების ფარდობა საშუალო მრავალწლიურ გამომუშავებასთან:

$$K_{\text{Э}}^{\text{ხვ}} = \frac{K_{\text{ჰესის}}}{\text{Э}_{\text{წლ.}}} \qquad (2.4)$$

ეს მნიშვნელობები ჰიდროელექტროსადგურებისათვის იცვლება საკმაოდ დიდ დიაპაზონში და წარმოადგენს საორიენტაციო მაჩვენებელს. მათი გამოყენება რეალურად ეკონომიკურად

ეფექტური სადგურის გამოსავლენად შეუძლებელია, მაგრამ ისინი კარგ და მარტივად დასადგენ ინფორმაციას იძლევა, როცა გაანგარიშებები სრულდება მდინარის ენერგეტიკული ათვისების სქემის დადგენის დონეზე. ასევე მარტივად განისაზღვრება და ეკონომიკური ეფექტიანობის საორიენტაციო მაჩვენებელს წარმოადგენს ყოველწლიური მთლიანი დანახარჯები:

$$И_{ექს}= A+ П_з +Р_{მ.რ} +Р_{კრ}+И_{დამ} \quad (2.5)$$

სადაც $И_{ექს}$ არის წლიური საექსპლუატაციო დანახარჯი;

A – საამორტიზაციო ანარიცხები;

$П_з$ – მომსახურე პერსონალის ხელფასი;

$Р_{მ.რ}$ – მიმდინარე რემონტისათვის ყოველწლიური დანახარჯები;

$Р_{კრ}$ – გარკვეული პერიოდებით გასაკეთებელი კაპიტალური რემონტის დანახარჯები;

$И_{დამ}$ – დამატებითი გაუთვალისწინებელი დანახარჯები.

წინა საპროექტო სტადიაზე, სავარაუდოდ, შეგვიძლია ეს პარამეტრები განვსაზღვროთ შემდეგნაირად:

მომსახურე პერსონალის ხელფასი შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ნახ. 16.1-ზე მოცემული გრაფიკის გამოყენებით ჰესის ცნობილი სიმძლავრის და აგრეგატების რიცხვის მიხედვით. ამ მეთოდოლოგიით ჯერ განისაზღვრება კოეფიციენტი – R კაცი/მგვტ, რაც საშუალებას იძლევა, განისაზღვროს მოსამსახურე პერსონალის რაოდენობა. მაგალითად, როდესაც ჰესის დადგმული სიმძლავრე შეადგენს N=70 მგვტ-ს და დამონტაჟებული აგრეგატების რაოდენობა Z=3, გრაფიკის მიხედვით R=0.5კაცი/მგვტ. ამ კოეფიციენტის გამოყენებით განისაზღვრება მოსამსახურე პერსონალის რაოდენობა. $П_з$ =0.51კაცი/მგვტ·70მგვტ ≈36კაცს. თუ მუშა-მოსამსახურეთა საშუალო თვიურ ხელფასად მივიჩნევთ 833$-ს, მაშინ წლის განმავლობაში ხელფასის სახით გაცემული თანხა ტოლი იქნება

$$П_з =36კაცი ·833\$/თვე·12თვე≈360\ 000\ \$. \quad (2.6)$$

მიმდინარე რემონტის საანგარიშო ფორმულას პროპორციულობის კოეფიციენტების გამოყენებით აქვს შემდეგი სახე:

$$Р_{მ.რ} =(0,002÷0.005)\ К_{ჰ.ნ}+(0,007÷0.025)\ К_{ტ.გ} \quad (2.7)$$

სადაც, $К_{ჰ.ნ}$ კაპიტალდაბანდებაა ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებზე $-ში;

$К_{ტ.გ}$ – კაპიტალდაბანდებაა ტურბინა-გენერატორებზე $-ში;

კაპიტალური რემონტის ხარჯის მიახლოებით გამოსათვლელად ვსარგებლობთ ფორმულით:

$$Р_{კ.რ} =(0,001÷0.002)\ К_{ჰ.ნ}+(0,02÷0.05)\ К_{ტ.გ.} \quad (2.8)$$

გაუთვალისწინებელი დამატებითი დანახარჯების შესაფასებლად შეგვიძლია ვისარგებლოთ ფორმულით:

$И_{დამ}$ =(0,0005÷0.002) $K_{ჰ.ნ}$ – გაუთვალისწინებელ დამატებით ხარჯებს ადგილი აქვს ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებზე იშვიათი კატასტროფული ხარჯების გატარების დროს.

საამორტიზაციო ანარიცხები განკუთვნილია ძირითადი ფონდების შესაქმნელად გაწეული კაპიტალდაბანდებით ნაწარმოები საქონლის ღირებულებაზე თანდათანობით გადასატანად. ექსპლუატაციის პერიოდში ამგვარად დაგროვილი თანხა შეიძლება გამოყენებული იქნეს როგორც კაპიტალური რემონტების ჩასატარებლად, ისე ძირითადი ფონდების კვლავწარმოებისათვის. ძირითად ფონდებს წარმოადგენს ყველა ის ჰიდროტექნიკური ნაგებობა და მოწყობილობა, რომლის შესაქმნელად გაიხარჯა კაპიტალდაბანდების თანხა, აქვე გასათვალისწინებელია ის ფაქტი, რომ მათ სასარგებლოდ მომსახურების პერიოდი საკმაოდ დიდია. ამიტომ ამორტიზაციის ანარიცხების ნორმატიული მნიშვნელობები კაპიტალდაბანდებასთან შედარებით მცირეა და მისი წილობრივი მნიშვნელობები (2.8′)-ში აღნიშნულია –α-თი. მაგალითად, წყალსაშვებისათვის, გვირაბებისათვის და ჰესის შენობისათვის α=1,05%, დერივაციული არხებისათვის α=1,12%, ფოლადის მილსადენებისათვის α=1,27%, ჰიდროაგრეგატებისათვის, ელექტრული მოწყობილობებისათვის α=2,9%. ამგვარი შეფასებების მიხედვით ჰესისათვის ჯამური საამორტიზაციო ანარიცხები გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$A = \sum K_i \alpha_i \qquad (2.8')$$

აქ α არის ნაგებობა-მოწყობილობების ფიზიკური ცვეთის მიხედვით დადგენილ პროცენტულ მნიშვნელობებს, მაგრამ როგორც ქვემოთ დავინახავთ, ნაწარმოები საქონლის რეალური ღირებულების ანგარიშებში გამოიყენება საგადასახადო კოდექსში მოცემული ამორტიზაციის პროცენტული მნიშვნელობები, რომელიც არ ემთხვევა ფიზიკური ცვეთის მიხედვით დადგენილ პროცენტულ მნიშვნელობებს. როგორც მოგვიანებით ვნახავთ, ჰესების ეფექტიანობის დასადგენად საჭირო იქნება ფინანსური ამორტიზაციის ცნების განმარტებაც.

როგორც (2.5) ფორმულიდან ჩანს, საექსპლუატაციო დანახარჯების გამოსათვლელად აუცილებელია საექსპლუატაციო პერსონალის ხელფასის, მიმდინარე და კაპიტალური რემონტის ხარჯების და სხვა ყველა იმ დანახარჯების ცოდნა, რომელიც საჭიროა ნორმალური ექსპლუატაციისათვის. ყველა აღნიშნული სახის დანახარჯები პროპორციულ დამოკიდებულებაშია როგორც ჰესის დადგმული სიმძლავრის, ისე იმ კაპიტალდაბანდების სიდიდესთან, რომელიც გაიღება ნაგებობა-მოწყობილობების განხორციელებისთვის.

ამგვარად, ვიცით რა საექსპლუატაციო დანახარჯები, შეგვიძლია განვსაზღვროთ ელექტროენერგიის თვითღირებულება:

$$b_{\text{თვით}} = \frac{И}{Э_{\text{წლ}}} \text{ლარი/კვტსთ} \qquad (2.9)$$

ზემოთ მოყვანილი ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებელი პარამეტრები არის სტატიკური მაჩვენებლები, რომლებიც არ ითვალისწინებს კაპიტალდაბანდების თანხის დროში ცვლილებებს. ასეთივე კაპიტალდაბანდების სტატიკურ მაჩვენებელს წარმოადგენს მისი საერთო რენტაბელობის მაჩვენებელი კოეფიციენტი, რომელიც განისაზღვრება როგორც საშუალო წლიური მოგების, – $П_{\text{წლ}}$ ფარდობას გაწეულ კაპიტალდაბანდებასთან:

$$P = \frac{П_{\text{წლ}}}{K} \ . \qquad (2.10)$$

მისი შებრუნებული სიდიდე გვიჩვენებს კაპიტალდაბანდების ამოსყიდვის პერიოდს:

$$T_{\text{ამოსყ}} = \frac{K}{П_{\text{წლ}}} \ .$$

საშუალო წლიური მოგება წარმოადგენს სხვაობას წლის განმავლობაში გასაღებული ენერგიის ღირებულებულებით მიღებული შემოსავლისა და წლიურ საექსპლუატაციო დანახარჯებს შორის:

$$П_{\text{წლ}} = D_{\text{წლ}} - И \ . \qquad (2.11)$$

გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში, როგორც წესი საპროექტო ჰესების ეკონომიკური ეფექტიანობის შესაფასებლად გამოიყენებოდა (2.10) ფორმულით განსაზღვრული რენტაბელობის კოეფიციენტის შედარება ნორმატიულ კოეფიციენტთან, რომლის მნიშვნელობები იცვლებოდა დარგების მიხედვით. მაგალითად, მრეწველობისათვის $P_{\text{ნორმ}} = 0{,}16$ ტრანსპორტისა და კავშირგაბმულობისათვის $0{,}05$. საერთოდ, სახალხო მეურნეობისათვის საშუალოდ შეადგენდა $0{,}14$. ენერგეტიკისათვის ეს კოეფიციენტი არ იყო დაზუსტებული, მაგრამ ხშირად გამოიყენებოდა კოეფიციენტის $P = 0{,}12$ მნიშვნელობა;

ცხადია, საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, ამ კოეფიციენტის სიდიდეს არსებითი მნიშვნელობა არა აქვს თუნდაც იმიტომ, რომ ფორმულაში შემავალი მშენებლობის პერიოდში გაწეული კაპიტალდაბანდების მნიშვნელობა არ განსაზღვრავს ინვესტორის მიერ ექსპლუატაციის პერიოდში ამოსაღებ კაპიტალის მნიშვნელობას.

მოგვიანებით ეს ნაკლი გამოსწორდა, რადგანაც მოთხოვნილ იქნა, რომ როგორც კაპიტალდაბანდება, ისე მოგება მშენებლობის დამთავრებამდე ექსპლუატაციაში შესული აგრეგატებისაგან განსაზღვრული ყოფილიყო დროის ფაქტორის გათვალისწინებით:

$$\overline{K} = \sum_{t=1}^{t=t_{ბ}} K_t (1 + E_{\text{დნ}})^{t_{ბ} - t} \qquad (2.12)$$

$$\overline{\Pi} = \sum_{t=t_ვ}^{t=t_ბ} \Delta\Pi_t (1 + E_{ნ.დ})^{t_ბ - t} \qquad (2.13)$$

სადაც $t_ბ$ – ბაზისური წელია, რომელიც ტოლია მშენებლობის დაწყებიდან მშენებლობის დამთავრებამდე დროის ინტერვალისა.

$\Delta\Pi_t$ – მოგების ნამატია პირველი აგრეგატის მწყობრში შესვლის $t_ვ$-დან t წლების მიხედვით მშენებლობის დაწყებიდან ჰესის ექსპლუატაციაში შესვლამდე.

$t_ვ$ – ჰესის ექსპლუატაციაში შესვლის წელია, რომელიც, როგორც წესი, ნაკლები მშენებლობის დამთავრების $t_ბ$ პერიოდზე.

$E_{ნ.დ}$ – ნორმატიული დაყვანის კოეფიციენტი, რომლის მნიშვნელობაც მიიღება 0,08-ის ტოლად.

თუ (2.12) და (2.13) ფორმულებით გამოთვლილ მნიშვნელობებს შევიტანთ (2.10)-ში, ამოსყიდვის პერიოდის მნიშვნელობა, ცხადია, შედარებით დაზუსტდება, მაგრამ წლიური მოგების ანგარიში, როგორც (2.11) დამოკიდებულებიდან ჩანს, მოითხოვს დადგინდეს წლიური შემოსავალი $D_{წლ}$, რომელიც ცხადია მომხმარებლისათვის მიწოდებული ელექტროენერგიის ტარიფის ცოდნას მოითხოვს. ამიტომ წლიური შემოსავლის საანგარიშოდ საჭიროა, ვისარგებლოთ შემდეგი დამოკიდებულებით

$$D_{წლ} = r \sum Э_i b_i \qquad (2.14)$$

სადაც – r=0.8÷0.85 ელექტრულ ქსელებში მიწოდებული ელექტროენერგიის დანაკარგის მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტია.

b_i – სხვადასხვა მომხმარებლის მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის კვტ.სთ –ის ღირებულება.

$Э_i$ – სხვადასხვა მომხმარებლის მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის რაოდენობაა კვტ.სთ-ში.

(2.14) ფორმულით პრაქტიკაში რომ ვისარგებლოთ, საჭიროა ვიცოდეთ სხვადასხვა სახის მომხმარებლის მიერ ნორმებით დაწესებული ტარიფების სიდიდე. გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში ყველა სახის მომხმარებლებისთვის ცალცალკე იანგარიშებოდა ტარიფები მოთხოვნილების სპეციფიკის გათვალისწინებით.

ასეთი მიდგომა ელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენად ეწინააღმდეგება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის პრინციპს, რადგანაც ამ უკანასკნელ შემთხვევაში საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობა ფასდება ნაწარმოები საქონლის ისეთი ღირებულების მიღწევით, რომელიც პასუხობს მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას.

გეგმიანი ეკონომიკის პირობებშიც ეკონომისტები აცნობიერებდნენ მოგებით კაპიტალდაბანდების ამოსყიდვის ხანგრძლივობით ეკონომიკური ეფექტიანობის შეფასების სუსტ მხარეს, უფრო სრულყოფილად გვთავაზობდნენ დამატებითი კაპიტალდაბანდების დამატებითი საექსპლუატაციო დანახარჯებით ამოსყიდვის ხანგრძლივობის შეფასების კრიტერიუმს.

$$T_{\text{ამოს}} = \frac{K_1 - K_2}{И_2 - И_1} \tag{2.15}$$

სადაც $\Delta K = K_1 - K_2$ დამატებითი კაპიტალდაბანდებაა გამოთვლილი ორი სხვადასხვა შესადარებელი ელექტროსადგურის კაპიტალდაბანდებათა სხვაობით, რომელთა არამარტო წლიური გამომუშავებაა ტოლი, არამედ მათი დატვირთვის გრაფიკში მონაწილეობის რეჟიმიც ერთნაირია.

$\Delta И = И_2 - И_1$ – დამატებითი საექსპლუატაციო დანახარჯებია, რაც მიუთითებს იმაზე, რომ ჰესს, რომლის განხორციელებაც მოითხოვს მეტ კაპიტალდაბანდებას, სჭირდება ნაკლები საექსპლუატაციო დანახარჯები. ე.ი. $И_2 > И_1$ ეს პირობები გვიჩვენებს, რომ შესადარებელი ელექტროსადგურების როლში გამოდის ჰიდრო და თბოელექტროსადგური, რადგანაც ჰესის კაპიტალდაბანდება $K_1 = K^{\text{ჰეს}}$ ყოველთვის მეტია თესის კაპიტალდაბანდებაზე ე.ი. $K_2 = K^{\text{თეს}}$. მაშინ, როცა საექსპლუატაციო დანახარჯები $И^{\text{თეს}}$ თესზე ყოველთვის მეტია ჰესის საექსპლუატაციო დანახარჯებზე.

(2.15) გამოსახულებიდან მიიღება მშენებლობაზე გასაწევი დანახარჯების საანგარიშო ფორმულა შემდეგი სახით:

$$З = \frac{1}{T_{\text{ამოს}}} K_1^{\text{ჰეს}} + И_1^{\text{ჰეს}} = \frac{1}{T_{\text{ამოს}}} K_2^{\text{თეს}} + И_2^{\text{თეს}} = E_{\text{ნ}} K + И\,, \tag{2.16}$$

სადაც $\frac{1}{T_{\text{ამოს}}} = E_{\text{ნ}}$ კაპიტალდაბანდების ამოსყიდვის ნორმატიული კოეფიციენტია და გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში იგი მიიღებოდა $E_{\text{ნ}}$=0,12-ის ტოლად.

შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმის გამოყენების განსაკუთრებულ დადებით თვისებად ითვლებოდა ის, რომ იგი საშუალებას იძლეოდა, გვეპოვა დარგის განვითარების ოპტიმალური გზა. ე. ი დარგის განვითარების დაგეგმვის პირობებში სისტემური მიდგომის საშუალებას იძლეოდა. ცხადია, ყველა კომპლექსური დანიშნულების ჰიდროენერგეტიკული კვანძისათვის სამართლიანია, ისე შევარჩიოთ განსახორციელებლი ობიექტის ტექნიკური პარამეტრები, რომ დაყვანილი დანახარჯები გამოთვლილი ფორმულით $З = E_{\text{ნ}}K + И$ მინიმალური იყოს. ეს კრიტერიუმი სამართლიანია და იძლევა დარგის

განვითარების ოპტიმალური გზის პოვნის საშუალებას, როცა ყველა სახის მშენებლობის დაფინანსება ხდება მხოლოდ ერთი და იმავე წყაროდან ანუ სახელმწიფოს ბიუჯეტიდან, მაგრამ როცა მშენებლობას აფინანსებს კერძო ინვესტორი, თუნდაც სახელმწიფო ბიუჯეტის თანამონაწილეობით, ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის პრინციპი მოითხოვს, გარკვეული იყოს როგორი იქნება ჩადებული თანხის ნამატით ამოღების შესაძლებლობა, იმის გათვალისწინებით, რომ ფული განიცდის ინფლაციას. გარდა ამისა, ამოღებული ნამატი უნდა იძლეოდეს რეინვესტიციის საშუალებას, რაც კვლავწარმოების ფაქტორის უზრუნველყოფის გარანტიაა.

2.2. ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის დაფინანსების წყაროები, ინვესტირების სქემები და ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმები საბაზრო ეკონომიკის პირობებში

საერთოდ, ნებისმიერი ობიექტის მშენებლობის დაფინანსების წყარო შეიძლება იყოს როგორც სახელმწიფოს ბიუჯეტი, ისე კომერციული ან არაკომერციული სახის სამეურნეო ორგანიზაციების სახსრები. საწარმოო ობიექტების დაფინანსების წყარო შეიძლება იყოს აგრეთვე საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაციები, ბანკები, ცალკეული საწარმო ან უცხო სახელმწიფოები, მაგრამ სხვადასხვა სახის ობიექტის, თუნდაც მშენებლობის დაფინანსება არ ნიშნავს იმას, რომ ამ ობიექტზე ხორციელდება ინვესტირება. ფართო გაგებით, „ინვესტირება“ ნიშნავს, ფულადი სახსრები გაცემას დღეს, მომავალში შედარებით მეტი ფულადი შემოსავლის მისაღებად. მართალია, ზოგადი გაგებით ინვესტიცია მარტო ფულადი სახსრებით არ გაიცემა, რასაც ქვემოთ შევეხებით, მაგრამ იმის აღნიშვნა, რომ ინვესტიცია გულისხმობს ინვესტორისათვის მეტი შემოსავლის მიღებას მომავალში, ვიდრე ის გასცემს რაიმე სახის მატერიალური ღირებულების მქონე საკუთრებას დღეს, ვფიქრობთ, აუცილებელია კარგად გამოიხატოს ფულადი სახსრებით აპელირებისას.

საერთოდ, ინვესტიცია შეიძლება განხორციელდეს სხვადასხვა ფორმით, მათ შორის ყველაზე გავრცელებულია ინვესტიცია ფულადი ფორმით. ამ სახის ინვესტიციის უნივერსალობა იმაში მდგომარეობს, რომ ადვილად ხორციელდება მისი ტრანსფორმირება ნებისმიერი ფორმის აქტივებზე, რომლებიც საჭიროა საწარმოსათვის პროდუქციის ანდა საქონლის საწარმოებლად. ასეთი ინვესტიცია ხშირად რეალურ ინვესტიციად იწოდება.

ინვესტიცია განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში ხორციელდება ფინანსური ფორმით. ასეთი ფინანსურ ინსტრუმენტებს შეიძლება წარმოადგენდეს ფასიანი ქაღალდები,

როგორიცაა, მაგალითად: აქციები, ობლიგაციები, დეპოზიტური ანგარიშები, თამასუქები და ბანკის სერთიფიკატები.

საინვესტიციო რესურსი შეიძლება იყოს წარმოდგენილი ისეთი მატერიალური ფორმით, როგორიცაა კაპიტალური შენობები, მოწყობილობები დანადგარები, ნახევარფაბრიკატები, რაიმე სახის ნედლეული და სხვ.

საინვესტიციო რესურსები შეიძლება იყოს წარმოდგენილი აგრეთვე არამატერიალური ფორმითაც თუ შესაძლებელია მისი გამოყენება სამეურნეო საქმიანობაში იმ თვალსაზრისით, რომ შესაძლებელია ინვესტორისათვის მოგების მიღება. ასეთია, მაგალითად, ხელშეკრულებით მიღებული უფლება ბუნებრივი რესურსებით სარგებლობის შესახებ, საპატენტო უფლება გამოგონებით სარგებლობის შესახებ. „ნოუ-ჰაუ“, კომპიუტერული პროგრამები და სხვა სახის ფასიანი არამატერიალური საკუთრებები.

განარჩევენ დაფინანსების წყაროებს და სქემებს. დაფინანსების წყარო შეიძლება იყოს სახელმწიფო ბიუჯეტი ან სამეურნეო ოგანიზაცია, საწარმო, ასევე უცხოელი ინვესტორები. ბიუჯეტიდან დაფინანსება შეიძლება იყოს თანხის დაბრუნებით ან დაბრუნების გარეშე. თუ სახლემწიფო დაინტერესებულია რომელიმე სახის საქონლის წარმოებით, რომელსაც კერძო ინვესტორი არ დააფინანსებს დაბალი დონის მომგებიანობის გამო. სახელმწიფოს ინტერესებიდან გამომდინარე, დაფინანსება მოხდება ბიუჯეტიდან დაბალი საპროცენტო განკვეთით თანხის დაბრუნების პირობებში. ხშირად კი ინფრასტრუქტურის ობიექტების მშენებლობის დაფინანსება ბიუჯეტიდან ხდება დაბრუნების გარეშე.

როცა დაფინანსების წყარო არის სამეურნეო ორგანიზაცია, მაშინ საქმე გვაქვს საწარმოს ინვესტიციასთან, რომელიც აუცილებლად გულისხმობს გაცემული თანხიდან დივიდენდის მიღებას.

არსებობს საინვესტიციო პროექტების დაფინანსების მრავალი ხერხი. მათ შორის ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის განხორციელებისათვის აღსანიშნავია აქციონერული დაფინანსება, რომელიც გამოყენება კაპიტალტევადი მსხვილი ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობისათვის. ამ შემთხვევაში ღიად ხდება ხელმოწერა იმ გამოსაშვებ აქციაზე ფიზიკური ან იურიდიული პირის მიერ, რომლებიც განკუთვნილია კონკრეტული ობიექტის ასაშენებლად. ასეთი დაფინანსება გამოიყენება განვითარებული ეკონომიკის მქონე სახელმწიფოებში. საქართველოში ასეთი დაფინანსების გამოყენება კაპიტალტევადი ასაშენებლი ობიექტებისთვის შეუძლებელია მაღალი ანაზღაურების (ხელფასების) მქონე პირთა სიმცირის გამო.

საქართველოში ამჟამად ყველაზე ხშირად გამოიყენება წილობრივი დაფინანსების სქემა. ამ შემთხვევაში არანაკლებ 20-30%-ს შეადგენს კერძო კაპიტალი, დანარჩენ წილს

ინვესტორი სესხის სახით ბანკიდან იღებს. ამავე დროს, გასათვალისწინებულია ის ფაქტორი, რომ ბანკის სესხის საპოცენტო განაკვეთი ნაკლებია დივიდენდის საპროცენტო განაკვეთზე. განსხვავება მით მეტი იქნება, რაც მეტია კერძო კაპიტალის წილი საერთო დაფინანსებაში.

მიგვაჩნია, რომ ჩვენი ქვეყნის პირობებში ჰესების მშენებლობის დაფინანსებისათვის ყველაზე მიზანშეწონილ მეთოდია პროექტისმიერი დაფინანსება. ასეთ დაფინანსებას ხშირად რეგრესით დაფინანსებას უწოდებენ. რეგრესი – ეს არის მოთხოვნა სესხად გაცემული თანხის დაბრუნების შესახებ.

არსებობს პროექტისმიერი დაფინანსების სამ ფორმა: დაფინანსება მსესხებელზე სრული რეგრესით, მსეხებელზე რეგრესის უფლების გარეშე და მსესხებელზე შეზღუდული რეგრესით.

სრული რეგრესით დაფინანსების შემთხვევაში მსესხებელი საკუთარ თავზე იღებს ვალდებულებას აღებული სესხის დაბრუნების შესახებ. ამ შემთხვევაში სესხის საპროცენტო განაკვეთი მცირე გამოდის, რაც საშუალებას იძლევა მსესხებელმა თანხა მალე მიიღოს. ასეთი ფორმის ფინანსირება გამოიყენება მაშინ, როცა ფინანსდება ნაკლებმომგებიანი ანდა არაკომერციული პროექტები, რომლებიც მიმართულია ქვეყნის სოციალურ-კულტურული სფეროს განვითარებისათვის.

მსესხებელზე რეგრესის უფლების გარეშე დაფინანსებისას კრედიტორს სესხის დაბრუნების არანაირი გარანტია არ გააჩნია და ამიტომ იგი იღებს ყველა რისკს, რომელიც დაკავშირებულია პროექტის რეალიზაციასთან. ასეთ შემთხვევაში ფინანსირებით მიღებული თანხის საპროცენტო განაკვეთი საკმაოდ დიდია, რადგანაც საჭიროა მოხდეს გაწეული რისკის კომპენსირება. ცხადია, ასეთი დაფინანსება განხორციელდება მხოლოდ მაშინ, როცა პროექტის განხორციელების შედეგად მიღებული იქნება საკმაო დიდი ოდენობის მოგება. ამ თვალსაზრისით მხოლოდ ეკონომიკურად ძლიერ ეფექტური ელექტროსადგურების მშენებლობა შეიძლება იყოს დაფინანსებული.

როცა დაფინანსება ხდება შეზღუდული რეგრესის უფლებით, პროექტის თითოეული მონაწილე თავის თავზე იღებს მისი მონაწილეობის შესაბამისი რისკის პასუხისმგებლობას. ასეთი სახის დაფინანსების ფართოდ გამოყენებისათვის საჭიროა სახელმწიფომ მიიღოს ხელშემწყობი კანონები. მაგალითად, დაფინანსების ასეთი პერსპექტიული მიმართულების ფართო გამოყენების მიზნით რუსეთში შეიქმნა პროექტისმიერი დაფინანსების ფედერალური ცენტრი. ეს ორგანიზაცია ასრულებს პროექტების მომზადებისა და რეალიზაციის სამუშაოებს, რომლებიც გათვალისწინებულია ხელშეკრულებით რუსეთსა და საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაციებს შორის. ასეთი პროექტები წარმოადგენს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებისთვის აუცილებელი საქონელმწარმოებელი ორგანიზაციების მშენებლობის პროექტებს, რომლებიც სრულდება საერთაშორის საფინანსო ორგანიზაციების მხარდაჭერით.

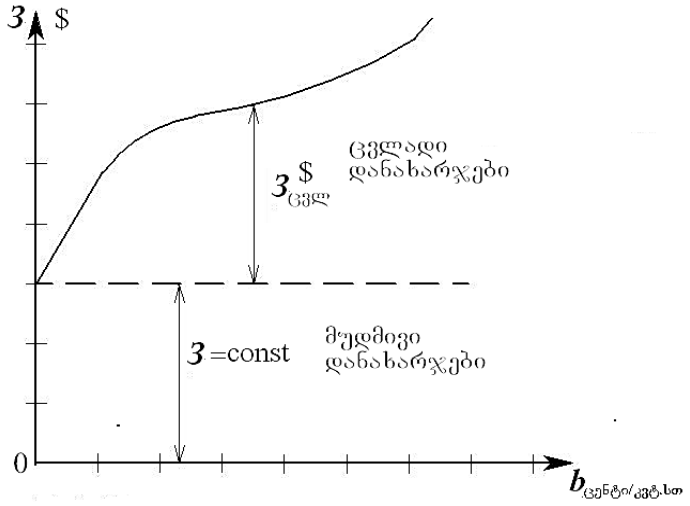
ასეთ აუცილებელი მოხმარების საქონლის მწარმოებელ ორგანიზაციას წარმოადგენს ჰიდროელექტროსადგური და ცხადია, მისი დაფინანსება მიზანშეწონილია პროექტისმიერი დაფინანსების მეთოდით.

ეკონომიკაში ცნობილია საწარმოების მშენებლობის დაფინანსების სხვა მრავალი ხერხი, რომლებსაც დეტალურად აქ არ განვიხილავთ, ზოგიერთი მათგანი იშვიათად და მხოლოდ მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურების მშენებლობის დროს შეიძლება იქნას გამოყენებული. ასეთია მაგალითად, დაფინანსება მხოლოდ კერძო კაპიტალით ან მხოლოდ ბანკის კრედიტებით. ასევე შესაძლებელია მოწყობილობა-დანადგარების შესაძენად გამოყენებული იქნას ლიზინგით ან ჰიპოთეკით დაფინანსების მეთოდი.

არ არის გამორიცხული გამოყენებულ იქნეს ასევე ვენჩურული დაფინანსების მეთოდი, მაგრამ ასეთი მეთოდების გამოყენების აუცილებლობა ნაკლებად სავარაუდოა ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის პროცესში, რის გამოც მათზე ყურადღებას აქ არ გავამახვილებთ. მით უმეტეს, რომ დაფინანსების ეს ვარიანტები შესაძლებელია გამოვიყენოთ მხოლოდ მცირე სიმძლავრის ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობის პირობებში.

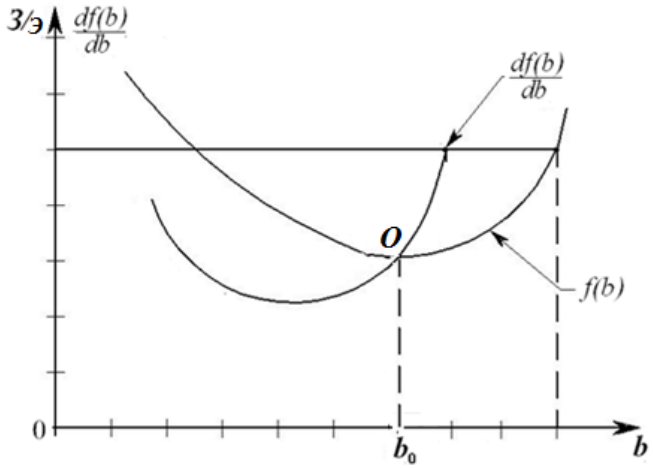
საჭიროა გაირკვეს, როგორ ხდება ჰესის მშენებლობაზე გაწეული დანახარჯების გამოთვლა და როგორ გამოიყენება ეს დანახარჯები ობიექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის გამოსთვლელად.

განარჩევენ მშენებლობაზე გასაწევ საშუალო და ზღვრულ დანახარჯებს. ერთეული პროდუქციის, ჩვენს შემთხვევაში 1 კვტ.სთ ელექტროენერგიის საწარმოებლად საჭირო დანახარჯები შედგება მუდმივი და ცვლადი დანახარჯებისაგან. ეს დანახარჯები იცვლება ნახ.2.1–ზე მოცემული გრაფიკის მიხედვით. ამ გრაფიკზე ორდინატთა ღერძზე გადაზომილია ერთეული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო დანახარჯები З დოლარი/კვტ, ხოლო აბსცისთა ღერძს შესაბამისი გამომუშავებული ელექტროენერგიის ღირებულება b=ცენტი/კვტ.სთ.



ნახ. 2.1

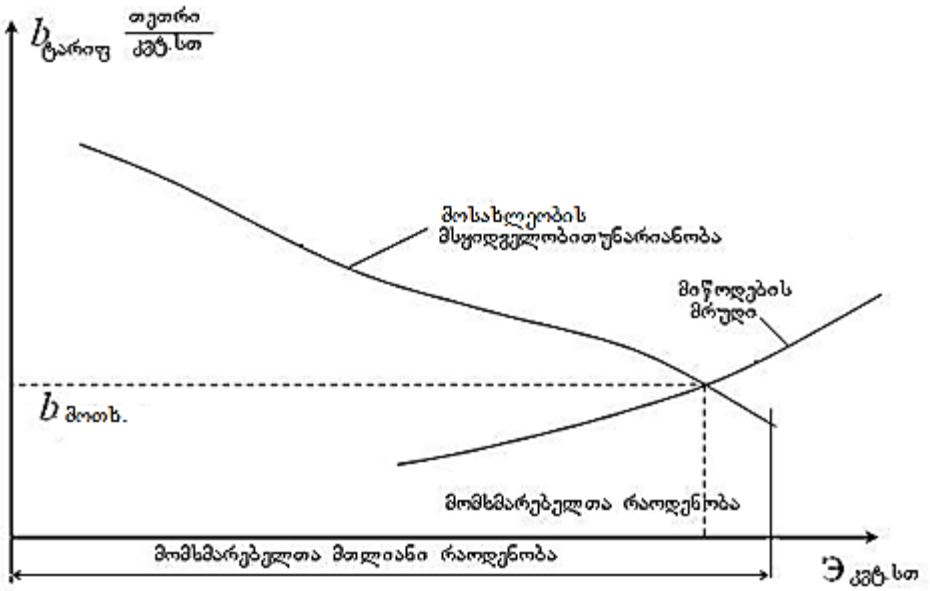
მუდმივია ის დანახარჯები, რომელიც საჭიროა ადმინისტრაციული მომსახურების სფეროში დაკავებული თანამშრომლებისათვის ხელფასის სახით არის გასაცემი და ასევე სოციალური უზრუნველყოფის სფეროში გასაცემი თანხებიც. ცვლადი დანახარჯები კი დამოკიდებულია მისაწოდებელი ელექტროენერგიის რაოდენობაზე.



ნახ.2.2

ელექტროენერგიის წარმოებაზე გაწეული საშუალო დანახარჯი გამოითვლება ფორმულით *3/Э*, სადაც *3* მთლიანი დანახარჯია $-ში, *Э* – წლიური გამოშვება კვტ.სთ-ში. როგორც ნახ. 2.2-დან ჩანს, იგი იცვლება ტარიფის ცვლასთან ერთად. ე. ი. გვაქვს ფუნქცია *3/Э=f(b)*, რომელსაც აქვს მინიმუმი. ასევე ცვლადია ამ ფუნქციის წარმოებული *df(b)/db*, რომელიც გამოხატავს ზღვრული ტარიფის მნიშვნელობას. მათემატიკურად ადვილად მტკიცდება ზღვრული დანახარჯების მრუდი *df(b)/db*, კვეთს საშუალო დანახარჯების მრუდს მინიმუმის ნულოვან წერტილში.

ამიტომ, თუ გვინდა, რომ ახალ ელექტროსადგურზე გენერირებული ელექტროენერგიის ტარიფი შესაძლოდ მინიმალური იყოს, მიზანშეწონილი იქნება მშენებლობაზე გავწიოთ ისეთი ხარჯები, რომელის შედეგადაც მივიღებთ O წერტილის შესაბამის $b_o=b_{min}$ ტარიფს. აღნიშნულიდან გამომდინარეობს, რომ ახალი ელექტროსადგურის მიერ გენერირებულ ელექტროენერგიაზე დასაშვებია, ტარიფი ტოლი იყოს b_o-ს. რამდენად მისაღებია ასეთი გადაწყვეტილება უნდა გაირკვეს საბაზრო მოთხოვნილებისა და მიწოდების მრუდების აგების შედეგად მიღებული მათი კვეთის წერტილის ორდინატის მნიშვნელობასთან შედარების გზით. მიწოდებასა და მოთხოვნილების მრუდები მიზანშეწონილია აიგოს 5 ან 10 წლიანი პერსპექტივით, რადგანაც ახალი ელექტროსადგურის ექსპლუატაციაში შეყვანა უნდა მოხდეს პროექტის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების დამთავრების მომენტიდან 5÷10 წლის განმავლობაში.



ნახ. 2.3

მიწოდებისა და მოსახლეობის მიერ გენერაციიდან მიღებული ელექტროენერგიის მსყიდველობითუნარიანობის მრუდები ნაჩვენებია ნახ.2.3-ზე მათი კვეთის წერტილის ორდინატაზე აღნიშნულია $b_{მოთხ}$, რაც წარმოადგენს მოთხოვნილების შესაბამის ზღვრულ ტარიფას. ამ გრაფიკის აბცისთა ღერძზე გადაზომილია მომხმარებლისათვის არსებულ ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების რაოდენობა მლრდ.კვტ.სთ-ში. ამრიგად, ახალ ელექტროსადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი თუ აღმოჩნდება ტოლი ან ნაკლები კვეთის წერტილის შესაბამის $b_{მოთხ}$ მნიშვნელობაზე, უნდა ჩაითვალოს რომ ასეთ ელექტროსადგურის მშენებლობა ეკონომიკურად გამართლებულია. აღნიშნული სახით გამოთვლილ ელექტროენერგიის ღირებულებას ინგლისურენოვან ლიტერატურაში უწოდებენ გრძელვადიან ზღვრულ ტარიფს (LRMC).

სიცხადისათვის აქვე გვინდა განვმარტოთ, რომ ზემოთ მოყვანილი მიდგომით დადგენილი ტარიფი $b_{მოთხ}$ წარმოადგენს მთავარ კომპონენტს იმ ტარიფის, რომელსაც იხდის მოსახლეობა ან საწარმო. საქმე იმაშია, რომ სხვადასხვა ტიპის მომხმარებლის მიერ გადასახდელი თანხა შედგება გენერაციის ტარიფის, მაღალი ძაბვით მოწოდებისთვის გადასახდელი თანხის ტარიფისა და გენერაციიდან შორრ მანძილზე მყოფ მომხმარებლებისთვის მაღალი ძაბვით მოყვანილი დენის დისტრიბუციის ტარიფის და ელექტროენერგეტიკული სისტემის მართვის გადასახდელი თანხის მიხედვით გაანგარიშებული ტარიფისაგან. ამავე დროს, ისიც გასათვალისწინებელია, რომ თუ ქალაქში ან მასთან ერთად რომელიმე რაიონის მომხმარებელი იკვებება არამარტო საპროექტო ელექტროსადგურის მიერ მიწოდებული, არამედ მასთან ერთად სხვა ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიით. მაგალითად, თბო ან ატომური ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიით

საჭიროა მომხმარებლების მიერ გადასახდელი ტარიფი გამოვიანგარიშოთ მომწოდებლების მიერ გაწეული დანახარჯებით გამოთვლილი ტარიფების საშუალო არითმეტიკული მნიშვნელობის გამოთვლით. ასეთი მიდგომა განმარტებულია ავტორის მიერ გამოქვეყნებულ შრომებში, აქ კი განვიხილავთ მხოლოდ ერთი ელექტროენერგიის მაგენერირებელი ობიექტის მიერ გაწეული დანახარჯებით გამოთვლილ ტარიფს, სადაც ხარჯებს ვანგარიშობთ, როგორც ობიექტზე გაწეულ კაპიტალდაბანდებას დამატებული საექსპლუატაციო დანახარჯები.

საჭიროა გავეცნოთ, როგორ ხდება საქონლის ღირებულების გამოთვლა. ძირითადი პრინციპი, რომელიც ამ გამოთვლეების დროს უნდა იქნას დაცული, ეს არის ფულის ღირებულების დროში ცვალებადობის გათვალისწინება. მისი უზრუნველყოფა ხდება დისკონტირების პროცესის გამოყენებით, რომელიც გულისხმობს სხვადასხვა დროს გაწეული დანახარჯის ერთ რომელიმე ფიქსირებულ დროის მომენტში არსებული ფულის ღირებულებამდე მიყვანას. ცხადია, ამ სახის გაანგარიშებებით, მხედველობაში იქნება მიღებული ის ფაქტი, რომ დღეს ინვესტირებული თანხა ე. ი. რაიმე საქმიანობის წარმოებისათვის გაცემული თანხა, ვთქვათ, 100$ არ არის ტოლი ერთი წლის შემდეგ ბაზარზე 100 $-ის მსყიდველობით უნარიანობას ერთი წლის ინტერვალით გაცემული და მიღებული თანხების მსყიდველობითი უნარიანობა ერთმანეთს რომ გაუტოლდეს, ამისათვის საჭიროა დისკონტირების ოპერაცია, რომელიც გულისხმობს მომავალში მისაღები თანხის გადამოანგარიშებას დღევანდელ ანუ მიმდინარე ღირებულებაზე. ეს კოეფიციენტი განისაზღვრება იმის მიხედვით, თუ რამდენი პროცენტით გაუფასურდა ფულის ღირებულება, ვთქვათ, ერთი წლის განმავლობაში თუ გაუფასურება 10%-ის ტოლი იქნება, მაშინ მომავალში მისაღები თანხის დღევანდელ თანხაზე გადმოსაანგარიშებელი კოეფიცენტი ტოლი იქნება:

$$DF = \frac{100\$}{110\$} \approx 0.91 = \frac{PV}{F_U} \tag{2.17}$$

აქ გამოყენებულია ინგლისურენოვან ლიტერატურაში გამოყენებული აღნიშვნები DF (discount factor); PV(Present value), F_U(Future);

$$100\$ \approx 110\$ \cdot 0.91 \text{ ანუ ზოგადად } PV = DF \cdot F_U \tag{2.18}$$

თუ პროცენტულ განკვეთს ე. ი. 10%-ს გამოვსახავთ წილადის სახით და მას აღვნიშნავთ E-თი, მაშინ (2.18) ფორმულა შეიძლება ასე ჩაიწეროს:

$$PV = F_U \cdot \frac{1}{1+E} \tag{2.19}$$

$$\text{სადაც} \qquad DF = \frac{1}{1+E} = \frac{1}{1+0.1} \approx 0.91 \tag{2.20}$$

ზოგადად E-ს რიცხვითი მნიშვნელობა განისაზღვრება არა მარტო ფულის დროში გაუფასურების მაჩვენებელი კოეფიციენტით, არამედ იმ რისკის მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტითაც, რომელსაც შეიძლება ადგილი ჰქონდეს საინვესტიციო პროექტის განხორციელების პირობებში. ამიტომ E განისაზღვრება შემდეგი კოეფიციენტების ჯამით

$$E=E_{0}+E_{რ}, \tag{2.21}$$

სადაც E_{0} არის კაპიტალდაბანდების დროში გაუფასურების მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტი, რომელსაც ითვალისწინებენ სესხის გამცემი ორაგნიზაციები. $E_{რ}$ – რისკის მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტი, რომელსაც რისკით განპირობებულ პრემიასაც უწოდებენ. (ინგლისურად – risk premium) მისი რიცხვითი მნიშვნელობები დადგენილია ამერიკელი სპეციალისტების მიერ სხვადასხვა სახის ინვესტიციების მიხედვით და იცვლება 0.005-0.2 ფარგლებში, სადაც 0.2 კოეფიციენტის მნიშვნელობა რეკომენდებულია გამოყენებულ იქნეს ფუნდამენტური კვლევებში, როცა შედეგების ზუსტად განსაზღვრა შეუძლებელია.

ეკონომიკური ეფექტიანობის ანგარიშებში E-ს მნიშვნელობა გამოხატავს საწარმოსთვის აუცილებლად მისაღებ შემოსავლიანობის განაკვეთს. რადგანაც ისეთი განვითარებადი ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში, როგორიც საქართველოა, საწამოების განხორცილებისათვის ინვესტორი გამოიყენებს როგორც კერძო კაპიტალს, ისე ბანკის კრედიტებს, საჭიროა ამ საწარმოების მიერ გამომუშავებული საქონლის რეალიზაციით დაიფაროს როგორც ძირითადი თანხა, ისე საშუალო შეწონილი საპროცენტო განაკვეთი, რომელიც გამოითვლება შემდეგი დამოკიდებულებით.

$$E_{შწ}=\frac{E_{კ}\cdot K_{კ}+E_{ბ}\cdot K_{ბ}(1-\tau)}{K_{კ}+K_{ბ}} \tag{2.22}$$

სადაც $K_{კ}$, $E_{კ}$ გამოყენებული კერძო კაპიტალის სიდიდე და მასზე მოთხოვნილი საპროცენტო განაკვეთია;

$K_{ბ}, E_{ბ}$ – ბანკიდან (ან სხვა სასესხო ორგანიზაციიდან) სესხის სახით მიღებული თანხა და მასზე მოთხოვნილი საპროცენტო განაკვეთია;

τ – მოგებიდან გადასახადია ათწილადებით გამოსახული.

ნებისმიერ საწარმოს და მათ შორის ჰიდროენერგეტიკულ ობიექტს აქვს დანახარჯები, როგორც დაპროექტების, მშენებლობისა და ექსპლუატაციის, ისე შემოსავალი ექსპლუატაციის პერიოდში. ზოგიერთ შემთხვევაში შესაძლებელია მშენებლობის ბოლო პერიოდშიც ჰქონდეს შემოსავალი, თუ ერთი აგრეგატი მაინც შევა ექსპლუატაციაში მშენებლობის სრულ დამთავრებამდე. საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობის განსაზღვრის დროს უნდა

შეჯამებული იქნას ის შემოსავალიც, რომელსაც ადგილი აქვს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდის დაწყებამდე.

გაწეული ხარჯებისა და მიღებული შემოსავლების მიხედვით მიმდინარე ღირებულების საანგარიშო ფორმულას შემდეგი სახე აქვს:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T} \frac{CIF_t}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^{T} \frac{COF_t}{(1+E)^t} \qquad (2.23)$$

სადაც CIF_t t მომენტისათვის მიღებული შემოსავალია;

COF_t – t მომენტისათვის გაწეული დანახარჯები;

E – დისკონტირების კოეფიციენტია ათწილადებით გამოსახული;

T – ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი;

NPV (*Net Present Value*) – სუფთა მიმდინარე ღირებულებაა.

რადგანაც გაწეული დანახარჯები მშენებლობისა და საწარმოს ექსპლუატაციის პერიოდში შინაარსობრივად მნიშვნელოვნად განსხვავებული ხასიათისაა, და შემოსავალს კი ადგილი აქვს ინვესტირების საწყისი t=0 მომენტიდან, (2.23) გამოსახულება არასრულყოფილად ასახავს იმ საანგარიშო პროცესს, რომლის მიხედვით უნდა დადგინდეს საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობა.

ჰესების მშენებლობის (საერთოდ ენერგეტიკული ობიექტების) ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენი გამოსახულება მიზანშეწონილია წარმოვადგინოთ შემდეგი სახით:

$$NPV = \text{ს.მ.ღ} = \sum_{t=1}^{T} (П_t - A_t - З_t) \frac{1}{(1+E_д)^t} - E_д \cdot \frac{(1+E_д)^T}{(1+E_д)^T - 1} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{t'=1}^{t_{ექ}} \frac{K_{t'}^{д} (1+E_д)^{t_{ექ}-t'+1}}{(1+E_д)^t} + \frac{Q_{ნარ}}{(1+E_д)^T} > 0 , \qquad (2.24)$$

სადაც $П_t$ ნაწარმოები საქონლის რეალიზაციით მიღებული თანხის მოდინებაა t წლისთვის;

$З_t$ – ექსპლუატაციის პერიოდში სესხის ძირითადი ნაწილის t წლისთვის გადასახდელი თანხაა;

A_t – საამორტიზაციო ანარიცხებია საწარმოო აქტივებზე t წლისთვის;

$K_t^{д}$, – მშენებლობაზე დახარჯული კაპიტალია t წლისთვის;

$Q_{ნარ}$ – საწარმოს აქტივების ნარჩენი ღირებულებაა;

T –ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდია;

$t_{ექ}$ –მშენებლობის ხანგრძლივობაა.

$E_д$ – გამოყენებული კაპიტალის დისკონტირების კოეფიციენტია ათწილადებით გამოსახული;

(2.24) ფორმულით მიღებულია NPV – სუფთა მიმდინარე ღირებულების მნიშვნელობა, რომელსაც რუსულენოვან ლიტერატურაში ხშირად მოიხსენებენ, როგორც სუფთა დისკონტირებულ შემოსავალს (სდშ) (ЧДД). თუ აღმოჩნდება, რომ დადებითი მნიშვნელობისაა, მაშინ ასეთი საწარმო ეკონომიკურად ეფექტურია.

ზოგიერთ ეკონომიკურ ლიტერატურაში NPV-სა და ЧДД -ს გაანგარიშებისას არ ითვალისწინებენ საწარმოს აქტივების ნარჩენ ღირებულებას, რაც არასწორია, რადგანაც ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდში საწარმოს აქტივების სრული ფიზიკური ცვეთა, როგორც წესი შეიძლება არ ხდებოდეს.

ვინაიდან, ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს, ამიტომ მის შესაბამისობას მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობასთან ამოწმებს საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია (**სემეკი),** მიზანშეწონილია ინვესტორს მოვთხოვოთ, იგი დაკმაყოფილდეს გაცემული თანხის ისეთი საპროცენტო განაკვეთით დაბრუნებით, როგორიც ამ დროისათვის საერთაშორისო ბაზარზე კაპიტალს აქვს.

დისკონტირების კოეფიციენტი E-ს იმ მნიშვნელობას, რომლის დროსაც (2.23) განტოლება 0-ის ტოლი ხდება ეწოდება შემოსავლიანობის შიგა ნორმა და აღინიშნება IRR-ით (Internal Rate of Return).

ცხადია, როცა – IRR > $E_{შეწ}$ დისკონტირების შეწონილ მნიშვნელობაზე, პროექტი მომგებიანია, მაგრამ როცა IRR = $E_{შეწ}$, ჰიდროელექტროსადგურის პროექტი მაინც უნდა ჩაითვალოს ეკონომკიურად ეფექტიანად. როცა – IRR <$E_{შეწ}$ პროექტის განხორციელება წამგებიანია.

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს და ამიტომ მიზანშეწონილია ჰესის მდინარის ხეობაში განლაგება და გამოყენებული ნაგებობა-მოწყობილობების პარამეტრები ისე შევარჩიოთ, რომ ამ ელექტროსადგურებზე ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფი იყოს იმდენად მცირე, რომ იგი პასუხობდეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას დადგენილს ნახ. 2.3-ის მიხედვით.

განვიხილოთ მაგალითი იმ გაანგარიშებათა თანამიმდევრობისა, რომლითაც ხერხდება ჰესის სავარაუდო კონსტრუქციული გადაწყვეტის მიხედვით ნაანგარიშევი დანახარჯებით ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფის დადგენა.

ვთქვათ, ჰესის განხორციელებაზე, რომლის დადგმული სიმძლავრე არის 70 მგვტ და საანგარიშო უზრუნველყოფის მქონე წყლიან წელს გამოიმუშავებს 397,8 მლნ კვტ.სთ-ს, იხარჯება 100 მლნ $, –აქედან ინვესტორი მშენებლობისათვის გაიღებს საკუთარი კაპიტალის სახით 40%-ს, ე.ი. 40 მლნ $-ს, ბანკიდან სესხის სახით მოიზიდავს 60%-ს, ე. ი. 60 მლნ

$-ს. საკუთარ კაპიტალზე დივიდენდის სახით მოითხოვს 15%, ბანკიდან მიღებულ სესხზე კი გადაიხდის 8%-ს.

მშენებლობა გრძელდება 3 წლის განმავლობაში და პირველ წელს იხარჯება საერთო დაფინანსების 25% ანუ 25 მლნ $, მეორე წელს 35%, ანუ 35 მლნ $, და მესამე წელს 40% ანუ 40 მლნ $.

ჩავთვალოთ, რომ აღნიშნული დანახარჯები გაწეული იქნება როგორც კერძო კაპიტალით, ასევე ბანკის სესხით ისეთივე პროპორციით, როგორც ეს დაგეგმილი იყო ჯამურ დაფინანსებაში კერძო კაპიტალისა და ბანკის სესხის მონაწილეობით. მაშინ კერძო კაპიტალით პირველი წლის დაფინანსება ტოლი იქნება - 40 მლნ $ ·0,25=10 მლნ $;

მეორე წლის დაფინანსება – 40 მლნ $ ·0,35=14 მლნ $;

მესამე წლის დაფინანსება – 40 მლნ $ ·0,4=16 მლნ $;

ანალოგიურად იანგარიშება ბანკიდან სესხის მიღება წლების მიხედვით:

პირველ წელს მიღებული სესხის ოდენობა 60 მლნ $ ·0,25=15 მლნ $;

მეორე წელს მიღებული სესხის ოდენობა 60 მლნ $ ·0,35=21 მლნ $;

მესამე წელს მიღებული სესხის ოდენობა 60 მლნ $ ·0,4=24 მლნ $.

ზემოთ ნაანგარიშევი სხვადასხვა დროს გაწეული დანახარჯები საჭიროა დაყვანილი იყოს ერთი და იმავე დროის მომენტისათვის. მიზანშეწონილია დროის ათვლის მომენტად მიჩნეული იქნეს ჰესის ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წელი. მაშინ მშენებლობის პერიოდში გაწეული დანახარავჯები დივიდენდის პროცენტული განაკვეთის მხედველობაში მიღებით უნდა გადავიანგარიშოთ ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წლისათვის შემდეგი ფორმულით:

$$K_{\text{კერძო}} = \sum_{t=1}^{t_{\text{მშ}}} K_t \cdot (1+E_{\text{დ}})^{t_{\text{მშ}}-t+1}, \qquad (2.25)$$

სადაც $t_{\text{მშ}}$=3 მშენებლობის ხანგრძლივობაა;

$E_{\text{დ}}$=0,15 დივიდენდია კერძო კაპიტალზე ათწილადებით გამოსახული.

K_t –კაპიტალდაბანდება მშენებლობის წლების მიხედვით t=1, 2, 3.

ამრიგად, ექსპლუატაციის პერიოდში ამოსაღები კერძო კაპიტალის რაოდენობა ტოლი იქნება:

$$K_{\text{კერძო}} = 16\cdot 10^6(1+0{,}15)^1 + 14\cdot 10^6(1+0{,}15)^2 + 10\cdot 10^6(1+0{,}15)^3 = 52123750\$.$$

ანალოგიურად იანგარიშება სესხით მიღებული თანხის ექსპლუატაციის პერიოდში ამოსაღები თანხის რაოდენობა E=0.08 დისკონტირების კოეფიციენტით.

$K_{\text{სესხ}}$=15·10⁶(1+0.08)³+21·10⁶(1+0.08)²+24·10⁶(1+0.08)=69 310 080 $.

მიზანშეწონილია ინვესტირებული თანხის ამოღება ვაწარმოოთ ანუიტეტის მეთოდით. როგორც ცნობილია, ამ შემთხვევაში წლების მიხედვით ამოსაღები ძირითადი თანხისა და საპროცენტო განაკვეთის ნაანგარიშები თანხის ჯამი ყოველწლიურად მუდმივი იქნება და მისი მნიშვნელობა გამოიანგარიშება ფორმულით:

$$A = K \cdot \frac{E \cdot (1+E)^T}{(1+E)^T - 1}, \qquad (2.26)$$

სადაც T ექსპლუატაციის პერიოდია, რომელიც ინვესტორისთვის წარმოადგენს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდს;

K –ამოსაღები კაპიტალდაბანდება;

E – კაპიტალდაბანდების ამოღების საპროცენტო განაკვეთია ათწილადებით გამოსახული.

აღნიშნული ჯამიდან ძირითადი თანხა გამოიყოფა ქვემოთ მოყვანილი (2.27) ფორმულით, რომელსაც შემდეგი სახე აქვს:

$$A_{ძირ}(t) = A \cdot (1+E)^{-(T-t+1)} \qquad (2.27)$$

სადაც t =1,2… T სესხის დაბრუნების წლებია.

საპროცენტო განაკვეთის მიხედვით გადასახდელი თანხა იანგარიშება (2.28) ფორმულით:

$$A_{პრ}(t) = A - A_{ძირ}(t) \qquad (2.28)$$

ჩვენს შემთხვევაში, როცა გადასახდელი კერძო კაპიტალის თანხა ტოლია 52123750§ და დივიდენდის მნიშვნელობა კი შეადგენს 15%-ს, მაშინ (2.26) ფორმულით მივიღებთ ყოველწლიურად გადასახდელი თანხის შემდეგ მნიშვნელობას:

$$A_კ = 52123750 \cdot \frac{0{,}15(1+0{,}15)^{10}}{(1+0{,}15)^{10} - 1} = 10385764{,}69\$$

(2.27) ფორმულით ნაანგარიშები ყოველწლიურად გადასახდელი ძირითადი თანხების მნიშვნელობები მოცემულია ცხრ.2.1. აქვე მოცემულია ყოველწლიურად გადასახდელი ძირითადი თანხის 15%-ის მნიშვნელობები გამოთვლილი (2.28)-ით.

ცხრილი 2.1. დივიდენდი 15%.

წლები	კერძო კაპიტალი (52123750 $)	ძირითადი	პროცენტი
1	10385764.69	2567202.194	7818562.5
2	10385764.69	2952282.523	7433482.171
3	10385764.69	3395124.901	6990639.793
4	10385764.69	3904393.636	6481371.057
5	10385764.69	4490052.682	5895712.012

6	10385764.69	5163560.584	5222204.11
7	10385764.69	5938094.672	4447670.022
8	10385764.69	6828808.872	3556955.821
9	10385764.69	7853130.203	2532634.491
10	10385764.69	9031099.734	1354664.96
∑	103857646.9	52123750	51733896.94

ანალოგიურად (2.26)-ით ვანგარიშობთ ნასესხები თანხის ყოველწლიურად გადასახდელ თანხას.

$$A_{\text{სესხ}} = \frac{69310080 \cdot 0{,}08(1+0{,}08)^{10}}{(1+0{,}08)^{10}-1} = 10329245.78\$$$

ამ თანხის ძირითადი ნაწილის გადასახდელი თანხა ნაანგარიშევი (2.27) ფორმულით შეტანილია ცხრ. 2.2-ში. აქვე მოცემულია ყოველწლიურად გადასახდელი სესხის ძირითადი ნაწილის პროცენტებით გამოთვლილი გადასახდელი თანხები.

ცხრილი 2.2. ნასესხები კაპიტალი 8%

წლები	სესხი (69310080 $)	ძირითადი	პროცენტი
1	10329245.78	4784439.38	5544806.4
2	10329245.78	5167194.53	5162051.25
3	10329245.78	5580570.1	4748675.68
4	10329245.78	6027015.7	4302230.08
5	10329245.78	6509176.96	3820068.82
6	10329245.78	7029911.12	3299334.66
7	10329245.78	7592304.01	2736941.77
8	10329245.78	8199688.33	2129557.45
9	10329245.78	8855663.39	1473582.39
10	10329245.78	9564116.46	765129.317
∑	103292457.8	69310080	33982377.8

მოყვანილი დაფინანსების სქემის პირობებში ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფი რომ ვიანგარიშოთ, საჭიროა ვიცოდეთ ჰესის ექსპლუატაციის პერიოდში გასაწევი ყველა სახის დანახარჯების სიდიდე. ზემოთ მოყვანილ საექსპლუატაციო დანახარჯების საანგარიშო ფორმულაში (2.5) შემავალი საამორტიზაციო ანარიცხების მნიშვნელობა საჭიროა ვიანგარიშოთ საქართველოს საგადასახადო კოდექსის მიხედვით ბალანსური მეთოდით, სადაც ჰიდროტექნიკური ნაგებობისთვის მითითებულია 5%-იანი დანარიცხები, ხოლო ტურბინა-გენერატორისათვის 8%-იანი. ცნობილია, რომ პროექტის მიხედვით კაპიტალდაბანდება ჰიდროტექნიკურ შენობა-ნაგებობებზე შეადგენს 60 მლნ $, ხოლო მოწყობილობა-დანადგარებზე 40 მლნ $. ცხრ.2.3-ში შეტანილია ყოველწლიური საამორტიზაციო

ანარიცხების გაანგარიშების შედეგები შესრულებული ბალანსური მეთოდით. ამ შემთხვევაში ჯერ ვანგარიშობთ ამორტიზაციის ნარჩენ ღირებულებას t წლისთვის ფორმულით:

$$A_t = A_{t-1}(1-E) \quad t=1, 2, 3, \ldots T$$

ამ ფორმულით პირველი წლის ბოლოსათვის არჩევენ ღირებულებას, როცა t=1-ს, ჰიდროტექნიკური ნაგებობისთვის ვიღებთ:

$$A_1 = A_0(1-0{,}05) = 60\cdot10^6\cdot0{,}95 = 57\cdot10^6\$$$

შემდეგ ვითვლით ცხრილში შესატან ამორტიზაციაზე ანარიცხის მნიშვნელობას შემდეგი დამოკიდებულებით $A_{t-1} - A_t$; როცა t=1, გვექნება

$$A_0 - A_1 = 60\cdot10^6 - 57\cdot10^6 = 3\cdot10^6\$$$

ანალოგურად მოწყობილობა-დანადგარების ამორტიზაციაზე ანარიცხის მნიშვნელობები პირველი წლისთვის გვექნება :

$$A_1 = A_0(1-0{,}08) = 40\cdot10^6\cdot0{,}92 = 36{,}8\cdot10^6\$;$$

$$A_0 - A_1 = 40\cdot10^6 - 36{,}8\cdot10^6 = 3{,}2\cdot10^6\$$$

ამგვარად, ვაგრძელებთ გაანგარიშებებს ფინანსური ამორტიზაციის ყველა წლისათვის, რომლის ბოლოს ვაჯამებთ ამ პერიოდში ნაანგარიშევ ამორტიზაციის ანარიცხების მნიშვნელობებს.

$$A_T = \sum_{t=1}^{T} A_t$$

ცხრილი 2.3.-ის პირველ სტრიქონში შეიტანება გაანგარიშებებით მიღებული ჰიდროტექნიკური ნაგებობების ამორტიზაციის, ხოლო მეორე სტრიქონში კი აგრეგატის და სხვა მოწყობილობების ამორტიზაციის ანარიცხები.

საექსპლუატაციო დანახარჯების ცხრ.2.3-ის მე-3 სტრიქონში შეგვაქვს ნასესხებ კაპიტალზე გადასახდელი პროცენტის შესაბამისი თანხების მნიშვნელობები, მე-4 სტრიქონში შეგვაქვს (2.7) ფორმულით ნაანგარიშევი მიმდინარე რემონტის ყოველწლიური ხარჯების მნიშვნელობები:

$$P_{მ.რ}=0.002\cdot K_{ჰ.ნ}+ \ 0.007\cdot K_{ტ.გ}=0.002\cdot60\cdot10^6 \ +0.007\cdot40\cdot10^6=400 \ 000 \ \$.$$

მე-5 სტრიქონში შეიტანება კაპიტალური რემონტის ხარჯები ნაანგარიშევი (2.8) ფორმულით, რადგანაც ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა შეადგენს 10 წელიწადს, შეგვიძლია ჩავთვალოთ, რომ ამ პერიოდში არც ტურბინა-გენერატორს და არც ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებს კაპიტალური რემონტი არ დასჭირდებათ.

მე-6 სტრიქონში შეიტანება მუშა-მოსამსახურე პერსონალის ყოველწლიური ხელფასის მნიშვნელობები, რომლის დასადგენად საჭიროა ჯერ განისაზღვროს საჭირო პერსონალის

რაოდენობა ნახ. 16.1-ზე ნაჩვენები გრაფიკის მიხედვით. ჩვენს შემთხვევაში ამ გრაფიკის მიხედვით, როცა ჰესი შენობაში დამონტაჟებულია სამი აგრეგატი, მუშა-მოსამსახურეთა რაოდენობა შეადგენს 36-ს. წინასაპროექტო სტადიის დონეზე თუ ჩავთვლით, რომ მოსამსახურეთა საშუალო ხელფასი ტოლია 833$, ხელფასებზე წლიური დანახარჯები (2.6) ფორმულით ტოლი იქნება 360 000 $-ს.

მე-7 სტრიქონში შეიტანება ქონების გადასახადი, რომელიც საქართველოს საგადასახადო კოდექსის მიხედვით ტოლია არსებული აქტივების 1%-ის. ე.ი. 1 და 2 სტრიქონში მოცემული აქტივების შესყიდვა-განხორციელებაზე გაწეული დანახარჯის 1%-ის.

ბოლო მე-8 სტრიქონი წარმოადგენს 1-7 სტრიქონებში შეტანილი დანახარჯების ჯამს, რომელიც ტარიფის ანგარიშებში გაითვალისწინება, როგორც საექსპლუატაციო დანახარჯი.

ცხრილი 2.3. სრული დანახარჯები

	მაჩვენებელი $-ში	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	სულ
1	ნაგებობების ამორტიზაცია	3000000	2850000	2707500	2572125	2443518.75	2321342.8	2205275.7	2095011.9	1990261.3	1890748.2	24075783.65
2	აგრეგატებისა და მოწყობილობების ამორტიზაცია	3200000	2944000	2708480	2491801.6	2292457.47	2109060.9	1940336.	1785109.1	1642300.4	1510916.4	22624461.83
3	ნასესხებ კაპიტალზე პროცენტები	5544806.4	5162051.249	4748675.69	4302230.08	3820068.82	3299334.7	2736941.8	2129557.5	1473582.4	765129.3	33982377.84
4	მიმდინარე რემონტის ხარჯები	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	4000000
5	კაპიტალური რემონტის ხარჯები	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	მოსამსახურე პერსონალის ხელფასები	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	3600000
7	ქონების გადასახადი	1000000	938000	880060	825900.2	775260.93	727901.17	683597.14	642141.02	603339.9	567014.2	7643214.5
8	ჯამი	3504806.4	12654051.25	11804715.69	10952056.88	10091306	9217639.5	8326150.59	7411819.5	6469483.9	5493808.1	95925837.8

ცხრილი 2.4. ტარიფის ანგარიში 15%-იანი დივიდენდისა და 8%-იანი სესხის შემთხვევაში.

	მაჩვენებელი $-ში	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	სულ
1	წლიური გამომუშავება კვტ.სთ	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$	$3,978 \cdot 10^5$
2	გასაყიდი ფასი (ტარიფი) $/კვტ.სთ	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	
3	წლიური შემოსავალი	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	214812000
4	წლიური დანახარჯები	13504806.4	12654051.25	11804715.69	10952056.9	10091306	9217639.5	8326150.59	7411819.49	6469483.9	5493808.1	95925837.77
5	დასაბეგრი მოგება	7976393.6	8827148.751	9676484.313	10529143.1	11389894	12263560	13155049.4	14069380.5	15011716	15987392	118886162.2
6	მოგების გადასახადი	1196459.04	1324072.313	1451472.647	1579371.47	1708484.1	1839534.1	1973257.41	2110407.08	2251757.4	2398108.8	17832924.33
7	წმინდა მოგება	6779934.56	7503076.438	8225011.666	8949771.65	9681409.92	10424026	11181792	11958973.4	12759959	13589283	101053237.9
8	ამორტიზაცია	6200000	5794000	5415980	5063926.6	4735976.22	4430403.7	4145611.68	3880121.01	3632561.7	3401664.6	46700245.48
9	საბრუნავი სახსრები	12979934.56	13297076.44	13640991.67	14013698.3	14417386.1	14854430	15327403.7	15839094.4	16392520	16990948	147753483.4
10	სესხის ძირითადი თანხა	4784439.384	5167194.535	5580570.097	6027015.71	6509176.96	7029911.1	7592304.01	8199688.33	8855663.4	9564116.5	69310080
11	ფინანსური სალდო	8195495.176	8129881.903	8060421.569	7986682.55	7908209.18	7824519	7735099.67	7639406.12	7536857	7426831.2	78443403.37
12	სალდოს დისკონტირებული მნიშვნელობა	7126517.544	6147358.717	5299858.022	4566411.668	3931777.622	3382755.477	2907910.473	2497335.412	2142445.147	1835799.097	39838169.18
13	კერძო კაპიტალის ყოველწლიურად ამოსაღები თანხა	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	103857646.9
14	ამოსაღები თანხის დისკონტირებული მნიშვნელობები	9031099.734	7853130.203	6828808.872	5938094.672	5163560.584	4490052.682	3904393.636	3395124.901	2952282.523	2567202.194	52123750
15	ფონდების ნარჩენი ღირებულება 53 299 754.5 ფონდების ნარჩენი ღირებულების დისკონტირებული მნიშვნელობა– 13174884.16											

39838169.18 +13174884.16= 53 013 053>52123750; 53 013 053-52123750=889303.3381

78443403.37+53 299 754.5 >103857646.9

ტარიფს ვადგენთ თანდათანობით მიახლოების მეთოდით. ამისათვის ცხრ.2.4-ის მეორე სტრიქონში იწერება ტარიფის პირველი მიახლოების მნიშვნელობა, გამოთვლილ ფორმულით $b_1 = (K/T + И)/Э_{წლ} = (K/T + 0.05K)/Э_{წლ} = 121433830(0.1+0.05)/397800000 \approx 0.046\$/кВт.сთ$, სადაც $K = 52123750 + 69310080 = 121433830\$$ მთლიანი კაპიტალდაბანდებაა;

$Э=397800000 кВт.сთ – 95%-იანი უზრუნველყოფის მქონე წლიური გამომუშავება.

შემდეგ პირველი მიახლოების მნიშვნელობა იზრდება 0.001$/კვტ.სთ, მანამ სანამ სალდოს დისკონტირებული მნიშვნელობების ჯამს დამატებული აქტივების ნარჩენი ღირებულება, გადაანგარიშებული ექსპლუატაციის პირველი წლისათვის არ გადააჭარბებს ამოსაღები კერძო კაპიტალის დისკონტირებული მნიშვნელობის ჯამს,

(39838169.18+13174884.16=53013053>52123750 NPV=53013053–52123750=889303.3381>0), რაც გვიჩვენებს, რომ სუფთა მიმდინარე ღირებულების მნიშვნელობა იტერაციის პროცესში გახდა დადებითი. მაგალითად, როცა პირველი მიახლოების ტარიფი 0.046$/კვტსთ 0.001$/კვსთ-ის დამატებით გაიზარდა 0.053 $/კვტსთ-მდე NPV<0 უარყოფითი იყო, შემდეგი 0.001$/კვტ.სთ-ის დამატებით NPV>0, ეს იმას ნიშნავს, რომ განსახილველი პროექტი ეკონომიკურად ეფექტურია. აქვე საინტერესოა გავარკვიოთ NPV–ს კრიტერიუმის დაკმაყოფილების პირობებში ინვესტორის მიერ ათი წლის განმავლობაში ამოღებული თანხის სიდიდე რამდენად აღემატება მის მიერ კერძო კაპიტალის სახით ჩადებული თანხის 15%-იანი დივიდენდით ამოღებულ თანხას. ინვესტორის მიერ 10 წლის განმავლობაში ექსპლუატაციის პირობებში ამოღებული თანხა ტოლია ფინანსური სალდოს ჯამურ მნიშვნელობას 78443403,7$ დამატებული ფონდების ნარჩენი ღირებულება 53299754,5$, რაც ტოლია 131 743 158 $. 15%-იანი დივიდენდით ამოსაღები თანხა კი ტოლია 103 857 647$.

ამრიგად, ინვესტორის მიერ NPV>0 დადებითი მნიშვნელობის პირობებში ამოღებული თანხა (131 743 158 $ - 103 857 647$=27 885 511$) თითქმის 28 მლნ $-ით მეტია იმ თანხაზე, რომელიც მას უნდა ამოელო ჩადებული კერძო კაპიტალის 15%-იანი დივიდენდით ამოღებისას. ამ განსხვავების მიზეზი მდგომარეობს იმაში, რომ NPV–ს კრიტერიუმის გამოყენებისას ადრე ამოღებულ თანხას უფრო მეტი წონა აქვს დაგვიანებით ამოღებულ თანხასთან შედარებით. ცხადია, დროთა განმავლობაში ხდება თანხის გაუფასურება. ამიტომ NPV–ს კრიტერიუმი ამ პროცესს სრულყოფილად ითვალისწინებს, რის გამოც საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობის ანგარიშებში აუცილებელია NPV–ს კრიტერიუმის გამოყენება.

აქვე აუცილებლად მიგვაჩნია აღვნიშნოთ, რომ როცა საქმე ეხება ინვესტიციებს კაპიტალტევად საწარმოებში, კერძოდ, ისეთ საწარმოებში, როგორებიცაა საშუალო ან დიდი სიმძლავრის ჰესები, სადაც ინვესტირებული თანხის რაოდენობა შეიძლება აღწევდეს მილიარდ დოლარს, დიდი მნიშვნელობა აქვს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდის შერჩევას, ვინაიდან იგი მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ნაწარმოები საქონლის ღირებულებაზე. რადგანაც ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს და დაინტერესებული ვართ, მისი ღირებულება იყოს შესაძლოდ მინიმალური, უნდა ვეცადოთ ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი, რომლის განმავლობაში ინვესტორმა ნამატით უნდა ამოიღოს ინვესტირებული კაპიტალი იყოს შესაძლებლად ხანგრძლივი. ამ პერიოდის ხანგრძლივობა ჰესების პრაქტიკაში აღწევს 25-30 წლამდე; მაგ., უკვე განხორციელებული ხადორიჰესის შემთხვევაში, რომლის სიმძლავრე 25 მგვტ იყო, ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი შეადგენდა 25 წელს. ჩვენ მიერ ზემოთ განხილული 70 მგვტ სიმძლავრის ჰესისათვის ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი – 10 წელი მცირე ხანგრძლივობაა, მით უმეტეს იმის გამოც, როცა ამ პირობებში ნაწარმოები ელექტროენერგიის ღირებულება გამოდის საკმაოდ ძვირი – 0.054 $/კვტსთ; რაც ლარებში ტოლია 5,4 ·1,65≈8,9თეთრ/კვტ.სთ. **სემეკი** გენერაციის ასეთ ტარიფს ვერ დაამტკიცებს, რადგან როცა მას დაემატება მაღალი ძაბვის ქსელით მიწოდებისა და გამანაწილებელი ქსელის მიერ მოთხოვნილი ტარიფი, იგი მომხმარებლისთვის ხელმისაწვდომი ვერ იქნება. მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონეს სწავლობს **სემეკი** და იცავს მას. კანონით ,,ელექტროენერგეტიკისა და ბინებრივი გაზის შესახებ“, ეს მას ევალება.

იმის თუ რამდენად შემცირდება წარმოების ტარიფი, როცა ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი გაიზრდება 20 წლამდე, მოყვანილია ცხრილებში 2.4′. რადგანაც ჰესის ექსპლუატაცია გრძლედება 20 წლის განმავლობაში, აუცილებელია გავითავალისწინოთ როგორც აგრეგატების, ასევე ზოგიერთი ჰიდროტექნიკური ნაგებობის კაპიტალური რემონტის ხარჯები. როგორც სტატისტიკური მონაცემები გვიჩვენებს, იგი არ აღემატება მშენებლობაში ინვესტირებული კაპიტალის 5%-ს. შესაბამისი თანხა მიზანშეწონილია მოზიდულ იქნას ბანკიდან სესხის სახით და გადახდა მოხდება ანუიტეტის მეთოდით 10 წლის განმავლობაში. გადასახდელი თანხის მნიშვნელობები წლების მიხედვით შეტანილია ცხრ. 2.3′ -ის მე-5 სტრიქონში. მშენებლობის პერიოდში გაწეული დანახარჯების სტრუქტურა შენარჩუნებულია ფინანსური ამორტიზაციის 20 წლის პერიოდშიც, მაგრამ სესხით მიღებული კაპიტალის ამოღების პერიოდი არ შეიძლება აღემატებოდეს 10 წელს, რადგანაც ბანკები ხანგრძლივი დროით სესხის გაცემას ერიდებიან.

კერძო კაპიტალის ამოღების პერიოდი კი იქნება 20 წელი და ამ პერიოდში ამოღებული თანხის რაოდენობა – 165 547 339$ ბევრად აღემატება 10 წლის პერიოდში ამოღებულ თანხას – 103857647 $, მაგრამ ყოველწლიური გადასახდელი თანხა 20 წლიანი პერიოდის შემთხვევაში შეადგენს 8327367$, რაც ასევ გაცილებით ნაკლებია 10 წლის პერიოდის შემთხვევაში ყოველწლიურ გადასახდელ თანხაზე -10385765 $. ამის გამო ელექტროენერგიის ტარიფი მცირდება, იგი შეადგენს 4,9 ცენტ/კვტ.სთ, რაც 10%-ით ნაკლებია იმ ტარიფზე, რომელიც დადგენილი იყო, როცა ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი შეადგენდა 10 წელს. საინტერესოა იმის შეფასება, თუ რა რაოდენობის ნაღდ ფულს ამოიღებს ინვესტორი საწარმოდან 20 წლის ექსპლუატაციის პერიოდში ჩადებული 40 მლნ $-ის სანაცვლოდ. ამისათვის 20 წლის განმავლობაში რეალურად მიღებულ თანხას, რომელიც მოცემულია ცხრ. 2.4′-ის მე-13 სტრიქონის მონაცემების შევჯამებით –166547339$-ს უნდა დაემატოს ნარჩენი ღირებულების თანხა: 290568885$, რაც მოგვცემს 195604224$, რაც 4,9-ჯერ მეტია ინვესტირებულ კერძო კაპიტალზე 40 000 000$-ზე.

საინტერესოა შევაფასოთ 20 წლის შემდეგ მიღებული ფინანსური სალდოს მნიშვნელობისა და ნარჩენი ღირებულების ჯამი რამდენად მეტია ამ პერიოდში ამოღებულ კერძო კაპიტალზე:

220902268,6$+29056888,5$=249959157>166547339.

უტოლობის სხვაობა შეადგენს 83411818$.

ეს სხვაობა გაცილებით მეტია ანალოგიურ სხვაობაზე, რომელსაც ადგილი ჰქონდა, როცა ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი შეადგენდა 10 წელს. ასეთი სხვაობა გამოწვეულია იმით, რომ ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდის სხვადასხვა წელს მიღებული შემოსავლები განსხვავდება ერთმანეთისაგან და ცხადია, მათი გაუფასურების ხარისხიც სხვადასხვაა. ბოლო წლების შემოსავლების გაუფასურების ხარისხი გაცილებით მეტი იყო, რაც სამართლიანად იქნა ასახული - NPV კრიტერიუმის გამოყენების პირობებში.

საჭიროა გაირკვეს აღნიშნული მიდგომით დადგენილი ტარიფით ელექტროენერგიის გასაღების შესაძლებლობაც. ცხადია, ტარიფის დადგენა ხდება შემოდგომა-ზამთრის დღე-ღამური დატვირთვის პიკში ენერგიაზე არსებული მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად, ხოლო გაზაფხულ-ზაფხულის ნახევარპიკში და ბაზისშიც ელექტროენერგიის მისაწოდებლად, მაგრამ რადგანაც საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემას გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდში დეფიციტი არ აქვს, საჭიროა გათვალისწინებული იქნას ამ დროს გენერირებული ელექტროენერგიის გასაღების შესაძლებლობა.

ცხრილი 2.3′. სრული დანახარჯები

	მაჩვენებელი	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	წელი 11	წელი 12	წელი 13	წელი 14	წელი 15	წელი 16	წელი 17	წელი 18	წელი 19	წელი 20	სულ
1	ნაგებობების ამორტიზაცია 1000$	3000	2850	2708	2572	2444	2321	2205	2095	1990	1891	1796	1706	1621	1540	1463	1390	1320	1254	1192	1132	38491
2	აგრეგატებისა და მოწყობილობების ამორტიზაცია 1000$	3200	2944	2708	2492	2292	2109	1940	1785	1642	1511	1390	1279	1177	1082	995.8	916.2	842.9	775.4	713.4	656.3	32452
3	ნასესხებ კაპიტალზე პროცენტები 1000$	5545	5162	4748	4302	3820	3299	2736	2129	1473	765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	მიმდინარე რემონტის ხარჯები 1000$	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	8000
5	კაპიტალური რემონტის ხარჯები 1000$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	904.9	9049
6	მოსამსახურე პერსონალის ხელფასები 1000$	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	7200
7	ქონების გადასახადი 1000$	1000	938	880.1	825.9	775.3	727.9	683.6	642.1	603.3	567	533	501.1	471.3	443.3	417.1	392.5	369.4	347.8	327.5	308.5	11755
8	ჯამი 1000$	5553	5170	4756	4309	3826	3305	2743	2135	1479	769.9	4.479	4.246	4.029	3.826	3.636	3.459	3.293	3.138	2.993	2.857	97898

ცხრილი 2.4′. ტარიფის ანგარიში 15%-იანი დივიდენდისა და 8%-იანი სესხის შემთხვევაში.

	მაჩვენებელი	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	წელი 11	წელი 12	წელი 13	წელი 14	წელი 15	წელი 16	წელი 17	წელი 18	წელი 19	წელი 20	სულ
1	წლიური გამომუშავება მლნ. კვტ.სთ	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	397.8	7956
2	კვტ.სთ გასაყიდი ფასი (ტარიფი)	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	
3	წლიური შემოსავალი 1000 $	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	19492	389844
4	წლიური დანახარჯები 1000 $	13504	12654	11804	10952	10091	9217,6	8326,2	7411,8	6469,5	5493,8	4479	4246,4	4028,9	3825,7	3636	3458,6	3292,7	3137,6	2992,5	2857	131880
5	დასაბეგრი მოგება 1000 $	5987,4	6838,2	7687,5	8540	9401	10275	11166	12080	13023	13998	15013	15246	15463	15666	15856	16034	16200	16355	16500	16635	2579638
6	მოგების გადასახადი $	898109	1025722	1153123	1281021	1410134	1541184	1674907	1812057	1953407	2099759	2251942	2286874	2319496	2349969	2378441	2405052	2429929	2453191	2474949	2495304	38695
7	წმინდა მოგება 1000 $	5089,5	5812,43	6534,4	7259,1	7991	8733,4	9491	10268	11069	11899	12761	12959	13144	13316,5	13478	13629	13769,6	13901,5	14025	141400	219269
8	ამორტიზაცია	6200	5794	5416	5064	4736	4430	4146	3880	3633	3402	3186	2985	2798	2622	2459	2306	2163	2030	1905	1788	70943
9	საბრუნავი სახსრები 1000 $	11289	11606	11950	12323	12727	13164	13637	14148	14702	15300	15947	15944	15941	15939	15937	15935	15933	15931	15930	15928	290212
10	სესხის ძირითადი თანხა1000 $	4784	5167	5581	6027	6509	7030	7592	8200	8856	9564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69310
11	ფინანსური სალდო 1000 $	6505	6439	6370	6296	6218	6134	6044	5949	5846	5736	15947	15944	15941	15939	15937	15935	15933	15931	15930	15928	220902
12	სალდოს დისკონტირებული მნიშვნელობა 1000 $	5656	4869	4188	3600	3091	2652	2272	1945	1662	1418	3428	2980	2591	2253	1959	1703	1481	1287	1119	973.2	51126
13	კერძო კაპიტალის ყოველწლიური ამოსაღები 1000 $	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	8327	166547
14	მისი დისკონტირებული მნიშვნელობა 1000 $	7241	6297	5475	4761	4140	3600	3131	2722	2367	2058	1790	1556	1353	1177	1023	889.9	773.8	672.9	585.1	508.8	52124
15	ფონდების ნარჩენი ღირებულება	ფონდების ნარჩენი ღირებულება 29056888.51 მისი დისკონტირებული მნიშვნელობა 20 წლისთვის 1775383.993																				

NPV=52901784-52123750=778034.5755>0.

მართალია, ჰესის მესაკუთრედ ითვლება ინვესტორი, მაგრამ მასზე გენერირებული ელექტროენერგიის გასაღების საკითხებში აუცილებლად უნდა მონაწილეობდეს სახელმწიფო სტრუქტურები, ენერგეტიკის სამინისტრო და მთავრობა მინისტრთა საბჭოს სახით. მათ უნდა დაადგინონ, როგორია ელექტროენერგიის ღირებულება მეზობელ ქვეყნებში და რა ფასში შეუძლიათ მათ ელექტროენერგიის შეძენა. თუ მეზობელი ქვეყნის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში და საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შესასყიდი ფასი მცირეა ასაშენებელი ჰესებისთვის დადგენილ ტარიფთან შედარებით, მაშინ ეს ჰესი ეკონომიკურად არაეფექტურია და მისი განხორციელება მიზანშეწონილი არ არის. ხოლო როცა ელექტროენერგიის გენერაციის ფასი საქართველოში ტოლია ან მეტია ასაშენებელ ელექტროსადგურზე დადგენილ ფასზე და ამავე დროს მეზობელ ქვეყნებში გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდში სარეალიზაციო ფასი მეტია ახალ ჰესზე გენერირებული ელექტროენერგიის ფასზე, მაშინ საქართველოში შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში სარეალიზაციო ფასი უნდა განისაზღვროს შემდეგი დამოკიდებულებით:

$$b_{შ.ზ} = \frac{Э_{წლ} b_{წლ} - Э_{გ.ზ} b_{ექს}}{Э_{შ.ზ}} \qquad (2.29)$$

$Э_{წლ}$, $b_{წლ}$ – წლიური გამომუშავება და შესაბამისი ტარიფია $/კვტ.სთ.

$Э_{გ.ზ}$ $b_{ე}$ – გაზაფხულ-ზაფხულის გამომუშავება და ექსპორტირებული ელექტროენერგიის ტარიფის გენერაციის წილია, რომელიც თურქეთში ექსპორტირებისას არსებული ინფორმაციით ტოლია 7ცენტ/კვტ.სთ-ის.

ჩვენს ანგარიშებში შემოდგომა-ზამთრის პერიოდის გამომუშავება არ იყო დადგენილი. როგორც წესი, წლიური გამომუშავება იანგარიშება თვიური გამომუშავებების დადგენის შემდეგ, როგორც ამ გამომუშავებების ჯამი. სეზონური რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავის პირობებში, შემოდგომა-ზამთრის გამომუშავება წლიური გამომუშავების დაახლოებით 1/4-ს უდრის. აღნიშნულის გათვალისწინებით ჩვენს შემთხვევაში გვექნება:

$$b_{შ.ზ} = \frac{397\,800\,000 \cdot 0.056 - 0.75 \cdot 397\,800\,000 \cdot 0.07}{0.25 \cdot 397\,800\,000} = 0.014\$/\text{კვტ.სთ}$$

გამოდის, რომ შემოდგომა-ზამთრის სეზონში გასაყიდი 1კვტ.სთ ელექტროენრგიის ღირებულება ტოლია 1,4 ცენტის, რაც საქართველოში ამჟამად მოქმედ ჰესებზე არსებული ტარიფების საშუალო არითმეტიკულზე ნაკლებია. ეს იმას ნიშნავს, რომ პერსპექტივაში, როცა მოსახლეობის მსყიდველობითუნარიანობა გაიზრდება და ახალი ჰესი შევა ექსპლუატაციაში, მოსალოდნელია სარეალიზაციო ტარიფის არა გაზრდა, არამედ შემცირება, რაც მეტად სასარგებლოა ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებისათვის. როგორც ჩანს,

ექსპორტირებული ელექტროენერგიის მაღალი ფასი ახალი ასაშენებლი ჰესის ეკონომიკურ ეფექტიანობას ზრდის. მაგრამ თუ სახელმწიფო ჯეროვნად არ ჩაერევა ელექტროენერგიის ექსპორტირების საკითხებში, ინვესტორს შეუძლია ექსპორტირებით მიღებული შემოსავლის ნაწილი დაიტოვოს თავის ანგარიშზე და არ შეამციროს შემოდგომა-ზამთრის სეზონში ტარიფი. ეს იმას ნიშნავს, რომ იგი ნაწარმოები საქონლის რეალიზაციიდან მისაღები დივიდენდის ზევით ცდილობს, მიიღოს დამატებითი მოგება, რაც სახელმწიფო ინტერესებიდან გამომდინარე, მიუღებლად უნდა ჩაითვალოს.

საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენად გამოიყენება აგრეთვე შემოსავლიანობის ინდექსი (Ptofitabibility Index), რომელიც წარმოადგენს დისკონტირებული ფულის ნაკადის ჯამის ფარდობას პროექტის განსახორციელებლად ერთდროულად გაღებულ კაპიტალდაბანდებასთან:

$$PI = \sum_{t=0}^{T} \frac{NCF_t}{(1+E)^t} \Big/ K \qquad (2.30)$$

სადაც NCF_t დროის t მომენტისათვის საწარმოს მიერ მიღებული შემოსავალია.

$K-$ საწყის მომენტში ერთდროულად გაღებული კაპიტალდაბანდებააა;

თუ აღმოჩნდება, რომ $PI>1$ პროექტი ეკონომიკურად ეფექტიანად ითვლება, თუ $PI<1$. პროექტი არაეფექტურია.

ჩვენ მიერ განხილული მაგალითის შემთხვევაში, როცა ტარიფი ტოლია 0.05ცენტ/კვტ.სთ, ყოველწლიური შემოსავალი ტოლი იქნება

$$NCF_t = Э_{წლ} \cdot b_{ტარ} = 397\,800\,000 \text{კვტ.სთ} \cdot 0.05\$/\text{კვტ.სთ} = 19890000\$$$

t=1, 2,. . . T =10

როცა კაპიტალდაბანდების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა ტოლია E=0.1

$$\sum_{t=1}^{T=10} \frac{NCF_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=1}^{T=10} \frac{19890000_t}{(1+0.1)^t} = 122215439\$ \qquad (2.31)$$

ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წლისთვის, როცა მშენებლობა გრძელდება 3 წელს და კაპიტალდაბანდებების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა E=0,1$/კვტ-ს. კაპიტალდაბანდების ამოსასყიდი მნიშვნელობა ტოლი იქნება:

$$K= 0,25 \cdot 100 \cdot 10^6 (1+0,1)^3 + 0,35 \cdot 100 \cdot 10^6 (1+0,1)^2 + 0,4 \cdot 100 \cdot 10^6 (1+0,1) = 119\,625\,000\ \$ \qquad (2.32)$$

(2.31) და (2.32) მნიშვნელობების (2.30)-ში ჩასმით მივიღებთ

$$PI = \frac{122\,215\,439}{119\,625\,000} = 1,02 > 0 \qquad (2.33)$$

რაც იმაზე მიუთითებს, რომ როცა სარეალიზაციო ტარიფი ტოლია 0,05$/კვტ.სთ, განსხილველი პროექტი ეკონომიკურად ეფექტურია.

იმავე განსახილველ პროექტში ეკონომიკური ეფექტიანობა შეგვიძლია შევაფასოთ შემოსავლიანობის შიდა ნორმის IRR-ს (Internal Rate of Return) კრიტერიუმის გამოყენებით. საჭიროა ვიპოვოთ კაპიტალდაბანდების ისეთი საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა, რომლის პირობებშიც (2.24) ფორმულით გამოთვლილი NPV მნიშვნელობა ტოლი იქნება 0-ის.

ეს იმას ნიშნავს, რომ ამ განტოლების პირველი წევრი, რომელიც გამოხატავს დისკონტირებულ შემოსავალს, რომელიმე ფიქსირებული საწყისი მომენტისათვის ტოლი უნდა იყოს ამავე მომენტისათვის გაანგარიშებული დისკონტირებული დანახარჯებისა.

მაგრამ, რადგანაც ჩვენს შემთხვევაში ყოველწლიური შემოსავალი დამოკიდებულია ელექტროენერგიის სარეალიზაციო ტარიფზე, გამოდის, რომ სხვადასხვა ტარიფის შემთხვევაში NPV–ს 0-თან ტოლობა მოგვცემს კაპიტალდაბანდების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობის სხვადასხვა მნიშვნელობას. ამიტომ მიგვაჩნია, რომ ვარიანტების ურთიერთშედარების მიზნით საინტერესოა ზემოთ განხილულ ვარიანტებში მიღებული კაპიტალდაბანდების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობისათვის, ანუ როცა ვანგარიშობთ WACC=0,1$/კვტ.სთ-ზე როგორი იქნება სარეალიზაციო ტარიფი.

თუ საწყის მომენტად მივიჩნევთ ჰესის ექსპლუატაციის დაწყების პირველ წელს, როცა დისკონტირების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა WACC=0,1$/კვტ.სთ, ხოლო ტარიფის მნიშვნელობა $b_ტ$=0,75$/კვტ.სთ, ყოველწლიური დისკონტირებით მივიღებთ შემოსავლის ჯამურ მნიშვნელობას:

$$\sum_{t=1}^{T=10}\frac{397,8\cdot 10^6\cdot 0,075}{(1+0.1)^t}=183323159,6\$,$$

გაწეული დანახარჯები კი ექსპლუატაციის დაწყების მომენტისთვის შეგვიძლია ვიანგარიშოთ როგორც ამ მომენტისთვის განხორციელებული კაპიტალდაბანდების დისკონტირებული მნიშვნელობას დამატებული ექსპლუატაციის პერიოდში გაწეული საექსპლუატაციო დანახარჯების დისკონტირებული მნიშვნელობა.

(2.32) ფორმულის მიხედვით კაპიატალდაბანდების დისკონტირებული მნიშვნელობა ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წლისათვის ტოლია 119 625 000$.

საექსპლუატაციო დანახარჯების დისკონტირებული მნიშვნელობა კი შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ცხრ.2.3-ში მოცემული სტრიქონის ჯამური მნიშვნელობების მიხედვით. იგი ტოლია 63145568$. ამრიგად, ჯამური მნიშვნელობა ტოლი გამოდის:

$$\sum_{t=1}^{T=13}\frac{COF_t}{(1+0{,}1)^t}=119625000+63145568=182770568\$$

თუ ტარიფის შერჩევის პროცესში ბიჯის მნიშვნელობად მიღებული იქნება $\Delta b=0{,}001\$/$კვტ.სთ, შეგვიძლია დავასკვნათ, რომ როცა ტარიფი ტოლია 0,075$/კვტ.სთ-ის გაწეული დანახარჯები და მიღებული შემოსავალი დასაშვები სიზუსტით ერთმანეთის ტოლია:

$$183\ 323\ 159\ \$ \approx 182\ 770\ 568\$$$

ეს იმას ნიშნავს, რომ შემოსავლიანობის 10%-იანი შიგა ნორმის პირობებში გენერირებული ელექტროენერგიის ტარიფის უნდა იყოს $b_{ტ}=0{,}075\$/$კვტ.სთ-ის ტოლი.

უფრო ზუსტი დამთხვევისათვის საჭირო იქნება იტერაციის ბიჯის შემცირება.

როგორც ჩანს, ასაშენებლი ჰესის ერთი და იმავე ტექნიკურ-ეკონომიკური პარამეტრების პირობებში სხვადასხვა ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმი განსხვავებულ ტარიფებს იძლევა, მაგრამ პროექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის შესახებ საიმედო დასკვნის გამოტანისას უნდა გავითვალისწინოთ ამ კრიტერიუმების ნაკლოვანებანი. (2.30) კრიტერიუმი არ ითვალისწინებს იმ დანახარჯებს, რომლებსაც ადგილი აქვს ექსპლუატაციის პერიოდში, რის გამოც ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფი რეალურთან შედარებით მცირე გამოდის. IRR-ის კრიტერიუმი კი მოითხოვს სუფთა მიმდინარე ღირებულების 0-თან ტოლობას, რაც მაშინ მოხდება როცა წლიური შემოსავალი მნიშვნელოვნად გაიზრდება, რათა მათი დისკონტირებული მნიშვნელობა შესრულებული დისკონტირების შედარებით მცირე საშუალო შეწონილი მნიშვნელობით გაუტოლდება პროექტის განხორციელებისთვის საჭირო დანახარჯებს, ამის მისაღწევად, ცხადია, გენერირებული ელექტროენერგიის ტარიფი შეიძლება საკმაოდ დიდი გამოვიდეს. მართლაც, როგორც ზემოთ მოყვანილი განგარიშებები უჩვენებს, იგი საკმაოდ დიდია და ტოლია 0,075$/კვტ.სთ-ის, იმის გამო, რომ ვითხოვთ სუფთა მიმდინარე ღირებულება შესაძლოდ მინიმალური დადებითი მნიშვნელობის იყოს და ამავე დროს ანგარიშებში ვიყენებთ, როგორც სესხით მიღებული თანხის რეალურ საპროცენტო განაკვეთს, ასევე კერძო კაპიტალზე მოთხოვნილი დივიდენდის მნიშვნელობას. (2.24) კრიტერიუმის პირობებში გენერირებული ელექტროენერგიისთვის დადგენილი ტარიფის მნიშვნელობა ყველაზე სარწმუნოდ უნდა ჩაითვალოს. ჩვენს შემთხვევაში ასეთ ტარიფს წარმოადგენს 0,054$/კვტ.სთ 10 წლიანი ამორტიზაციის პირობებში.

ზემოთ განხილული ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმები ძირითადად გამოიყენება პროექტის კომერციული ეფექტიანობის დადგენის დროს.

თუ ობიექტის მშენებლობა ფინანსდება სახელმწიფოს მიერ, მაშინ განიხილება საბიუჯეტო ეფექტიანობა, რომელიც გვიჩვენებს ბიუჯეტში შემოსული თანხის D –ს აღმატებას ბიუჯეტის მიერ წარმოების განხორციელებაში გახარჯულ P_t თანხასთან შედარებით.

$$Б_t = D_t - P_t \qquad (2.34)$$

სახელმწიფოს ბიუჯეტიდან ობიექტების განხორციელების პროექტები შეიძლება დაფინანსდეს მხოლოდ განსაკუთრებულ შემთხვევაში. მაგალითად, მაშინ როცა ხორციელდება ისეთი პროდუქციის წარმოება, რომელსაც საზღვარგარეთ ანალოგი არ გააჩნია ანდა როცა შესაძლებელია ისეთი საექსპორტო საქონლის წარმოება, რომელზეც დიდი მოთხოვნაა საზღვარგარეთ და დანახარჯის ანაზღაურებაც საკმაოდ მაღალია, ასეთ საქონელს საქართველოში შეიძლება მივაკუთნოთ ელექტროენერგია.

მაგრამ მისი წარმოება მოითხოვს საკმაოდ დიდი ოდენობის კაპიტალდაბანდებას, რისი შესაძლებლობაც საქრთველოს მწირი ბიუჯეტიდან ვერ მოხერხდება, მაგრამ ასეთი მდგომარეობა არ იძლევა ელექტროსადგურის მშენებლობაში სახელმწიფოს წილობრივ მონაწილეობაზე უარის თქმის საფუძველს. უცხოელი ინვესტორების მოზიდვის მიზნით მიზანშეწონილად უნდა ჩაითავლოს სახელმწიფომ გარკვეული წილობრივი მონაწილეობა მაინც მიიღოს ახალი ელექტროსადგურის დაპროექტებასა და მშენებლობაში.

იმ მიზნით, რომ ელექტროენერგიის ტარიფი შემცირდეს და შესაძლებელი გახდეს მისი რეალიზაცია მეზობელი ქვეყნის ელექტრობაზარზე სახელმწიფოს შეუძლია ინვესტირებულ თანხაზე მოითხოვოს შედარებით მცირე დივიდენდი, მით უმეტეს იმის გამო, რომ ჩვენს ქვეყანასაც შემოდგომა-ზამთრის სეზონში აქვს დეფიციტი და ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების დაბალანსება ქვეყნისათვის მნიშვნელოვან დასარეგულირებელ პრობლემას წარმოადგენს.

ბოლოს გვინდა ყურადღება გავამახვილოთ იმ ფაქტზე, რომ პროექტისმიერ დაფინანსებას მრავალი დადებითი მხარე აქვს. მათ შორის აღსანიშნავია ის, რომ ურეგრესო პროექტისმიერი დაფინანსების კლასიკური სქემა პროექტის ორგანიზატორს არ სთხოვს არანაირ გარანტიას, დაფაროს პროექტით გათვალისწინებული ვალდებულება იმ შემთხვევაშიც კი როცა განხორციელებული პროექტით არასაკმარის შემოსავალს ექნება ადგილი კრედიტის ძირითადი თანხისა და პროცენტების გადასახდელად. ამ შემთხვევაში, პროექტის ორგანიოზატორი თავის თავზე იღებს საწარმოს ექსპლუატაციის ფუნქციას, მას დაეკისრება პასუხისმგებლობა ექსპლუატაციის გარანტიის მიხედვით, რომელიც გამომდინარეობს ხელშეკრულებიდან ექსპლუატაციის თაობაზე.

ამავე დროს ისიც გასათვალისწინებელია, რომ პროექტისმიერი დაფინანსების დროს შესაძლებელია ნასესხები თანხის წილი საერთო დაფინანსებაში ძალიან დიდი იყოს. ეს შესაძლებელია კომპლექსური დაფინანსების პირობებში, როცა პროექტისმიერი დაფინანსება გამოიყენება კერძო კაპიტალით წილობრივ დაფინანსებასთან ერთად.

საინტერესოა ვიცოდეთ, როგორ აფასებენ პროექტისმიერი დაფინანსების საჭიროებას და სარგებლობას სხვადასხვა ქვეყანაში. მაგ., რუსეთში გამოცემულ სახელმძღვანელოში აღნიშნულია ,,დაფინანსების ასეთი პერსპექტიული მიმართულების ფართოდ გავრცელებისათვის პროექტისმიერი დაფინანსების რუსეთის ფედერაციაში შექმნილია ფედერაციული ცენტრი. ეს ორგანიზაცია ასრულებს პროექტების მომზადებისა და რეალიზაციის სამუშაოებს, რომელიც გათვალისწინებულია რუსეთის ფედერაციასა და საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაციებს შორის შეთანხმებით, აგრეთვე პროექტებს, რომლებიც ფინანსდება სხვა გარედან მოზიდული წყაროებით. ცენტრი ხელს უწყობს ფინანსური რესურსების ეფექტურად მოზიდვას, მათ შორის საგარეო ფინანსების ხარჯზე უზრუნველყოფს ამით პროექტების განხორციელებას, რომლებსაც ქვეყნის ეკონომიკისათვის პრიორიტეტული ხასიათი აქვს“.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, თუ გავითვალისწინებთ, რომ ჰიდროენერგეტიკის განვითარება საქართველოსათვის პრიორიტეტულია, ჰესების მშენებლობისთვის უნდა დაინერგოს და გამოყენებულ იქნას პროექტისმიერი დაფინანსების სქემა.

პროექტისმიერი დაფინანსება არსებითად არის დაფუძნებული პროექტის საიმედო და მდგრად პარამეტრებზე, არ ითხოვს დამატებით გარანტიას, მისი ეკონომიკური ეფექტიანობის დამტკიცების გარდა.

უცხოელი ინვესტროების მოზიდვის მიზნით გამოყენებული მშენებლობის დაფინანსების სქემა, რომელიც წილობრივი დაფინანსების სქემად იწოდება და სადაც ინვესტორები საერთო ჯამური დაფინანსებაში კერძო კაპიტალის სახით 20-30%-ს გაიღებენ ხოლმე, რის გამოც აშენებული ჰესის მესაკუთრენი ხდებიან, არ შეიძლება საუკეთესო ვარიანტად ჩაითვალოს. განა არ სჯობს, რომ ჰესების მშენებლობის პროექტს აკეთებდეს ქართული კერძო ან საჯარო სამართლის იურიდიული სტატუსის მქონე საპროექტო ორგანიზაცია, მშენებლობას კი აფინანსებდეს საერთაშორისო საფინანსო ორგანიზაცია. ასეთ შემთხვევაში შექმნილი საწარმო იქნება პროექტის ორგანიზატორის და ამავე დროს ექსპლუატაციის გამწევი ქართული ორგანიზაციის საკუთრება. იგი განკარგავს საქონლის (ელექტროენერგიის) გასაღების შედეგად მიღებულ შემოსავალს, რომელიც მიიღება როგორც შიგა ბაზარზე გასაღებით, ისე ექსპორტირებით.

ცხადია, პრობლემის ასეთი გადაწყვეტა შეუძლებელია ისეთ ქვეყანაში, სადაც არ არის სათანადო გამოცდილების მქონე პროფესიონალი დამპროექტებლები და მშენებლები. მაგრამ ცნობილია, რომ ქართველმა დამპროექტებლებმა შეძლეს შეექმნათ უნიკალური ენგურის ჰიდროელექტროსადგურის პროექტი და განეხორციელებინათ მისი მშენებელობა. ამ ჰესის შემადგენლობაში შედის რეკორდული 9,5მ დიამეტრის მქონე 15,5 კმ-იანი სიგრძის გვირაბი და 271,5მ სიმაღლის მქონე თაღოვანი კაშხალი. მისი შემქმნელი ჰიდროტექნიკოსები დღეს დაკავებული არიან მცირე სიმძლავრის ჰესების დაპროექტებით და მშენებლობით. საშუალო და მძლავრი ჰესების ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების სტადიაზე პროექტის შესადგენად იმ მოტივით, რომ ჩვენს სპეციალისტებს არ გააჩნიათ საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ენერგეტიკული ობიექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის გამოცდილება, ნებადართულია მოიწვიონ უცხოური ცნობილი ფირმები.

სამწუხაროდ, უცხოელების მოწვევა არ არის ქვეყნის ეკონომიკის აღმავლობისათვის მიზანშეწონილი მიდგომა, რადგან უკვე არსებობს საშუალო 25 მგვტ სიმძლავრის ხადორიჰესის საბაზრო ეკონომიკის მოთხოვნათა გათვალისწინებით დაპროექტებისა და მშენებლობის გამოცდილება და ამავე დროს ენერგეტიკის შესახებ მოქმედი კანონით მოითხოვება, რომ განვითარდეს და ხელი შეეწყოს ენერგეტიკული ობიექტების პროექტირებით დაკავებულ ორგანიზაციებს.

გასათვალისწინებელია ის ფაქტიც, რომ ტექნიკური უნივერსიტეტი უშვებს მაღალ დონეზე მომზადებულ კადრებს: მაგისტრანტებს და დოქტორანტებს ჰესების პროექტებისა და მშენებლობის სპეციალიზაციით.

მოთხოვნა ეროვნული კადრების მომზადებისა და ამ სფეროში დასაქმების შესახებ განპირობებული იმ მდგომარეობით, რომ საქართველოში არსებობს დიდი რაოდენობის ჰიდროენერგეტიკული რესურსები და თუ უცხოელი ინვესტორები წილობრივი დაფინანსების სქემით განახორციელებენ ჰესების მშენებლობას, ისინი უფლებამოსილი იქნებიან, როგორც მესაკუთრეებმა, აწარმოონ ელექტროსადგურის ექსპლუატაცია. გამოდის, რომ ბუნებრივი რესურსების განმკარგავნი გახდებიან უცხოელი ინვესტორები, რომლებიც ეროვნული კადრების ჯეროვან დასაქმებაზე არ იზრუნებენ.

ცხადია, რომ ასეთი მდგომარეობა არ შეიძლება აწყობდეს ისეთ ქვეყანას, რომელსაც ჰიდროენერგეტიკული რესურსების ათვისებაში გამოცდილება აქვს და პროფესიონალი კადრების დეფიციტს არ განიცდის.

გასაგებია, რომ სახელმწიფო თავისი ბიუჯეტიდან ან ქართველი მეწარმეები საკუთარი სახსრებით ვერ დააფინანსებენ ისეთ კაპიტალტევად მშენებლობას, როგორიცაა ჰესის

მშენებლობა, მაგრამ სერიოზული წილობრივი მონაწილეობა (მთლანი კაპიტალდაბანდების 51%-ის ფარგლებში) მშენებლობის დაფინანსების საქმეში მოგვცემს საშუალებას, გენერირებული ელექტროენერგიის რეალიზაციის საკითხი გადაწყვეტილი იქნას სახელმწიფოს ინტერესების დაცვით.

აქვე არ შეიძლება არ აღინიშნოს, რომ საქართველოს კანონში ,,ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ'' 2008 წელს შეტანილი მოთხოვნა იმის შესახებ, რომ ,,2008 წლის შემდეგ აშენებული ყველა ელექტროსადგური დერეგულირებილ იქნას''. თითქოს სტიმულს იძლევა ინვესტორების მოსაზიდად, მაგრამ სინამდვილეში ხელს შეუშლის ელექტროენერგიის წარმოების განვითარებას, რადგანაც იგი იწვევს ელექტროენერგიის სარეალიზაციო ტარიფის გაზრდას და არ ითვალისწინებს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონეს. სწორედ ამიტომ, დერეგულირების მოთხოვნა ყველა ქვეყანაში გაუქმებულია ამ კანონის უარყოფითი მხარეების მიუღებლობა კარგად აქვს განმარტებული ა. პავლოვას თავის სტატიაში ,,ენერგეტიკის ,,რეფორმა'' მსოფლიო აფიორა''. აქ აღნიშნულია, რომ ,,რეფორმა'' სოციალური ტერორიზმის იარაღად გვევლინება.

ენერგოსისტემა, ნაცვლად ხალხის სამსახურისა, გარკვეული ჯგუფების გამდიდრების საშუალება ხდება. ენერგოკომპანიების კერძო მფლობელებს არავითარი ვალდებულებები არ გააჩნიათ მოსახლეობის მიმართ, მათთვის მთავარია მხოლოდ მაქსიმალური მოგების მიღება. კომპანიების კერძო მფლობელების პოზიცია მომხმარებელთა მიმართ მარტივია: ,,ვერ მოერიე ტარიფს? – საკუთარ თავს დააბრალე, ვერ იხდი? – სინათლისა და სითბოს გარეშე დარჩები''. კერძო კომპანია ვალდებული არაა მომხმარებელზე იზრუნოს''. ამრიგად, ,,დერეგულირების'' პირობებში, ინვესტორს უფლება ეძლევა ტარიფის დადგენის გარეშე დაიწყოს ელექტროსადგურის მშენებლობა. ცხადია, როცა ის მოინდომებს ინვესტირებული თანხის ამოღებას და დაადგენს ტარიფს, შესაძლებელია აღმოჩნდეს, რომ ეს ტარიფი აღემატება მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას. ამავე დროს ცნობილია, რომ ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს და სახელმწიფოს ევალება, რომ მომხმარებელი არ დატოვოს ელექტროენერგიის გარეშე. აქედან გამომდინარე, მიზანშეწონილია სახელმწიფომ თავისი ძალებით შეიმუშავოს ისეთი ელექტროსადგურების პროექტები წინასამშენებლო სტადიაზე, სადაც ელექტროენერგიის ტარიფი მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონესთან შესაბამისობაში იქნება და საბოლოოდ წარუდგინოს ინვესტორს შემდგომი სამუშაო პროექტების სტადიაზე დასაზუსტებლად.

თავი III

წყალსამეურნეო და ჰიდროენერგეტიკული ანგარიშები

3.1. წყალსამეურნეო გაანგარიშებათა ამოცანები და ამოსავალი ინფორმაცია

მდინარის ჩამონადენი წარმოადგენს კომპლექსური მოხმარების რესურსს, რომელიც გამოიყენება მრავალი დანიშნულებით: ქალაქების მომარაგებისათვის სასმელი და ტექნიკური დანიშნულების წყლით, ელექტროენერგიისთვის, სოფლის მეურნეობაში მშრალი მიწების მოსარწყავად, თევზთ მეურნეობის განვითარებისათვის, ნაოსნობისათვის და სხვ. მათ შორის ზოგი არის წყლის მომხმარებელი, მაგალითად, ირიგაცია და ნაწილობრივ ქალაქის მომარაგება სასმელი და ტექნიკური წყლით მსარგებელია, ასევე წყლით სარგებლობას აქვს ადგილი ნაოსნობის, თევზთმეურნეობისა და ზოგიერთ სხვა შემთხვევაში.

მდინარის ჩამონადენზე მოთხოვნილების სრული დაკმაყოფილება ერთდროულად სხვადახვა მომხმარებლის მიერ როგორც რაოდენობრივად, ისე რეჟიმის თვალსაზრისით შეუძლებელია ამიტომ აუცილებელი ხდება მათი ოპტიმალურ რეჟიმში დაკმაყოფილების ამოცანის გადაწყვეტა ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმის გამოყენებით. რამდენად სრულყოფილად ხერხდება თითოეული მომხმარებლი სუბიექტის მოთხოვნის დაკმაყოფილება, დამოკიდებულია ქვეყანაში არსებული მდინარეების როგორც წლიური ჩამონადენის ოდენობაზე, ისე მათ ოდენობის გადანაწილებაზე წლის სეზონების მიხედვით.

ამიტომ წყალზე მოთხოვნის მაქსიმალურად დაკმაყოფილების მიზნით აუცილებელი ხდება ჩამონადენის უთანაბრობის შეცვლა მოთხოვნილების რეჟიმის შესაბამისად წყალსაცავების შექმნის გზით. ამ ამოცანის რაციონალურად გადაწყვეტისათვის აუცილებელია გვქონდეს მდინარის ჩამონადენის სეზონური ცვალებადობის შესახებ ხანგრძლივი მონაცემები. ასეთი მონაცემები მხოლოდ რამდენიმე მდინარისთვის არსებობს და ისიც ისეთ პუნქტებში, სადაც მდინარის გადაკეტვა კაშხლით მიზანშეწონილი არ არის. ამიტომ, როგორც წესი, საჭიროა დაკვირვებით არსებული ჰიდროლოგიური რიგის გამოყენებით მოხდეს გადაანგარიშება და დადგენილ იქნეს რეალობასთან მიახლოებული ჰიდროლოგიური რიგი კაშხლის განსახორციების კვეთისათვის, მაგრამ დაკვირვებით მოცემული რიგი და მით უმეტეს გადაანგარიშებით მიღებული ჰიდროლოგიური რიგი ისეთი სახით, როგორც ეს წარსულში იყო დაფიქსირებული არ გამეორდება. რადგანაც განხორციელებული ჰიდროელექტროსადგურების ექსპლუატაციის პერიოდში პროექტირების სტადიაზე გამოყენებული ჰიდროელოგიური რიგი არ განმეორდება და, ცხადია, ამ რიგის მიხედვით გამოთვლილი მრავალწლიური გამომუშავება მხოლოდ გარკვეული ალბათობით მიუახლოვდება

რეალურად მისაღებ გამომუშავებას, ამიტომ მიზანშეწონილია დაკვირვებით მოცემული ჰიდრომეტრიული რიგის მიხედვით დადგინდეს ის სტოქასტიკური კანონზომიერიება, რომლის მიხედვით იცვალება ჩამონადენის თვიური და წლიური ხარჯები. ამ კანონზომიერების გამოყენებით მიღებულ უნდა იქნეს სტოქასტური რეგრესული განტოლება, რომლიც საშუალებას მოგვცემს შევქმნათ ნებისმიერი სიგრძის ხელოვნური ჰიდროლოგიური რიგი. ასეთი გრძელი რიგის ჰესის ექსპლუატაციის ხანგრძლივობის შესაბამის პერიოდებად დაჭრა და საკმაო რაოდენობის n ჯგუფად წარმოდგენა საშუალებას იძლევა ექსპლუატაციის პერიოდში მისაღები ყველა შესაძლო გამომუშავება დავადგინოთ. მათი სტატიკური დამუშავება საშუალებას იძლევა ნებისმიერი სასურველი გარანტიით მივიღოთ ექსპლუატციის დადგენილი ხანგამძლეობის პერიოდში შესაძლო მისაღები ჯამური გამომუშავება. ეს კი საშუალებას მოგვცემს, განვსაზღვროთ ფულადი შემოსავლი ობიექტებზე და შესაბამისად ამ ობიექტების ეკონომიკური ეფექტიანობაც. უფრო დეტალურად მდინარის ჩამონადენის ჰიდროლოგიური რიგის მიხედვით სტოქასტიური მოდელის აგებისა და მისი ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებაში გამოყენების საკითხები განხილული იქნება მოგვიანებით.

3.2. მდინარის ჩამონადენის რეგულირების სახეები

მდინარის ჩამონადენის ცვალებადობა წლის სეზონების მიხედვით არ შეესაბამება ადამიანთა მოთხოვნილებას ელექტროენერგიაზე. ზამთრის სეზონში ჩამონადენი მცირდება, ხოლო მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე იზრდება, ამავე დროს, გაზაფხული-ზაფხულის სეზონში ჩამონადენი იზრდება მოთხოვნილება კი ელექტროენერგიაზე მცირდება. აქედან გამომდინარე როცა ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა შეთანაწყობა და ზომები ეკონომიკურობის თვალსაზრისით საშუალებას იძლევა შ,ეიქმნას წყალსაცავი მიზანშეწონილია გაზაფხულის უხვი ჩამონადენის ნაწილი ან ზოგჯერ იგი მთლიანად შენახულ იქნეს წყალსაცავში, რათა შემოდგომა-ზამთრის სეზონში გაიზარდოს ელექტროენერგიის გამომუშავება.

რეგულირების ხარისხი დამოკიდებულია წყალსაცავის მოცულობაზე, ჩამონადენის საშუალო წლიურ მოცულობაზე და ჩამონადენის სეზონების მიხედვით ცვალებადობის ინტენსივობაზე. ამიტომ ყოველი კონკრეტულ შემთხვევაში რეგულირების ეფექტის დადგენის მიზნით საჭიროა გვქონდეს სათანადო ამოსავალი მონაცემები.

რეგულირების ხარისხისა და შესაბამისად შესაძლო ეკონომიკური ეფექტის დადგენა მოითხოვს შემდეგი სახის რიცხვითი მონაცემების ცოდნას:

1. წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობისა და ჩამონადენის საშუალო წლიურ ჩამონადენის $W_{საშ.წლ}$ ფარდობის

$$\beta = \frac{W_{\text{სას}}}{W_{\text{საშ.წლ}}} \qquad (3.1)$$

2. ჩამონადენის მრავალწლიურ ჭრილში უთანაბრობის მაჩვენებელი ვარიაციის C_v და ასიმეტრიის C_s კოფიციენტების[1] ცოდნას.

დღევანდელი მოთხოვნით მდინარის ჩამონადენის რეგულირებას ანგარიშობენ დაკვირვებით მოცემული ჩამონადენის ქრონოლოგიური ცვალებადობის მიხედვით, რაც როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, წარმოადგენს პრაქტიკაში გავრცელებულ, მაგრამ გაურკვეველი სიდიდის უზუსტობის შემცველ მიდგომას.

ცხადია, ჩამონადენისა და წყალსაცავის მოცულობის მახასიათებელი ეს რიცხვითი მონაცემები მხოლოდ მიახლოებით წარმოდგენას იძლევა კონკრეტულ საპროექტო ჰიდროელექტროსადგურზე მისაღები ელექტროენერგიის გამომუშავების ოდენობის შესახებ.

რეალური პროექტირების დროს საჭიროა გვქონდეს საკმაოდ ხანგრძლივი დროის ჰიდრომეტრული დაკვირვებები დეკადური, თვიური და წლიური ხარჯების ცვალებადობის შესახებ მდინარის იმ კვეთში, სადაც გათვალისწინებულია კაშხლის მშენებლობა. ანდა შესაძლებელია კაშხლის განხორციელების კვეთისათვის საჭირო ჰიდროლოგიური მონაცემების კვეთიდან კვეთზე გადაანგარიშების მეთოდით დადგენა, თუ ამ მდინარეზე განასხილველი კვეთის მახლობლად არსებობს ჰიდრომეტრიული დაკვირვების პუნქტი.

თუ საპროექტო სადგურის ზემოთ არსებობს წყალსაცავიანი ჰიდროელექტროსადგური, მაშინ აუცილებელია საპროექტო კვეთისათვის არსებული ჰიდროლოგიური რიგის მონაცემებში გათვალისწინებული იქნას ზემოთ არსებული მოქმედი ჰესის წყალსაცავის რეგულირებით გამოწვეული ხარჯის ცვალებადობა. სათავო კვანძში წყალსაგდები ნაგებობის კონსტუქციული ზომების დასაგენად აუცილებელია გაზაფხულის პერიოდში მოსალოდნელი წყალდიდობის ხარჯების შესახებ ინფორმაციის ცოდნა. ამასთანავე, საჭიროა ინფორმაცია მდინარის მიერ ტრანსპორტირებული ფსკერული და შეწონილი ნატანის შესახებ, ასევე საჭიროა წყალსაცავის ზედაპირიდან აორთქლების ინტენსივობისა და მისი ფერდობებიდან წყლის ფილტრაციის შესახებ მონაცემების ცოდნა.

ჰესის კომპლექსში შემავალი ჰიდროტექნიკური და მექანიკური მოწყობილობების პარამეტრების სწორად განსაზღვრისათვის აუცილებელია ვიცოდეთ ელექტროენერგიის მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების რეჟიმი წლის ყველა დროისათვის. საჭიროა აგრეთვე იმ ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის პერსპექტიული გრაფიკის ცოდნა, რომელშიც მიწოდებული იქნება საპროექტო ჰიდროელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგია.

საქართველოს პირობებში, როცა ახალ არანაკლებ საშუალო სიმძლავრის ჰიდროელექტროსადგურებზე გენერირებული ელექტროენერგიის ნაწილის, ექსპორტირება ხდება მეზობელ ქვეყნებში, ასევე საჭიროა ვიცოდეთ შემსყიდველ ქვეყანაში ელექტროენერგიის მოთხოვნილი

[1] ამ კოეფიციენტების მნიშვნელობათა საანგარიშო ფორმულები მოცემულია ჰიდროლოგიისა და ჰიდრომეტრიის სახელმძღვანელოებში.

გასაღების რეჟიმი და ყოველ კილოვატსაათზე სეზონების მიხედვით შესაძლო ანაზღაურების ღირებულება.

რეგულირების უნარის მიხედვით განარჩევენ შემდეგი სახის მქონე ჰესებს:

1. მრავალწლიური რეგულირების უნარის მქონე ჰიდროელექტროსადგურებს, რომლებშიც წყალსაცავის მოცულობა იმდენად დიდია, რომ მას შეუძლია არამარტო ჩამონადენის წლის შიგა უთანაბრობა შეცვალოს მომხმარებელთა რეჟიმის შესაბამისად, არამედ წყალუხვი წლის ჭარბი ჩამონადენის ნაწილი შეინახოს და გამოიყენოს წყალმცირე წლებში სიმძლავრის გასაზრდელად.

2. რადგანაც რეგულირების ანგარიშები ხდება დაკვირვებით მოცემულია ქრონოლოგიური რიგის მიხედვით არამარავალწლიური რეგულირების პირობებში ჰესზე გამომუშავებული ელექტროენერგიით შეიძლება უზრუნველყოფილი იყოს მომხმარებელი მხოლოდ იმ m წლის განმავლობაში, როცა წლიური ჩამონადენი უზრუნველყოფს ჰესისთვის ანგარიშებით დადგენილ N დადგმული სიმძლავრის მიღებას.

აღნიშნულ პირობებში სადგურზე დადგმული სიმძლავრის დეფიციტი პროცენტებში ტოლი იქნება:

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \tag{3.2}$$

სადაც n დაკვირვების წლების რაოდენობაა.

ვთქვათ, m=2 და დაკვირვებით არსებული წლების რაოდენობა უდრის 49 წელს, ეს იმას ნიშნავს, რომ ჩამონადენით მოხერხდება წლიური რეგულირების მქონე ელექტროსადგურში გარანტირებული სიმძლავრე უზრუნველყოფილი იყოს მხოლოდ $P = \frac{2}{49+1} \cdot 100\% = 4{,}0\%$ -ის შემთხვევაში. გამოდის, რომ დადგმული სიმძლავრის გარანტირებულად მიღება ვერ ხერხდება 100%-4,0%=96,0%-ის შემთხვევაში, მაგრამ თუ გვექნება უფრო დიდი მოცულობის წყალსაცავი, დადგმული სიმძლავრის მიღების პერიოდი გაიზრდება და თუ ეს პერიოდი m'=4 წლის ტოლი გახდება, მაშინ დადგმული სიმძლავრის, გარანტირებულად მიღების პერიოდიც გაიზრდება და გვექნება:

$$P' = \frac{m'}{n+1} \cdot 100\% = 8\% \tag{3.3}$$

ზემოთ მოყვანილი განმარტების მიხედვით, გამოდის, რომ თუ ჰესის ექსპლუატაციის საანგარიშო პერიოდი $T_{საან}$=25 წლის ტოლია. პირველ შემთხვევაში როცა m=2 ანგარიშებით მიღებული დადმული სიმძლავრის გარანტირებულად მიღება შესაძლებელი იქნება $T_{გარ} = T_{საან} \frac{P'}{100} = 1$ წლის, ხოლო როცა m′=4 სიმძლავრის გარანტირებულად მიღების პერიოდი გაიზრდება $T_{გარ} = T_{საან} \frac{P'}{100} = 2$ წლამდე.

მომხმარებლისათვის გარანტირებულად მიწოდების უზრუნველყოფის დონე დგინდება არ მიწოდებით გამოწვეული ზარალისა და მიწოდების უზრუნველყოფისათვის საჭირო დანახარჯების გატოლების გზით, არამედ სხვადასხვა ენერგეტიკული სისტემისათვის ეს მაჩვენებლი შეიძლება იცვლებოდეს 85-98% ფარგლებში. ჩვენს მიერ განხილულ შემთხვევაში ამ საკითხს არ შევხებივართ, ჩვენ ვაჩვენეთ მხოლოდ ის, რომ წლიური რეგულირების მქონე ჰესებში შესაძლებელია დადგმული სიმძლავრის გარანტირებულად გაცემის ალბათობის გაზრდა.

რეგულირების მაღალი ხარისხის მიღწევა მაშინ ხერხდება, როცა წყალსაცავის მოცულობის კოეფიციენტი იცვლება $\beta=0.5\div0.6$-ის ფარგლებში. თუ ჩამონადენის ცვალებადობა დროში შედარებით მცირეა, მარავალწლიური რეგულირება მიიღწევა შედარებით მცირე კოეფიციენტის $\beta=0.1\div0.5$-ის პირობებშიც კი. მაგრამ როცა ამ კოეფიციენტის მნიშვნელობა უფრო ნაკლებია და იცვლება $\beta=0.1\div0.3$-ის ფარგლებში გვექნება არასრული წლიური ან სეზონური რეგულირების წყალსაცავი. ამ შემთხვევაში წყალდიდობის პერიოდში წყალსაცავი შეიძლება ივსებოდეს და იცლებოდეს შემოდგომა-ზამთრის სეზონშიც კი.

თვიური ან კვირეული რეგულირების შემთხვევაში წყალსაცავი უქმი დღეების პერიოდში დაცლილია და შემცირებულია ელექტროენერგიის გაცემა. შემდგომ სამუშაო დღეების დაწყების პერიოდში წყალსაცავი სავსეა და იწყება სათანადო რეჟიმით დამუშავება, რათა გაიზარდოს გაცემული ელექტროენერგიის რაოდენობა.

დღეღამური რეგულირების შემთხვევაშიც შემოდგომა-ზამთრის სეზონში, როცა დღის განმავლობაში მოდინებული ხარჯი არ იცვლება. წყალსაცავი ღამისა და დღის შემცირებული მოთხოვნის პერიოდში ახერხებს წყლის გარკვეული რაოდენობის შენახვას, რომელსაც გასცემს საღამოს საათებში სიმძლავრის გასაზრდელად, რაც ამ პერიოდში გაზრდილი მოთხოვნილების დაკმაყოფილებას ხელს უწყობს.

3.3. ჩამონადენის წყალსაცავით რეგულირების საანგარიშო ფორმულები

წყალსაცავის საშუალებით ხორციელდება მდინარის ჩამონადენის დროში ცვალებადობის შეცვლა მომხმარებელთა მოთხოვნილების რეჟიმის შესაბამისად. მომხმარებელს დღე-ღამურ ჭრილში როცა მოდინებული ხარჯი უმნიშვნელოდ იცვლება, სჭირდება სიმძლავრის მნიშვნელოვნად გაზრდა საღამოს 16-24 საათის პერიოდში, ხოლო წლიურ ჭრილში, როცა დგება შემოდგომა-ზამთრის პერიოდი, მომხამრებელს სჭირდება მეტი ელექტროენერგია, როგორც განათების, ისე გათბობის საჭიროების გაზრდის თვალსაზრისით. ამიტომ ბუნებრივად მოდინებული – $Q_{მოდ}(t)$ ხარჯის გარდაქმნა ჰიდროელექტროსადგურზე წყალსაცავის გამოყენებით მოთხოვნილების ცვალებადობის შესაბამისად ტურბინებში მისაწოდებელ ხარჯად $Q_ტ$ (t) შესაძლებელია განხორციელდეს შემდეგი ფორმულის გამოყენება:

$$Q_ტ(t) = Q_{მოდ}(t) - \frac{dW_{წყ}(Z_{ზებ})}{dt} - Q_გ(t) - Q_დ(t) \qquad (3.4)$$

სადაც $\frac{dW_{წყ}(Z_{ზებ})}{dt}$ – წყალსაცავში დონის ცვალებადობის მიხედვით წყალსაცავიდან გასული ან შემოსული ხარჯის მაჩვენებლია. თუ წყალსაცავის დონე მცირდება ე. ი. წყალსაცავი მუშავდება – W(t) ფუნქცია კლებადია ე.ი. მისი წარმოებული უარყოფითია და (3.4) ფორმულის მეორე შესაკრები მაშინ დადებითია, რაც იმას ნიშნავს, რომ ტურბინის ხარჯი იზრდება და შესაძლებელია შესაბამისად ჰესის სიმძლავრეც გაიზარდოს.

$Q_გ$ (t) წარმოადგენს წყალსაცავიდან გამოსაშვებ ხარჯს, რომელიც განსაზღვრული იქნება ქვემო ბიეფში გადასაშვები სანიტარული ხარჯის მიხედვით ან შესაძლებელია მას დაემატოს სხვა სამეურნეო სუბიექტისათვის მისაწოდებელი ხარჯი, რომელიც კომპლექსური დანიშნულების ობიექტზე ეკონომიკურ გაანგარიშებათა საფუძველზე უნდა იქნას დადგენილი.

$Q_დ$(t) წყალსაცავის ზედაპირიდან აორთქლების ან მისი ფერდობებიდან ფილტრაციის სახით დაკარგული ხარჯია.

იმის გამო, რომ ჰესის ენერგო-ეკონომიკური გაანგარიშებების დროს აუცილებლად გვიხდება სიმძლავრის ცვლილების განხილვა, შესაძლო დიაპაზონში სიმძლავრის საანგარიშო ფორმულას აქვს ასეთი სახე:

$$N_{ჰეს}(t) = 9.8Q_ტ(t)H(t)\eta_ტ\eta_გ \qquad (3.5)$$

რის გამოც საჭიროა (3.4) განტოლებას დაემატოს ტურბინებზე ნეტო დაწნევის საანგარიშო შემდეგი დამოკიდებულება:

$$H(t) = Z_{ზ.ბ}(t) - Z_{ქ.ბ}(t) - h_{დან}(t) \qquad (3.6)$$

სადაც $Z_{ქ.ბ.}(t)$ და $Z_{ზ.ბ.}(t)$ – შესაბამისად ქვემო და ზემო ბიეფში წყლის ზედაპირის ნიშნულებია;

$h_{დან}(t)$ – ჰიდრავლიკური დანაკარგია წყლის ტუბინაში მიწოდების ტრაქტში გამოხატული მეტრობით.

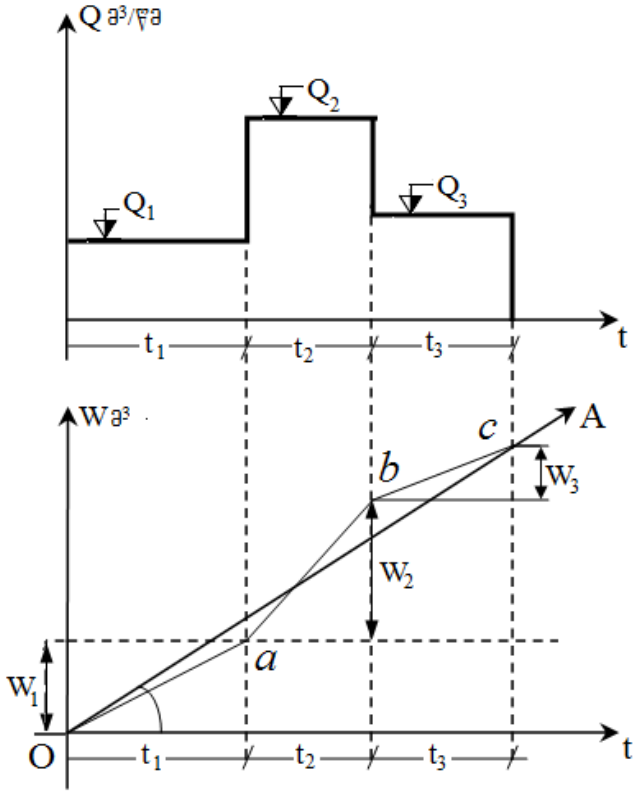
ქვემო ბიეფში დონის ცვალებადობა შეიძლება განისაზღვროს გრაფიკის მიხედვით, რომელიც აიგება ქვემო ბიეფში არსებული ტოპოგრაფიული მონაცემების მიხედვით.

$\eta_ტ$ და $\eta_გ$ – შესაბამისად ტურბინის და გენერატორის მქკ-ებია, რომლებიც დამოკიდებულია ტიურბინებზე განვითარებულ დაწნევასა და მასში გამავალ ხარჯზე.

როცა ცნობილია მოდინებული ხარჯი – $Q_{მოდ}(t)$ დროის საკმაო დეტალიზაციით, წყალსაცავში არსებული შეტბორვის ნორმალური ნიშნული და ჰესის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მონაწილეობის რეჟიმი (3.4) ტოლობის გამოყენებით ერთმნიშვნელოვნად განისაზღვრება ტურბინებში გამავალი ხარჯი და შესაბამისაად ჰესის სიმძლავრეზე N(t) წლის ნებისმიერი t დროისათვის.

ჩამონადენის რეგულირების გაანგარიშებათა ჩატარების რამდენიმე ხერხი არსებობს, მათ შორის პროექტირების პრაქტიკაში ყველაზე გავრცელებულია კალენდარული მეთოდი ცხრილური ფორმით. ეს მეთოდი საკმაოდ შრომატევადია. თვალსაჩინოების თვალსაზრისით ხშირად მიმართავენ გრაფიკულ მეთოდს. ეს მეთოდი მიზანშეწონილია დაპროექტების საკითხებში სიღრმისეული გაცნობიერებისათვის შეისწავლონ სტუდენტებმა. შედარებით ზუსტი შედეგების მიღება შეიძლება განზოგადებული მეთოდების გამოყენებით, რომელიც გულისხმობს მდინარის ჩამონადენის სტოქასტურ პროცესად წარმოდგენას. ეს უკანასკნელი შეიძლება ეფექტურად გამოვიყენოთ მრავალწლიური და წლიური რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავების არსებობს პირობებში.

3.4. მდინარის ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდები



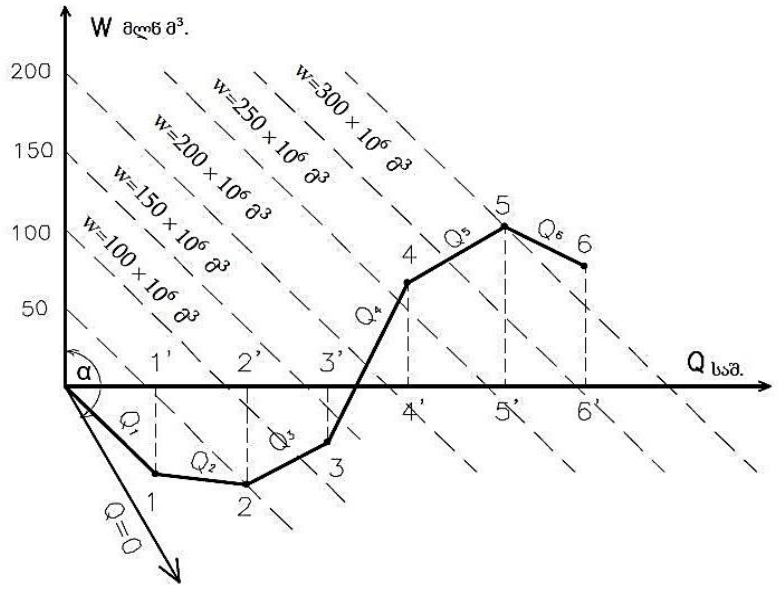
ნახ.3.1

მდინარის ჩამონადენის რეგულირების გრაფიკული მეთოდით გაანგარიშების დროს ვიყენებთ ჩამონადენის ინტეგრალურ მრუდს. ეს გრაფიკი მართკუთხა კოორდინატთა სისტემაში გვიჩვენებს, როგორ იზრდება ჩამონადენის მოცულობა დროის ზრდის მიხედვით. ასეთი გრაფიკის აგების დროს აბსცისთა ღერძზე მიზანშეწონილი მასშტაბით გადაიზომება დრო რომელიმე ერთეულებში (წუთი, საათი, დღე-ღამე, დეკადა, თვე, წელიწადი) ორდინატთა ღერძზე ჩამონადენის მოცულობათა ჯამი დროის განსახილველ ინტერვალში. ჩამონადენის მოცულობები მოცემული უნდა იყოს დროის რომელიმე ინტერვალისათვის, მაგალითად, როგორც ნახ.3.1-ზეა ნაჩვენები t_1, t_2, t_3, ინტერვალებისათვის.

როცა ამ ინტერვალების შესაბამისი მოდინების ხარჯი ცნობილია Q_1, Q_2, Q_3, მაშინ ამ ინტერვალში მოდინებული წყლის მოცულობები ტოლი იქნება $W_1 = Q_1 t_1$, $W_2 = Q_2 t_2$, $W_3 = Q_3 t_3$.

იმავე ნახაზზე ნაჩვენებია ჩამონადენის მოცულობების ზრდის მრუდი, სადაც *a* წერტილი უჩვენებს W_1 – მოცულობის ორდინატას. *b* წერტილი $W_1 + W_2$-ის ორდინატას და *c* წერტილი $W_1+W_2+W_3$-ის ორდინატას. რადგანაც ჩამონადენის მოცულობის შეჯამების შედეგად ორდინატის რიცხვითი მნიშვნელობები სწრაფად იზრდება ნახ. 3.1-ზე გრაფიკი ვერტიკალური მიმართულებით სწრაფად იწევს მაღლა, რაც ხანგრძლივი პერიოდის ჩამონადენის ნახაზზე გრაფიკულად დატევის საშუალებას არ იძლევა. ამიტომ ჩამონადენის ინტეგრალურ მოცულობასა და დროს შორის დამოკიდებულება მიზანშეწონილია წარმოვადგინოთ ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში, რაც მიიღწევა საშუალო

მრავალწლიური ხარჯის შესაბამისი მოცულობის გამომხატველი ხაზის OA – შემოტრიალებით α კუთხით, რის შედეგადაც ეს ხაზი დაემთხვევა აბსცისთა ღერძს, მაშინ



ნახ 3.2

არჩეული დროის ინტერვალის Δt-ს– შესაბამისად გამოთვლილი მოცულობები აბსცისთა ღერძის ზემოთ და ქვემოთ დადებით და უარყოფითი მნიშვნელობებით განლაგდება, რაც ნახაზის თარაზული მიმართულებით დროის საჭირო ინტერვალისათვის ანალიზის საშუალებას მოგვცემს. ასეთი პროცესით აგებული ინტეგრალური მრუდი ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში თვიური ინტერვალებით 6 თვის ხანგრძლივობის შემთხვევაში ნაჩვენებია ნახ.3.2-ზე.

აბსცისთა ღერძის α კუთხით საათის ისრის მიმართულებით მობრუნების შემდეგ ყოფილ აბსცისთა ღერძს შეუთავსდება საშუალო მრავალწლიური ხარჯის შესაბამისი ხაზი. ამავე დროს მართკუთხა კოორდინატთა ღერძის პირობებში აგებული იანვრის თვის ხარჯის გამომხატველი ხაზი აღმოჩნდა აბსცისთა ღერძის ქვეშ, რადგანაც ეს ხარჯი Q_1 ნაკლებია საშუალო მრავლწლიურ $Q_{საშ}$ ხარჯთან შედარებით. ამგვარად, გრაფიკი 1,2,3,4,5,6 წარმოადგენს მდინარის ხარჯის ცვალებადობის გრაფიკს $Q_{საშ}$ ხარჯის გარშემო, ხოლო ვერტიკალური მანძილები 11′, 22′, 33′, 44′, 55′, და 66′ გამოხატავს ჩამონადენის მოცულობის ცვალებადობას. ამ გრაფიკზე გავლებული ნებისმიერი ხაზი მისი დახრის კუთხის მიხედვით გამოხატავს უკვე არა მდინარის ჩამონადენის მოცულობას, არამედ იმ ხარჯს, რომელიც განსხვავებულია მდინარის საშუალო ხარჯისგან, მაგრამ დროის განმავლობაში ქმნის მოცულობებს, რომლებიც შეიძლება იყოს როგორც დადებითი, ასევე უარყოფით მნიშვნელობის, იმის მიხედვით ხდება წყალსაცავიდან წყლის გაცემა თუ დაგროვება.

ეს მოცულობები ირიბი დახრილი წყვეტილი ხაზების განლაგების შესაბამისად ნაჩვენებია ნახ.3.2-ზე აღნიშნული თვისებების გამო ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში აგებული ხარჯის ცვალებადობის გრაფიკს იყენებენ გრაფიკული მეთოდით წყალსაცავის რეგულირების გაანგარიშებებში. ადვილი მისახვედრია, რომ ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში აგებული ხარჯის 1 2 3 4 5 6 . . . n გრაფიკში თუ გადავზომავთ წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობას – $W_{სას}$– მაშინ მათ შორის მოქცეულ სივრცეში ხაზის გავლებით შეგვიძლია დავგეგმოთ წყალსაცავიდან წყლის აღების ან დაგროვების მისაღები ვარიანტები, რომლებიც ამავე დროს განსაზღვრავენ სიმძლავრის მოთხოვნილ რეჟიმებს. ასეთი ხერხით წყალსაცავის ავსებისა და დამუშავების რეჟიმების დაგენის მაგალითი განხილულია შემდეგ პარაგრაფში.

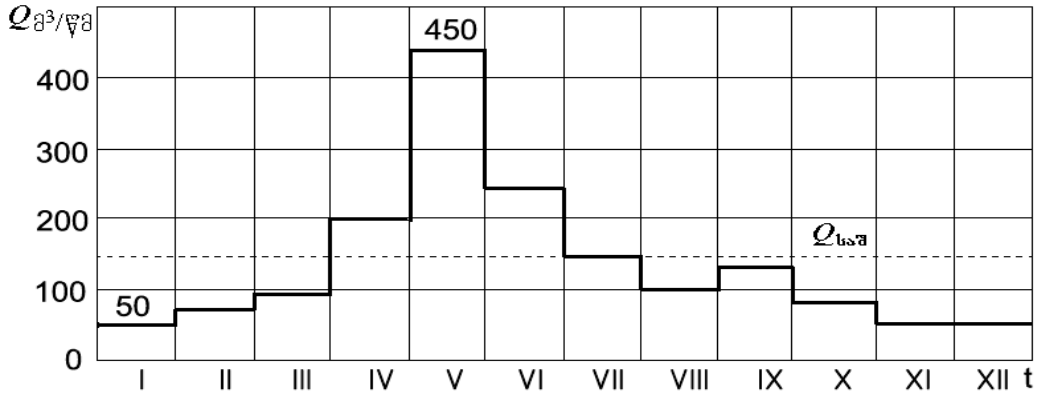
3.5. მდინარის ჩამონადენის წლიური რეგულირება

მდინარის ჩამონადენის წლიური რეგულირების დროს განიხილება ისეთი წლის ჩამონადენი, რომელიც პასუხობს პერსპექტივაში საანგარიშო უზრუნველყოფას. ე.ი მცირეწყლიან წელს რომლის ჩამონადენის გამოყენებით უზრუნველყოფილი იქნება გარანტირებული სიმძლავრის მიღება. ასეთი წლის ჰიდროგრაფი თვიური დისკრეტიზაციით მოცემულია ნახ. 3.3-ზე.

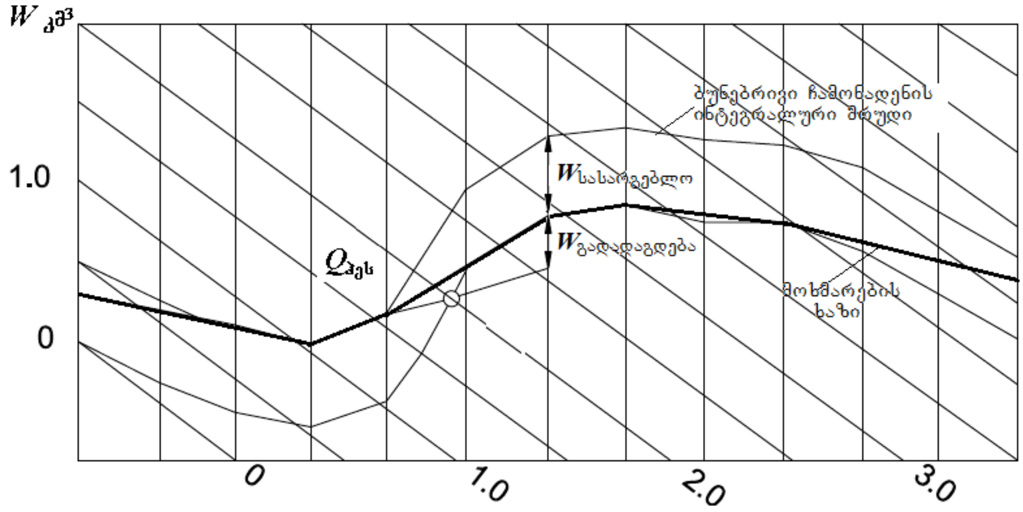
როგორც ამოსავალი მონაცემებივ აქვე მოცემულია ნშდ-ის (ნომინალური შეტბორვის დონის) და მმდ-ის (მკვდარი მოცულობის დონის ნიშნულები), რაც განსაზღვრავს წყალსაცავის ტოპოგრაფიულ მაჩვენებელს $W(Z_{ზგ})$ რეგულირების დიაპაზონში Z_{max}-დან Z_{min}-ამდე. სადგურზე განვითარებული ნეტო დაწნევის დასადგენად გვჭირდება ქვემო ბიეფში წყლის დონის ცვალებადობის გრაფიკი ტურბინებში გატარებული ხარჯის მიხედვით $Z_{ქგ}(Q_{ტ})$. გაზაფხულის წყალდიდობის დროს ტურბინის ხარჯებს დაემატება წყალსაგდები ნაგებობებით გატარებული ხარჯიც. ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდი, ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში რომ ავაგოთ, ამისათვის გვჭირდება სხივური გრაფიკის აგება, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ. 3.3-ზე. იგი წარმოადგენს ჰიდროგრაფის ხარჯების შესაბამისად სხვადასხავა კუთხით გატარებულ ხაზს ისეთი მდგომარეობის გათვალისწინებით, როცა ერთ-ერთ ხაზს, რომელიც საშუალო წლიურ ხარჯს გამოხატავს, ექნება თარაზული მდგომარეობა. ყველა სხვა ხარჯი, რომლებიც ნაჩვენებია წლიური ჩამონადენის ჰიდროგრაფზე 3.3 ა) ამ სხივების გამოყენებით დატანილია ბუნებრივი ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდი ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში ნახ.3.3. ბ) აბსცისთა T ღერძზე კი დრო დატანილია თვიური ინტერვალებით.

თუ ვიცით წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა – $W_{სას}$, 3.3.ბ) ნახაზზე მოცულობის შერჩეული მასშტაბით ინტეგრალური მრუდის ქვემოთ გატარებულია მეორე ინტეგრალური მრუდი პირველი ინტეგრალური მრუდის პარალელურად. დაშორება ამ მრუდებს შორის $W_{სას}$ სასარგებლო -ის ტოლია. ამ ორ მრუდს შორის შეგვიძლია გავატაროთ წყლის მოთხოვნილი ხარჯების შესაბამისი ხაზები. ყველაზე მარტივად შეგვიძლია გავატაროთ მოთხოვნილების სწორი ხაზები როგორც ეს ნახაზ 3.3 ბ-ზეა ნაჩვენები, რაც იმას ნიშნავს, რომ მოთხოვნილი ხარჯები მუდმივია როგორც წყალსაცავის დაცლის პერიოდში ე.ი. შემოდგომა-ზამთრის სეზონზე, ისე მისი ავსების პერიოდში, ე. ი. გაზაფხულის სეზონზე. ამავე დროს უნდა გავითავლისწინოთ ის, რომ მოხმარების ხაზის გავლების საწყის მომენტში, ე. ი. იანვრის დასაწყისში წყალსაცავში მოცულობა ისეთივე უნდა იყოს, როგორც დეკემბრის ბოლოს, რადგანაც წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა წლის განმავლობაში არ იცვლება.

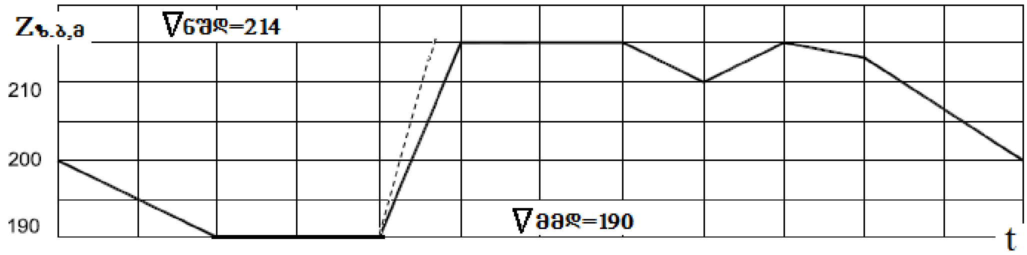
მოხმარების ხაზის მიხედვით დროის ნებისმიერ მომენტში განისაზღვრება წყალსაცავიდან აღებული მოცულობა და ამავე დროს ვიცით ამ მომენტში მოდინებული ხარჯი, შეგვიძლია ერთდროულად განვსაზღვროთ ნიშნული წყალსაცავში $W(Z_{ზ.ბ})$-ის დამოკიდებულებით და ნიშნული ქვემო ბიეფში $Q(Z_{ქ.ბ})$-ით. ამ მონაცემების მიხედვით აიგება დონის ცვალებადობის გრაფიკი ზემო ბიეფში, $Z_{ზ.ბ} = f_1(t)$ ნახ. 3.3 გ) დონის ცვალებადობის გრაფიკი ქვემო ბიეფში $-Z_{ქ.ბ} = f_2(t)$ ნაჩვენებია. 2.3 დ)-ზე. ეს გრაფიკები საშუალებას იძლევა, ავაგოთ სტატიკური დაწნევის გრაფიკი ნახ.3.1.ე). ფორმულით $H_{სტატ} = Z_{ზ.ბ} - Z_{ქ.ბ}$, მაგრამ სიმძლავრის ანაგარიშის დროს ჩვენ გვჭირდება $H_{ნეტო}$ – რეალური დაწნევების ცოდნა ტურბინებზე, რაც ითხოვს ჰიდრავლიკური დანაკარგების ცოდნას. ამისათვის საჭიროა ვიცოდეთ ჰესის განხორციელების



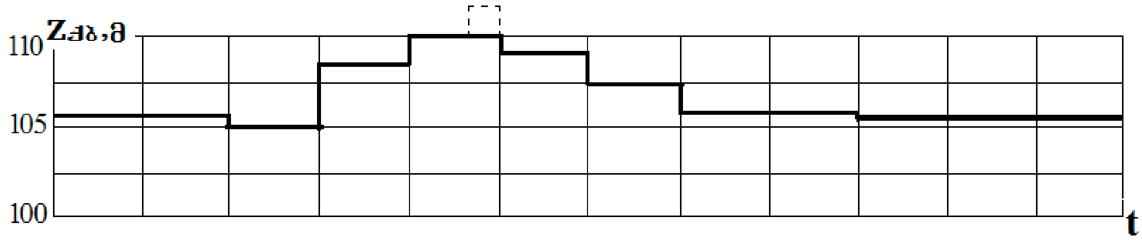
ა)


W კმ³
1.0
0
$Q_{ჰეს}$
ბუნებრივი ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდი
$W_{სასარგებლო}$
$W_{გადადაგდება}$
მოხმარების ხაზი
0
1.0
2.0
3.0

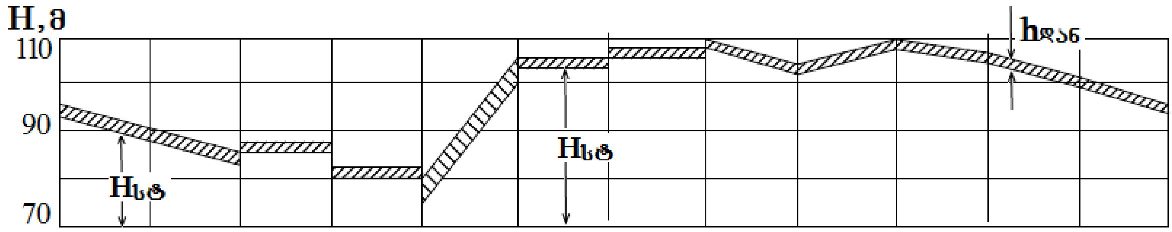
ბ)


Zზ.ბ,მ
∇ნშდ=214
210
200
190
∇მმდ=190
t

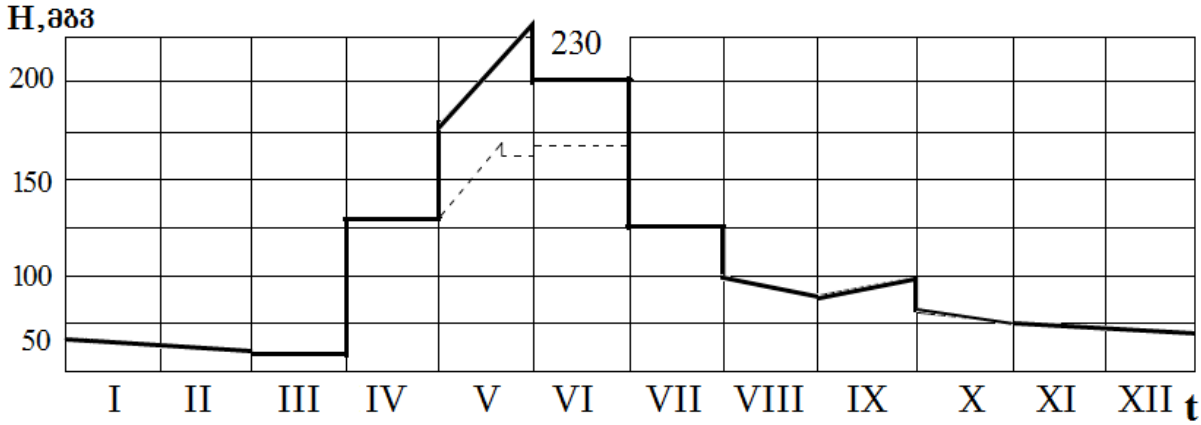
გ)


Zქბ,მ
110
105
100
t

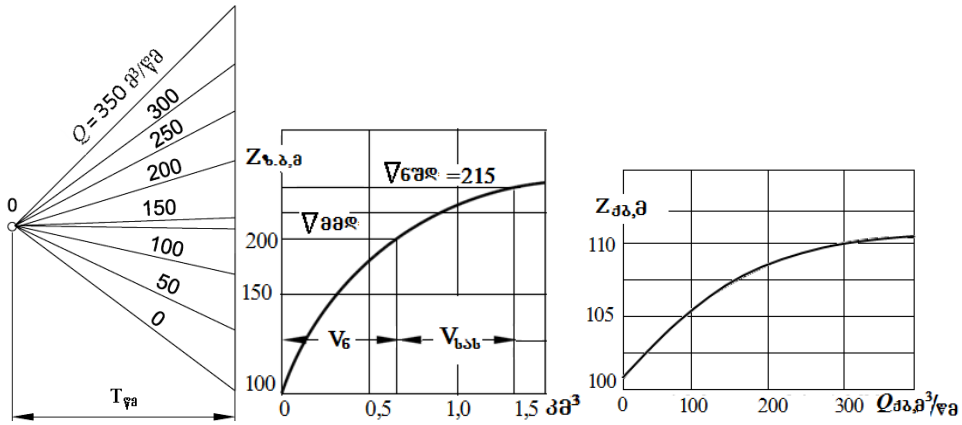
დ)

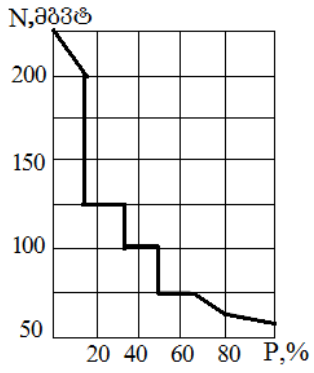

H,მ
110
90
70
Hსტ
Hსტ
hდან

ე)



ვ)





ზ) თ) ი) კ)

ნახ.3.3 ჰიდროელექტროსადგურის ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებები ჩამონადენის წლიური რეგულირების დროს. ა) ბუნებრივი ხარჯების ჰიდროგრაფი; ბ) ბუნებრივი და დარეგულირებული ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდები; გ) წყალსაცავში დონის რხევის მრუდი; დ) ქვემო ბიეფში დონის რხევის მრუდი; ე) ჰესზე დაწნევის გრაფიკი; ვ)ჰესის საშუალო დღელამური სიმძლავრეები; ზ) სხივური მასშტაბი; თ) წყალსაცავის ტოპოგრაფიული მახასიათებელი; ი)ხარჯებსა და ჰესის ქვედა ბიეფში დონის რხევის მრუდი; კ) საშუალო დღე-ღამური სიმძლავრეების უზრუნველყოფის გრაფიკი.

სქემა, მაგრამ ამჯერად იგი შეგვიძლია პირობითად სტატიკური დაწნევის 5-10%-ის ფარგლებში დავაფიქსიროთ, რაც ნახ.3.1 ე)-ზე ნაჩვენებია დაშტრიხული ზოლით. როცა ვიცით დარეგულირებილი ხარჯის მნიშვნელობები და შესაბამისი ნეტო დაწნევები:

$$H(t) = H_{სტ}(t) - h_{დ}(t),$$

ვანგარიშობთ ჰესის სიმძლავრეებს ფორმულით:

$$N(t) = 9.81Q(t) \cdot H(t) \qquad (3.9)$$

მიღებული სიმძლავრე წარმოადგენს საშუალო დღე-ღამურ თეორიულ სიმძლავრეს და მისი გრაფიკი ნაჩვენებია 3.3. ვ)-ზე. პრაქტიკულად რეალური სიმძლავრე შემცირებული იქნება, რადგანაც დანაკარგები გვაქვს როგორც ტურბინებში, ისე გენერატორში. პირველი მიახლოების გაანგარიშებებში შეგვიძლია დავუშვათ რომ $\eta_{ტ}=0.89$ და $\eta_{გ}=0.98$, მაშინ (3.9) ფორმულა მიიღებს სახეს,

$$N(t) = 8.5Q(t) \cdot H(t) \qquad (3.10)$$

3.3. ვ) გრაფიკზე მოთავსებული ფართი გვიჩვენებს წლიურ გამომუშავებას. ამ გრაფიკის გამოყენებით შეგვიძლია ავაგოთ საშუალო დღეღამური სიმძლავრეების უზრუნველყოფის გრაფიკი, იგი ნაჩვენებია 3.3. კ) ნახ-ზე. როგორც ნახაზიდან ჩანს, ნაანგარიშევი საშუალო დღე-ღამური სიმძლავრე არ იცვლება თვის განმავლობაში, რადგანაც წლიური რეგულირების წყალსაცავს შესწევს უნარი თვიური უთანაბრო მოდინების გათანაბრების, მაგრამ ასეთი რეჟიმების შენარჩუნება პრაქტიკულად მიზანშეწონილი არ არის, რადგანაც ელქტროენერგიაზე მოთხოვნილება როგორც დღეღამის შიგნით, ისე კვირის განმავლობაში მუდმივი არ არის. ცნობილია, რომ საღამოს საათებში სიმძლავრეზე მოთხოვნილება იზრდება, ხოლო შაბათ-კვირას მთელი დღე-ღამის განმავლობაში მოთხოვნილება მცირდება. შესაბამიასდ ჰესმა უნდა შეიცვალოს სიმძლავრეები, ამიტომ აუცილებელია ტურბინის ხარჯებიც იცვლებოდეს სიმძლავრეზე მოთხოვნილების შეაბამისად. საერთოდ, მიზანშეწონილია სიმძლავრის ცვლილების ოპტიმალური რეჟიმის დადგენა, ამიტომ მის დასადგენ კრიტერიუმად იყენებენ მაქსიმალური წლიური გამომუშავების კრიტერიუმს. მოთხოვნილი რეჟიმის შენარჩუნების პირობის დაცვით წლიური გამომუშავება შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ცვლადი სიმძლავრის ინტეგრირებით:

$$Э = \int_0^{T_{წლ}} N(t)d(t) \qquad (3.11)$$

ინტეგრალურ მრუდზე გატარებული მოხმარების ხაზის ასეთი მოთხოვნილების შესაბამისად აგება საკმაოდ რთულია. საათობრივი ან დღე-ღამური დისკრეტირების გრაფიკების შემთხვევაში. ჩვენ ოპტიმალური მოხმარების ხაზის აგება შეგვიძლია ვაჩვენოთ

თვიური დისკრეტირების მქონე გრაფიკზე, რომელიც ნაჩვენებია ნახ.3.3 ბ)-ზე. ამ შემთხვევაში უცვლელი რეჟიმი გვექნება დროის იმ t_1 ინტერვალში, როცა N_1=const. ამ სიმძლავრეების შესაბამისი ტურბინის ხარჯები, რომლის მიხედვითაც ხდება მოხმარების ხარჯების გავლება, რაც იანგარიშება ფორმულით:

$$Q_i = \frac{N_i}{8.5H_i} \quad i=1, 2, 3, \ldots n \tag{3.12}$$

სადაც Q_i სატურბინო ხარჯებია t_i დროის ინტერვალებისათვის N_i სიმძლავრის მისაღებად. ცხადია, ნეტო დაწნევები H_i შეიცვლება დროის განსახილველ ყველა ინტერვალში, რადგანაც სადაწნეო ტრაქტზე ჰიდრავლიკური დანაკარგები დამოკიდებულია გატარებულ Q_i ხარჯზე.

ასეთი სახის გათვლების წარმოება, როცა გვსურს განვიხილოთ 15-20 წლიანი კალენდარული რიგი, საკმაოდ რთულია და ამიტომ მიზანშეწონილია გამოთვლები ვაწარმოოთ კომპიუტერული პროგრამებით, რომელიც საშუალებას იძლევა ოპტიმალური რეჟიმის დასადგენი უფრო რთული კრიტერიუმებიც გამოვიყენოთ, ვიდრე უბან-უბან შევინარჩუნოთ მუდმივი სიმძლავრეები.

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებელ მნიშვნელოვან კრიტერიმს წარმოადგენს შემოდგომა-ზამთრის სეზონში მომხმარებლების მიერ მოთხოვნილი რეჟიმის უზრუნველყოფა სარეალიზაციო ტარიფის ისეთ დონეზე შენარჩუნების პირობებში, როცა იგი უპასუხებს მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას.

სარეალიზაციო ტარიფის შემცირება და მისი დაყვანა მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობის დონეზე შესაძლებელია მშენებლობის დაფინანსების სქემის შერჩევის გზით. საქართველოს პირობებში ამჟამად გავრცელებული წილობრივი დაფინანსების პირობებში ტარიფის შემცირება ხერხდება საერთო დაფინანსებაში კერძო კაპიტალის წილის ოპტიმალურ დონემდე გაზრდით, რადგანაც რაც მეტი იქნება კერძო კაპიტალის წილი, მით უფრო ნაკლები იქნება სასესხო ორგანიზაციებიდან მიღებული თანხის საპროცენტო განაკვეთი, და, შესაბამისად შემცირდება რეალიზებული ელექტროენერგიის ტარიფი.

3.6. მდინარის ჩამონადენის მრავალწლიური რეგულირება

როცა წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა შეადგენს საშუალო მრავალწლიური ჩამონადენის მოცულობის მესამედს, მაინც ან უფრო მეტია, გვაქვს მრავალწლიური რეგულირების შემთხვევა. ეს იმას ნიშნავს, რომ მცირეწყლიანი წლების გამომუშავება შეიძლება გაიზარდოს წყალსაცავში არსებული წყლის მოცულობის გამოყენებით. ჰესის ყოველწლიური გამომუშავების ანგარიშები შეიძლება როგორც საკმაო სიგრძის ჰიდროლოგიური რიგის გამოყენებით გრაფიკული მეთოდით, ისე განზოგადებული მეთოდით, როცა წლიური ჩამონადენი განიხილება როგორც შემთხვევითი სიდიდე.

კალენდარული რიგის გამოყენებით მდინარის ჩამონადენის მრავალწლიური რეგულირების დროს საჭიროა განხილული იქნას საკმაო დიდი სიგრძის რიგი, რომლებშიც ადგილი ექნება მცირეწყლიანი წლების მონცვლეობას საშუალო და უხვწყლიანი წლებით. ასეთი ჰიდროლოგიური რიგის სიგრძე უნდა იყოს 10 წელზე არანაკლები, რის გამოც გრაფიკული ანგარიშების ჩატარება მართალია, თვალსაჩინოების მხრივ კარგი იქნება, მაგრამ შესასრულებლად დიდ სირთულეს ქმნის, რის გამოც უპირატესობა უნდა მიენიჭოს განზოგადებულ სტატისტიკურ მეთოდს.

მიგვაჩნია, რომ კალენდარული ჰიდროლოგიური რიგი თუნდაც საკმაო სიგრძის, ვთქვათ 50 წლიანიც კი არ გამოხატავს ამოსავალი რეალური ჰიდროლოგიური რიგის ყველა ისეთ სტატისტიკურ თვისებას, რომლებიც ფასდება ვარიაციის C_v ასიმეტრიის C_s ჩამონადენის r კორელაციის კოეფიციენტით. ამიტომ ჩვენ განვიხილავთ მრავალწლიური რეგულირების მხოლოდ განზოგადებულ სტატისტიკურ მეთოდს.

ამისთვის საჭიროა გვქონდეს არანაკლებ 30 წლის ხანგრძლივობის დაკვირვებით დადგენილი საშუალო თვიური ხარჯები, რაც საშუალებას მოგვცემს, ვიპოვოთ კორრელაციური კავშირები, როგორც თვიურ, ისე აშუალო წლიურ ხარჯებს შორის. ასევე უნდა განისაზღვროს ჰიდროლოგიური რიგის ვარიაცია და ერთგანზომილებიანი განაწილების კანონი, რომლებიც წარმოდგენილი იქნება ასიმეტრიას C_S და ექსცესის $-C_E$-ს სტატისტიკური პარამეტრების სახით. ეს პარამეტრები საშუალებას იძლევა, შემუშავებული იქნას დაკვირვებით არსებული ჰიდროლოგიური რიგის ადეკვატური რეგრესიული განტოლება, რომლის გამოყენებით მონტე-კარლოს მეთოდით, ფორმირდეს ნებისმიერი სირგძის ჰიდროლოგიური რიგი საშუალო თვიური დისკრეტიზაციით. ასეთი ადეკვატური რეგრესიული განტოლების შედგენა და მონტე-კარლოს მეთოდით ხელოვნური რიგის ფორმირების საკითხები განხილულია ავტორის მონოგრაფიაში [15]. აღნიშნული მიდგომით გენერირებული იქნა მდ. ენგურისა და მდ. ირტიშისათვის საშუალო თვიური ხარჯები. სტოქასტურ

რეგრესიულ განტოლებებს ნებისმიერი სიგრძის საშუალო თვიური ხარჯების გამოსათვლელად. მდ. ენგურისათვის აქვს შემდეგი სახე:

$$X_{1t}=0.586X_{12(t-1)}+0.192X_{9(t-1)}+0.231X_{3(t-1)}-0.213X_{4(t-1)}+X_{1t}^{b};$$
$$X_{2t}=0.840X_{1t}+0.223X_{9(t-1)}+0.208X_{8(t-1)}+X_{2t}^{b};$$
$$X_{3t}=0.680X_{2t}+0.309X_{3(t-1)}+0.208X_{8(t-1)}+X_{3t}^{b};$$

– –

$$X_{12t}=0.753X_{11t}+0.349X_{8t}-0.196X_{2(t-1)}-0.171X_{9t}+X_{12t}^{b};$$

ამ განტოლებებში პირველი ინდექსი აღნიშნავს თვეს, მეორე – t წელს, როცა ეს ინდექსი წარმოდგენილია შემდეგი სახით t-1 ეს ნიშნავს, რომ განიხილება წინა წლის შესაბამისი თვე. ყველა თვის რეგრესიული განტოლებებს ემატება X_{it}^{b} (i=1, 2, . . 12 თვეებია), რომლებიც გამოხატავს არა კორელირებული, შემთხვევით სიდიდეთა დროით რიგს t=1, 2, . . ., რომლის განაწილების კანონი წარმოდგენილია პირსონის განაწილების ოჯახისთვის დამახასიათებელი კანონით.

ზოგადად, ამ შემთხვევით სიდიდეთა დროითი რიგი გენერირდება 0-1 ინტერვალში თანაბრად განაწილებული შემთხვევითი რიცხვების გამოყენებით შემდეგი ანალიტიკური დამოკიდებულების საფუძველზე:

$$X_{1t}^{b}=D(X_{1t},X_{2t},...X_{nt})\xi_t=\left[\left(X_{it}^{2}-\frac{2X_{it}\left(X_{2i}-X_{1i}\right)}{X_{1i}X_{2i}-1}-1\right)R_i^{X_{1i}X_{2i}/\left(X_{1i}X_{2i}-1\right)}-\right.$$
$$\left.-X_{it}^{2}R_i^{2}+\frac{2X_{it}\left(X_{2i}-X_{1i}\right)}{X_{1i}X_{2i}}R_i+1\right]\times\left[\left(X_{2i}-X_{1i}\right)\sum_{k=1}^{|B_i|-1}\frac{\ln\alpha_k}{\alpha_i+\beta_i+k-1}-X_{1i}\right];$$

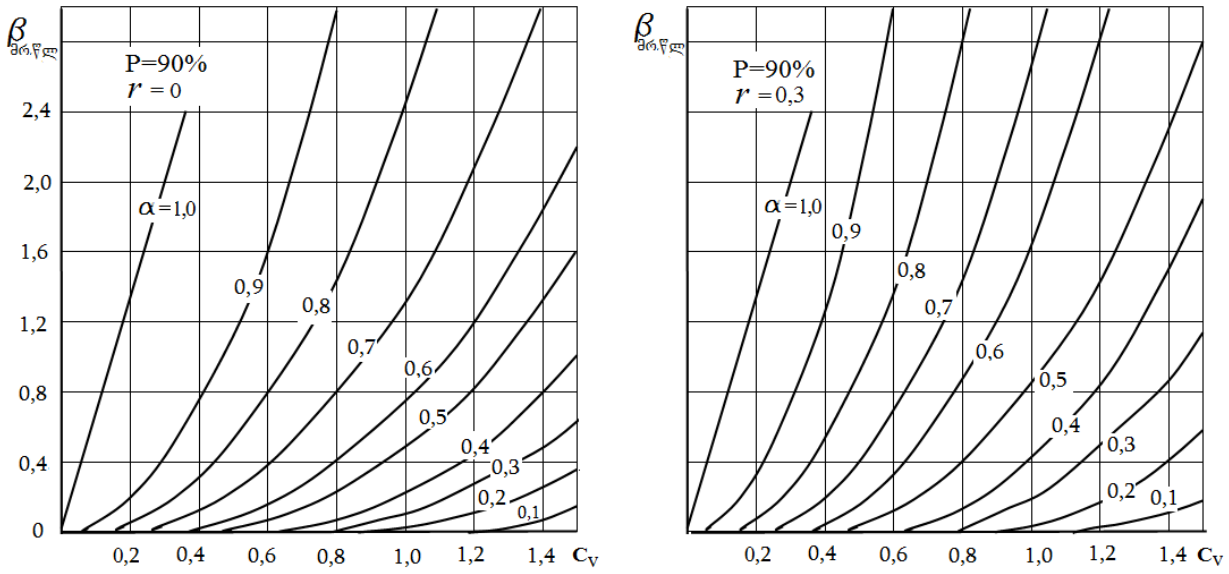
X_{1i} და X_{2i} გამოხატავენ პირსონის განაწილების ფუნქციის გაშლის ინტერვალებს i-ური თვისათვის, ხოლო α_i და β_i კი პირსონის განაწილების ფუნქციის პარამეტრებია, რომლებიც ასევე გამოისახება გაშლის პარამეტრებზე დამოკიდებულებით.

R_i i-ური თვისთვის რეგრესიის განტოლებით გამოთვლილი მრავლობითი კორელაციის კოეფიციენტია.

α_k – 0-1 ინტერვალში თანაბრად განაწილებული შემთხვევითი სიდიდეა, რომლის გენერირება წარმოებს გამოთვლითი მანქანის მიერ. მისი რაოდენობა საჭიროებისამებრ შეიძლება ნებისმიერი სიდიდის იყოს.

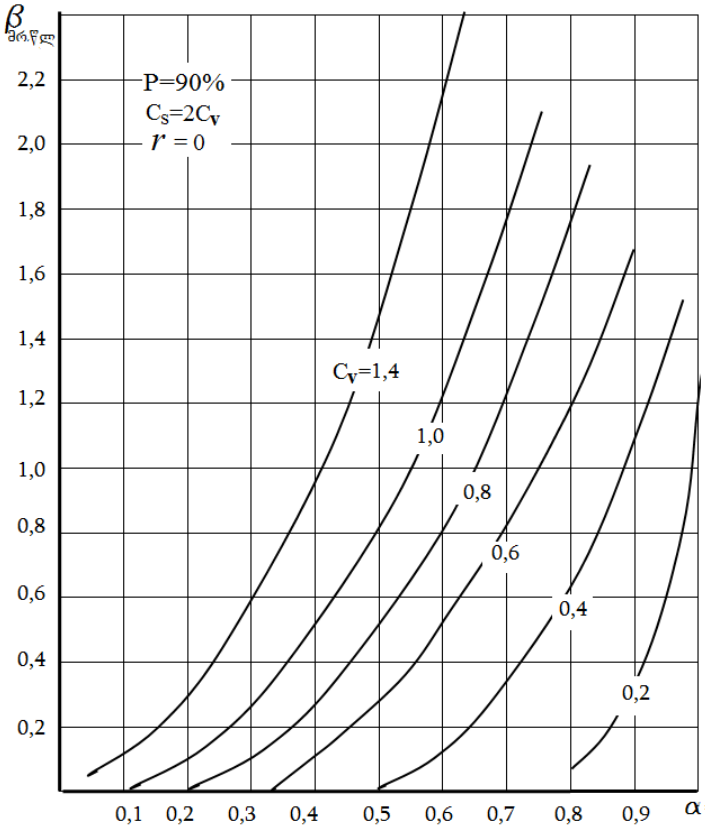
ამ ფორმულის დეტალური ანალიზი და მისი პრაქტიკაში გამოყენების მაგალითის განხილვა მაგისტრანტებისა და დოქტორანტებისათვის წარმოადგენს სასურველ შესასრულებელ სამუშაოს.

ამჟამად დაკვირვებით მოცემული ჰიდროლოგიური რიგის მოდელირებისათვის გამოიყენება ნაკლები სიზუსტის მქონე, მაგრამ პრაქტიკულად ხელმისაწვდომი კორელაციური კოეფიციენტის კავშირები არა თვიური, არამედ საშუალო წლიურ ხარჯებს შორის. აქ წრფივი კორელაციის კოეფიციენტის გამოყენებით იგება რეგრესიული განტოლება, რომელიც საშუალებას იძლევა მონტე-კარლოს მეთოდით გაგრძელდეს დაკვირვებით მოცემული კალენდარული რიგი. ითვლება, რომ გრძელი რიგი შეიცავს მცირე და უხვწყლიანი წლების ყველა შესაძლო მონაცვლეობას, რის გამოც მის საფუძველზე ნაანგარიშევი დარეგულირებული წყლის ხარჯის პარამეტრები უფრო ზუსტია, ვიდრე ეს პარამეტრები დაგვედგინა მოკლე, დაკვირვებით დადგენილი ჰიდროლოგიური რიგით. წყლის ხარჯის საპოვნი პარამეტრია ენერგეტიკული ობიექტის მიერ წყლის გაცემის ფარდობითი სიდიდე $\alpha = Q_P/Q_{საშ}$, რომელიც ასევე იწოდება რეგულირების კოეფიციენტად. აქ გასაცემი ხარჯის P– ინდექსი მიანიშნებს ობიექტიდან სასარგებლოდ მისაღები ხარჯის უზრუნველყოფის დონეს, რომელიც ობიექტის კატეგორიის მიხედვით შეიძლება იცვლებოდეს 85-95%-ის ფარგლებში. გაანგარიშებაში ცნობილად ითვლება წყალსაცავის ფარდობითი მრავალწლიური მოცულობა – β და წლიური ჩამონადენის ვარიაციისა C_v და ასიმეტრიის – C_s კოეფიციენტები და ცხადია, ასევე მოცემულად ითვლება მეზობელი წყლების ჩამონადენებს შორის წრფივი კორელაციის არსებობისას კოეფიციენტი – r. ამ კოეფიციენტების სხვადასხვა მნიშვნელობებისათვის გაანგარიშების შედეგად აიგება ნომოგრამა, რომელიც მოცემულია სახელმძღვანელოში. ნომოგრამები მოცემულია ნახ.3.4 და 3.5-ზე მათი სარგებლობა მიახლოებით ანგარიშებში მარტივია. მაგალითად თუ $C_s=2C_v$ და წყლის გაცემის საანგარიშო უზრუნველყოფა შეადგენს P=90%-ი ნულოვანი კორრელაციის ან როცა კორელაცია უდრის r=0,3-ის შემთხვევაში ნომოგრამის მეშვეობით ადვილად ვითვლით წყალსაცავის მრავალწლიურ სასარგებლო მოცულობას – $\beta_{მრწ}$-ს.



ა) ბ)

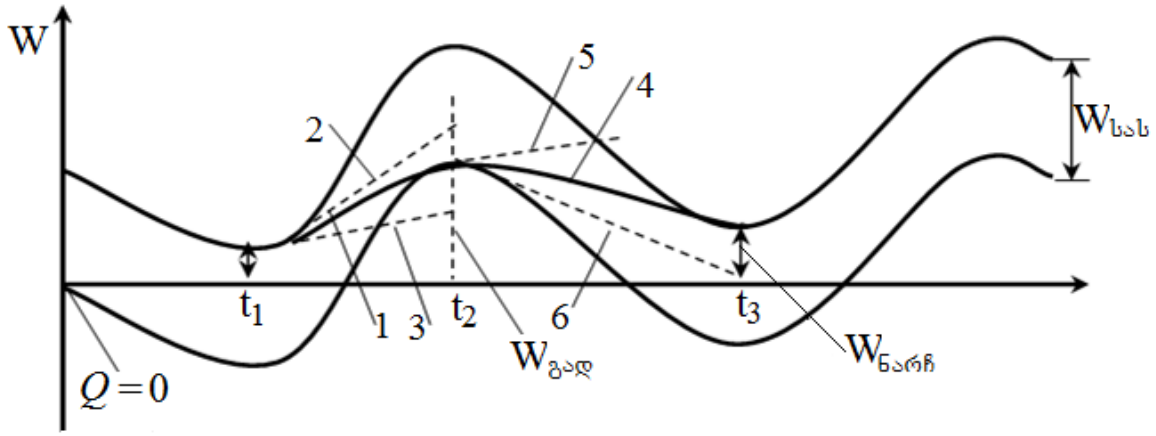
ნახ. 3.4 წყალსაცავის მრავალწლიური მოცულობის – $\beta_{მრწლ}$ დასადგენი გრაფიკები, როცა $C_s=2C_v$



ნახ. 3.5 წყალსაცავის მრავალწლიური მოცულობის – $\beta_{მრწლ}$ დამოკიდებულება ხარჯის გაცემის α და წლიური ჩამონადენის ვარიაციის კოეფიციენტთან C_v

3.7. მიწოდების რეგულირება დისპეტჩერული გრაფიკით

წლიური ან მრავალწლიური რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავიდან მომხმარებლისათვის წყლის რაოდენობის მიწოდება უნდა განხორციელდეს წყალსაცავის ეფექტურ რეჟიმში გამოყენების მოთხოვნათა გათვალისწინებით. როცა ცნობილია კალენდარული ჰიდროლოგიური რიგი, ცხადია მიწოდების ოპტიმალური რეჟიმის დადგენა, რაც დაკავშირებულია ამ წყალსაცავის მაქსიმალური სარგებლიანობის პრინციპით დამუშავებისა და ავსების რეჟიმის შენარჩუნებასთან, საჭიროა განხორციელდეს სათანადო გაანგარიშებების საფუძველზე, მაგრამ ექსპლუატაციის პერიოდში ჩვენთვის უცნობია, როგორი იქნება მოდუნებული ხარჯები დღეების და თვეების მიხედვით, რაც საშუალებას არ იძლევა, სწორად დავნიშნოთ მოხმარების ხარჯები. მაგალითად, განვიხილოთ ირიბკუთხა კოორდინატთა სისტემაში აგებული ჩამონადენის ინტეგრალური მრუდი, რომლის პარალელურად გატარებულია წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის შესაბამისი მანძილით დაშორებული მრუდი. ამ მრუდებს შორის გატარებული ხაზის დახრილობის კუთხე აბცისთა ღერძის მიმართ უჩვენებს წყალსაცავიდან აღებულ ან მასში დაგროვილ ხარჯს. როცა ხაზი ეხება ზედა მრუდს, წყალსაცავი დაცლილია, ხოლო როცა ეხება ქვედა მრუდს, წყალსაცავი სავსეა (ნახ. 3.6.)



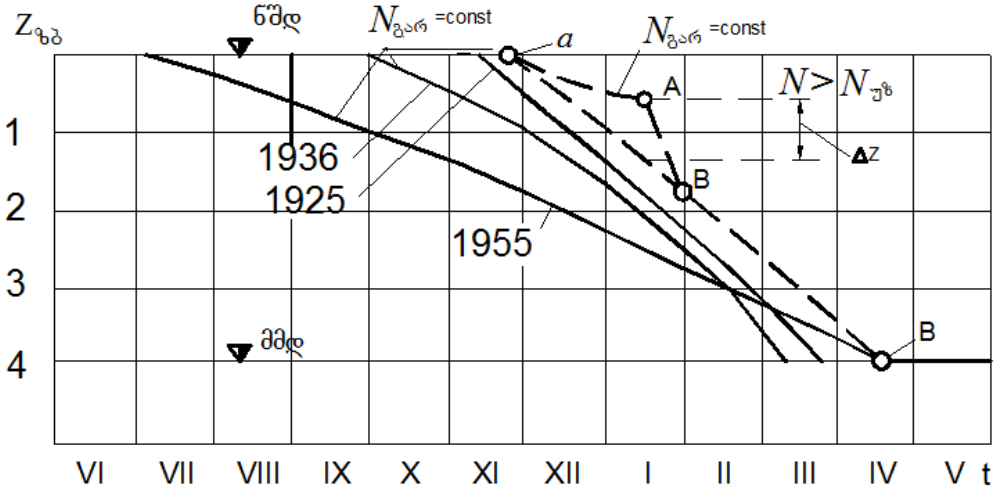
ნახ.3.6. მოთხოვნილების ხაზის შესაძლო მიმართულებები დისპეტჩერული რეგულირების არარსებობისას

ვთქვათ, წყალსაცავი ცარიელია და ვიმყოფებით t_1 მომენტში. საჭიროა წყალსაცავი გაივსოს ისე, რომ ენერგიის დანაკარგს არ ჰქონდეს ადგილი. თუ პერსპექტივაში მოდინებული ხარჯის რაოდენობა უცნობი იქნება, შეიძლება მოხმარების ხარჯი დაინიშნოს ნაჩვენები 2 ხაზის შესაბამისად, რის გამოც გაზაფხულის დამთავრების t_2 მომენტისათვის წყალსაცავი არ იქნება გავსებული, რაც დაუშვებელია ან შეიძლება მოხმარების ხარჯი დაინიშნოს 3 ხაზის შესაბამისად, რაც ასევე დაუშვებელია, რადგანაც წყალსაცავი ნაადრევად გაივსება ტურბინებში მიწოდებული ხარჯების ზედმეტად შემცირების გამო. ცნობილი რომ ყოფილიყო მოდინებული ხარჯის ზუსტი პროგნოზი, ტურბინების ხარჯი დაინიშნებოდა 1 ხაზის შესაბამისად, რაც t_2 მომენტისათვის, ე.ი. წყალსაცავის დამუშავების მომენტისათვის უზრუნველყოფდა მის გავსებას. ასევე წყალსაცავის დამუშავების პერიოდში ე. ი. შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში თუ არ გვეცოდინებოდა მოდინებული ხარჯის ზუსტი მნიშვნელობა, შეიძლება ტურბინის ხარჯი შეცდომით დაგვენიშნა 5 ხაზის შესაბამისად, რაც წყალდიდობის დაწყებამდე გამოიწვევდა წყალსაცავის დაცლას ან 6 ხაზის შესაბამისად, რაც იმას ნიშნავს, რომ წყალდიდობის დაწყების მომენტისათვის წყალსაცავში გვექნებოდა დარჩენილი $W_{\text{ნარჩ}}$ მოცულობის წყალი, გამოდის, რომ წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა ბოლომდე ვერ გამოვიყენეთ, ზუსტი პროგნოზისას, ტურბინის ხარჯი უნდა დაგვენიშნა 4 ხაზის შესაბამისად.

ზემოთ აღნიშნული უარყოფითი შედეგების თავიდან აცილების მიზნით წყალსაცავის ექსპლუატაციის სწორად წარმართვისათვის იქმნება წყალსაცავის დამუშავების დისპეტჩერული გრაფიკი, რომელიც წლის ნებისმიერი პერიოდისათვის უზრუნველყოფს ჩამონადენისა და წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის ეფექტურად გამოყენებას.

დისპეტჩერული გრაფიკი ეფუძნება დაკვირვებით არსებული კალენდარული ჰიდროლოგიური რიგის გამოყენებით წყალსაცავის მუშაობის ანალიზს, რომლის დროს დიდი ყურადღება ენიჭება მცირე და უხვწყლიანი წლების მონაცვლეობის გათვალისწინებას. ნახ.3.7-ზე ნაჩვენებ გრაფიკზე თარაზული მიმართულებით გადაზომილია დრო თვეების დისკრეტიზაციით, ხოლო ვერტიკალური ე. ი. ორდინატთა ღერძის მიმართულებით წყალსაცავში არსებული ნიშნული.

წყალსაცავის დამუშავების სარეკომენდაციო გრაფიკის ასაგებად უნდა აირჩეს 3-4 წყალმცირე წლის შემოდგომა-ზამთრის თვეების ხარჯები და ყოველი წლისათვის გრაფიკზე უნდა დავიტანოთ წყალმცირობის პერიოდის დამთავრების თარიღი. ამ დროისათვის წყალსაცავი უნდა იყოს დაცლილი. ამ მომენტიან დროის სვლის საწინააღმდეგო მიმართულებით აიგება-მოხმარების ხაზი, რომლის შესაბამისი ხარჯი საშუალებას იძლევა მიღებული იქნას საანგარიშო უზრუნველყოფის მქონე – $N_{უზრ}$ სიმძლავრე წყალსაცავის დამუშავების მთელი პერიოდის განმავლობაში.



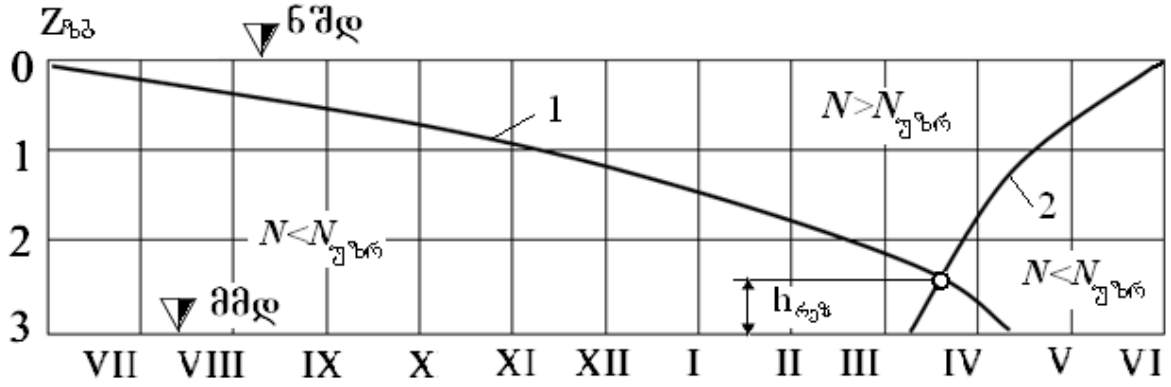
ნახ.3.7 დისპეტჩერული გრაფიკის აგება წყალსაცავის დაცლის შემთხვევაში

რადგანაც განსახილველი მცირეწყლიანი წლების ხარჯები თვეების მიხედვით ერთმანეთისგან განსხვავებულია, შესაბამისი დამუშავების ხაზები $Z_{ზბ}$ =f(t) შეიძლება ერთმანეთში გადაიკვეთოს და მათი საწყისი მდგომარეობაც ე.ი. წყალსაცავის დამუშავების, დაწყებისა და დამთავრების თარიღებიც მნიშვნელოვნად განსხვავებული აღმოჩნდეს. მათი გამოყენებით უნდა აიგოს მხების სახით გარკვეული მარაგით გატარებული მომვლელი მრუდი, რომლის მიხედვით დამუშავება უზრუნველყოფს ისეთი სიმძლავრის მიღებას, რომელიც მეტობით ახლოს იქნება საანაგარიშო უზრუნველყოფის მქონე სიმძლავრესთან $N \geq N_{უზრ.}$ ეს მომვლელი მრუდი იწოდება წყალსაცავის დაცლის დისპეტჩერულ ხაზად. იგი ნახაზზე ნაჩვენებია წყვეტილი ხაზით. მისი გამოყენებით ხერხდება წყლის მომხამრების ინტენსივობის კორექტირება ეფექტურობის უზრუნველყოფის შესანარჩუნებლად. მაგალითად, როცა წყალმცირობის დასაწყისში ვიღებთ გადაწყვეტილებას უზრუნველყოფილი იქნას

გარანტირებული სიმძლავრე $N_{გარ}$ შესაძლებელია იანვრის შუა რიცხვებში წყალსაცავის დონე აღმოჩნდეს A წერტილში. ეს იმას ნიშნავს, რომ მოდინებული ხარჯი უფრო მეტია, ვიდრე საჭირო იყო $N_{გარ}$–ის მისაღებად. ამიტომ შეგვიძლია სიმძლავრე გავზარდოთ $N>N_{გარ}$ და იანვრის ბოლოსთვის Б წერტილში დაუბრუნდეთ გარანტირებული სიმძლავრის მაჩვენებელ წყვეტილ ხაზს.

ანალოგური მიდგომით აიგება გაზაფხულის წყალდიდობის პერიოდისათვის წყალსაცავის გავსების დისპეტჩერული ხაზი.

როდესაც გავაერთიანებთ წყალსაცავის დაცლის 1 და ავსების 2 დისპეტჩერულ ხაზებს, მივიღებთ ენერგეტიკული რეგულირების წლიური დისპეტჩერულ გრაფიკს ნახ. 3.8. ამ ორი დისპეტჩერული ხაზის გადაკვეთის A წერტილი განსაზღვრავს სარეზერვო $h_{რეზ}$ ფენის სიღრმეს, რომელსაც ადგილი აქვს წყალდიდობა დაგვიანებით იწყება.



ნახ.3.8. წყალსაცავის დაცლისა (1) და ავსების (2) დისპეტჩერული გრაფიკი

ასეთი სქემა დამახასიათებელია დიდი ფარდობითი მოცულობის მქონე წყასაცავებისათვის მცირე რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავის პირობებში ადგილი ექნება წყვეტის ინტერვალს. ამ ინტერვალში ჰესს უხდება მუშაობა მხოლოდ მოდინებულ ხარჯზე მინიმალური შეტბორილი ნიშნულის პირობებში. მრავალწლიური რეგულირების წყალსაცავებში, რომელთათვისაც დაცლისა და ავსების ხაზები ანალოგურად აიგება. განსხვავება ისაა, რომ მცირე წყლიან წლებში წყალსაცავში ყოველთვის რჩება მარაგი, რომელიც უზრუნველყოფს ჰესზე გარანტირებული სიმძლავრის მიღებას. მოკლევადიანი

პროგნოზების არსებობის პირობებში შესაძლებელია წყალსაცავის რეგულირების ეფექტიანობის გაზრდა.

როცა გვაქვს წყალსაცავიანი ჰესების კასკადი, მაშინ დაუშვებელია წყალსაცავის დამოუკიდებელ-ავტონომიურ რეჟიმში ეფექტურად გამოყენების საკითხის განხილვა. ძალიან რთულდება წყალსაცავების მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის დადგენა, როცა მოთხოვნილია მათი არა მარტო ენერგეტიკული გამოყენება, არამედ კომპლექსური გამოყენება მელიორაციის, გემთმიმოსვლის, თევზთმეურნეობის და სხვა დანიშნულებებით, რადგანაც ხშირად სახალხო მეურნეობის ამ დარგებს აქვთ წყალზე მოთხოვნილების ენერგეტიკასთან შეუთავსებელი რეჟიმი.

კასკადის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის დადგენის ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებები ყოველთვის ითვალისწინებს მაქსიმალური სახალხო მეურნეობის ეფექტის მიღებას, ზოგი მომხმარებლის მინიმალური ზარალით. მაგალითად, ზოგი მომხმარებლის მიერ ეკონომიკური ეფექტიანობის გაზრდის პირობებში შესაძლებელია გარკვეული ზარალი მიადგეს ქვემო ბიეფში წყლის ხარჯის შემცირების გამო თევზთმეურნეობას ან დაირღვეს გემთმიმოსვლის პირობები მდინარის კალაპოტში საკმაო სიღრმის შენარჩუნების შეუძლებლობის გამო და სხვ. კასკადური რეგულირების ეფექტურად ჩატარებისათვის საჭიროა, ვიცოდეთ როგორც კასკადის თითოეული ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა კვანძში განლაგებული წყალსაცავების მოცულობა, ისე ამ კვანძებში მოდინებული წყლის ჰიდროგრაფები მრავალწლიური პერიოდისათვის. ჩამონადენის ანგარიშები იწყება ზედა წყალსაცავის მუშაობის განხილვით. ამ წყალსაცავის მიერ ყველა მომხმარებლის მოთხოვნილების გათავალისწინებით დარეგულირებული ხარჯი იკრიბება პირველ და მეორე კვანძს შორის მოდინებულ ხარჯთან, რომელიც შემდგომ წარმოადგენს ამოსავალ ინფორმაციას მეორე საფეხურის წყალსაცავის მიერ რეგულირებით მოთხოვნილი ამოცანის გადასაწყვეტად. ანალოგიური მიდგომით ხდება გაანგარიშებები ქვედა საფეხურის

წყალსაცავიანი ჰიდროკვანძისათვის. კასკადში განლაგებული წყალსაცავების მუშაობის ოპტიმიზაცია ხორციელდება არაწრფივი მათემატიკური პროგრამირების გამოყენებით.

3.8. ჰიდროენერგეტიკული გაანგრიშებები ბალანსური მეთოდის გამოყენებით

როცა ცნობილია, წყალსაცავიანი ჰიდროკვანძის ყველა ამოსავალი მონაცემები: წყალსაცავის ნორმალური შეტბორვის დონე (ნშდ), მკვდარი მოცულობის დონე (მმდ), მოდინებული ხარჯის ჰიდროლოგიური რიგი, წყალსაცავის მოცულობის ცვალებადობის გრაფიკი ნიშნულის ცვალებადობის მიხედვით, აგრეთვე ქვედა ბიეფში ნიშნულის ცვალებადობის გრაფიკი ჰესში გატრებული ხარჯის მიხედვით, იქმნება საშუალება ვაწარმოოთ ჰდროენერგეტიკული გაანგარიშებები ბალანსური მეთოდით. ანგარიში იწყება სატურბინო ხარჯის დანიშვნით, რომელიც შედგება მოდინებული და წყალსაცავიდან აღებული ხარჯის ჯამისაგან დგინდება წყლის ის მოცულობა, რომელიც შეცვლის წყალსაცავში არსებულ ნიშნულს, ეს კი საშუალებას იძლევა დადგენილ იქნას დაწნევა ტურბინებზე და შესაბამისად ჰესის სიმძლავრე. ყველა მონაცემები შეგვაქვს ცხრილში და დროის შემდეგ პერიოდში ვაგრძელებთ სატურბინო ხარჯის დანიშვნას ისე, რომ სავარაუდო გარანტირებული სიმძლავრე შენარჩუნებული იქნას წყალსაცავის დამუშავების მთლიანი პერიოდისათვის. მკვდარი მოცულობის ნიშნულზე დასვლის შემდეგ ინიშნება ახალი სატურბინო ხარჯი, რომელიც უზრუნველყოფს წყალსაცავის გავსებას და ამავე დროს გავსების პერიოდის განმავლობაში შემცირებული სიმძლავრის შენარჩუნებას. გავსება ხდება მოდინებული ხარჯის ნაწილის სიმძლავრის მისაღებად გამოყენებისა და ნაწილის ასავსებად გამოყენების გზით. ყველა მონაცემები შედის ცხრილში და გაანაგრიშებები გრძელდება მანამ, სანამ სასარგებლო მოცულობისათვის მაქსიმალურ შემოდგომა-ზამთრის საშუალო თვიურ გარანტირებულ სიმძლავრეს არ მივიღებთ. ასეთი სახის გაანგარიშებები იძლევა საშუალებას, დავადგინოთ აგრეთვე ელექტროენერგიის ყოველთვიური გამომუშავების სიდიდე. გაანგარიშებით მიღებული შედეგები უფრო ზუსტია, გრაფიკული მეთოდით მიღებულ შედეგებთან შედარებით, მაგრამ შესასრულებელ გაანგარიშებათა მოცულობა გაცილებით მეტია. გამოთვლითი ანგარიშების კომპიუტერული შესრულება მნიშვნელოვნად აჩქარებს შედეგების მიღებას.

აღნიშნული მიდგომა ერთნარად გამოყენებადია წლიური და მრავალწლიური რეგულირების პირობებში.

თავი IV. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობა ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში და მათი ძირითადი პარამეტრების შერჩევა

4.1. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობა ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში

მომხმარებელმა რომ მაღალი გარანტიით მიიღოს ელექტროენერგია, საჭიროა ყველა ტიპის ელექტროსადგურზე გენერირებული ელექტროენერგია გაერთიანდეს და მაღალი ძაბვის ხაზებით მიეწოდოს, როგორც დასახლებულ პუნქტებს, ისე აქ განლაგებულ საწარმოებს. მიწოდების ადგილზე დამადაბლებელი ტრანსფორმატორების გამოყენებით ხდება ძაბვის შემცირება სამომხმარებლო ძაბვის სიდიდემდე. მაღალი ძაბვის ხაზები ქმნის ელექტროსისტემას, რომელიც იმართება ცენტალური სადისპეტჩერო ცენტრიდან. ყველა ელექტროსადგურთან ახლოს იდგმება ამამაღლებელი ტრანსფორმატორები, რომლებიც იქვე მოწყობილ მოედანზე არსებული მაღალი ძაბვის ანძებით აწვდის დენს, საიდანაც სხვადასხვა მიმართულებით ხდება დენის განაწილება. ძაბვის ამაღლების დონე დამოკიდებულია დენის მომხმარებლამდე არსებულ მანძილზე. შედარებით ახლო დისტანციებზე გამოიყენება ძაბვის აწევა 35 კვ-მდე, მომხმარებლამდე მანძილის ზრდასთან ერთად ძაბვა იზრდება შემდეგი სიდიდის სტანდარულ მნიშვნელობებამდე 110, 220; 330; 500; 750 კვ.

აღნიშნული ძაბვებიდან ბოლო 2 მნიშვნელობის მაღალი ძაბვით ცვლადი დენის გადაცემა-გაცვლა ხდება მეზობელი ქვეყნის ელექტროსისტემებს შორის, 1000 კმ-ით და უფრო შორს მდებარე მომხმარებლებისათვის. ცვლადი დენის მიწოდება მაღალი ძაბვის ხაზით დაკავშირებულია დიდ დანაკარგებთან, რის გამოც საჭირო ხდება მუდმივი დენის გადაცემა 2200-2500 კვ ძაბვის ხაზებით. რადგანაც მომხმარებელების ელექტრომოწყობილობები გამოიყენებენ მხოლოდ ცვლად დენს, საჭირო ხდება მოხმარების ადგილზე მუდმივი დენის სპეციალური მოწყობილობებით გადაყვანა ცვლად დენზე სიხშირით 50 ან 60 ჰერცი.

ელექტროენერგეტიკული სისტემის ძირითად რეჟიმულ მახასიათებელს წარმოადგენს დატვირთვის დღეღამური გრაფიკი. ამ გრაფიკის ორდინატთა ღერძზე გადაიზომება სისტემის მოთხოვნილი სიმძლავრე მგვტ-ში, ხოლო აბსცისათა ღერძზე საათები. გრაფიკის ფორმა იცვლება კვირის დღეებისა და სეზონის მიხედვით, მაგრამ მიზანშეწონილია ელექტროსადგურის დაპროექტების დროს მისი სიმძლავრის განსათავსებლად გამოყენებული იქნას წლის სეზონის ყველაზე დაძაბული სამუშაო დღის დატვირთვის გრაფიკი. ასეთ დღედ სხადასხვა ქვეყანაში მიღებულია სხვადასხვა დღე. საქართველოში მიზანშეწონილია აღებულ იქნას დეკემბრის თვის მუშა დღე.

დატვირთვის დღეღამური გრაფიკი ხასიათდება სიმძლავრის სამი მნიშვნელობით: მაქსიმალური – $N_{მაქს}$, მინიმალური – $N_{მინ}$, და, საშუალო – $N_{საშ}$. საშუალო სიმძლავრე იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$N_{საშ} = \frac{1}{24}\sum_{t=0}^{T} N_t \cdot \Delta t\,, \qquad t= 1,\ 2,\ .\ .\ .24 \tag{4.1}$$

სადაც N_t – აღნიშნავს სიმძლავრეებს დღე-ღამის საათების მიხედვით. Δt საათობრივი დისკრეტიზაციის მაჩვენებელია.

დღე-ღამის განმავლობაში ელექტროენერგიის მოხმარების უთანაბრობის ხარისხის მაჩვენებელს წაროადგენს დატვირთვის გრაფიკის სიმკვრივის კოეფიციენტი, რომელიც გამოითვლება შემდეგი თანაფარდობით:

$$\gamma = N_{საშ}/N_{მაქს}, \tag{4.2}$$

აქ γ კოეფიციენტი შეიძლება იცვლებოდეს 0.5-0.95-ის ფარგლებში. ქალაქის კომუნალური მომხმარებლებისათვის იგი უახლოვდება 0.5-ს მაგრამ ამავდროულად თუ ჩართული იქნება დროს უწყვეტი მოხმარების ენერგოტევადი მომხმარებელი, მისი მნიშვნელობა მიუახლოვდება 0.95.

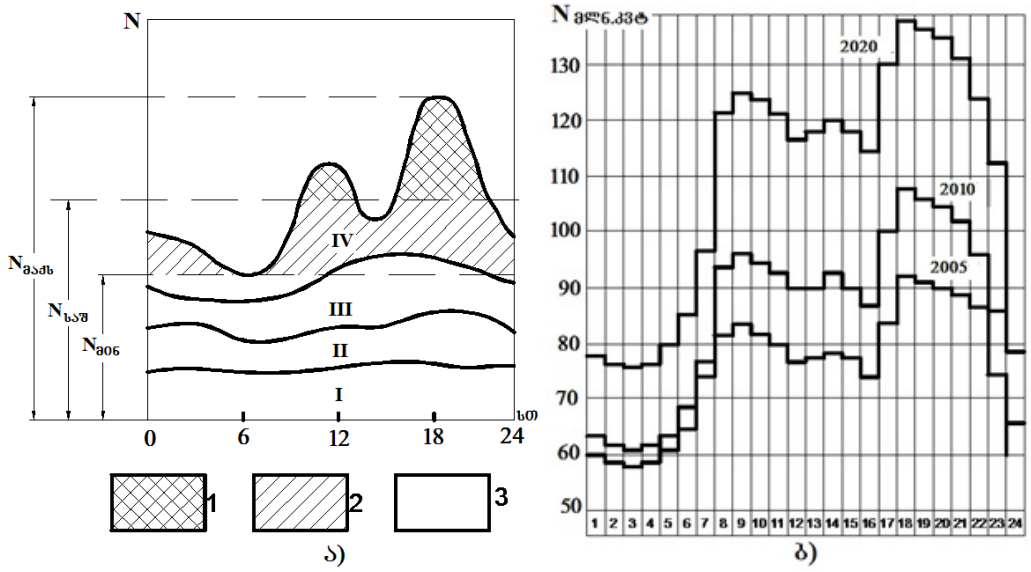
ასევე დღეღამური დატვირთვის გრაფიკის მნიშვნელოვან მახასიათებელს წარმოადგენს ამ გრაფიკის მინიმალური და მაქსიმალური სიმძლავრეების ფარდობა $\beta = N_{მინ}/N_{მაქს}$, რომელიც იწოდება გრაფიკის დატვირთვის მინიმუმის კოეფიციენტად.

დღე-ღამის დატვირთვის გრაფიკში განარჩევენ სამ ზონას: პიკურს, რომელიც განლაგებულია, $N_{საშ}$ და $N_{მაქს}$-ს შორის, ბაზისურს, რომელიც შემოსაზღვრულია მინიმალური სიმძლავრის შესაბამის წერტილზე, გატარებული თარაზული ხაზით და აბცისთა ღერძით. ნახევარპიკური ზონა კი მოქცეულია $N_{საშ}$ სიმძლავრისა და $N_{მინ}$ –ის შესაბამის ხაზებს შორის (ნახ. 4.1). ენერგოსისტემაში გაერთიანებული ელექტროსადგურების დღეღამური გამომუშავება გამოითვლება ფორმულით:

$$Э_{სისტ} = 24\ N_{საშ.}$$

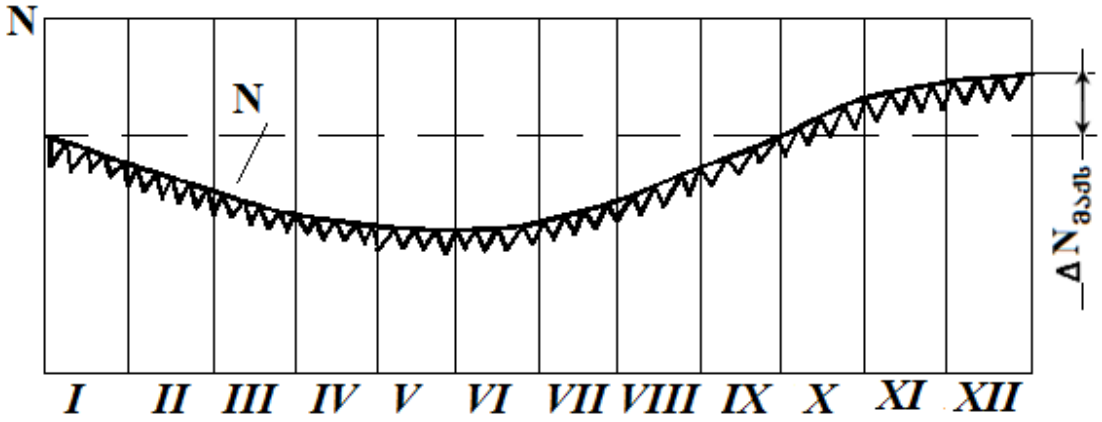
გამომუშავება იცვლება არამარტო თვეებისა და სეზონების მიხედვით, არამედ წლების მიხედვითაც, ამიტომ საჭიროა გვქონდეს ინფორმაცია იმის შესახებ, როგორი იქნება მოთხოვნილი დღეღამური გამომუშავება და მისი გრაფიკის ფორმა, როცა იგეგმება მშენებარე ჰესის ექსპლუატაციაში შეყვანა. საპროგნოზო გრაფიკის დადგენის რამდენიმე მეთოდი არსებობს, მათ შორის აღსანიშნავია ანალიტიკური და სტატისტიკური მეთოდები.

ანალიტიკური მეთოდის შემთხვევაში ხდება ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების ანალიზი, რომელიც ითვალისწინებს საწარმოების დაგეგმილი მშენებლობის მიერ მოთხოვნილ ელექტროენერგიის პარამეტრებს და აგრეთვე მოსახლეობის მატებით გამოწვეული მოთხოვნილების ზრდას. სტატისტიკური მეთოდის შემთხვევაში იქმნება სტატისტიკური ანალიზი წინა წლებში ქვეყანაში ელექტროენერგიაზე არსებული მოთხოვნილების ზრდისა. აღნიშნული სახის გაანგარიშებებს და ანალიზს ახდენს ფუნქციონალური სამინისტრო.



ნახ.4.1 ა)დღეღამური დატვირთვის გრაფიკი. I. ენერგოტევადი დატვირთვის გრაფიკი; II. მრეწველობა; III. სოფლის მეურნეობა; IV. კომუნალური მომხმარებელი. ბ) დღეღამური დატვირთვის გრაფიკის ცვლილება პერსპექტივაში 5 წლიანი ინტერვალით.

დღეღამური გრაფიკის მაქსიმალური სიმძლავრის წლიური ზრდის ტიპიური გრაფიკიდან (ნახ. 4.2.) ჩანს, რომ დღეღამური გამომუშავების მაქსიმალური მნიშვნელობა წლის ბოლოს აღემატება წლის დასაწყისის მნიშვნელობას $\Delta N_{მაქს}$-ით. ეს განსხვავება შეიძლება შეადგენდეს 5-10%-ს წლის დასაწყისში არსებულ სიდიდესთან შედარებით.



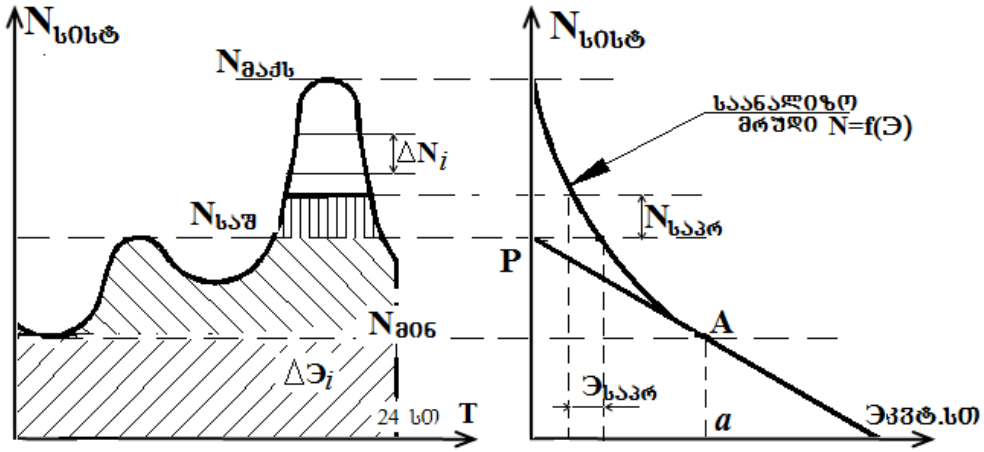
ნახ.4.2. ენერგოსისტემის მაქსიმალური დღეღამური სიმძლავრეების ცვლილების გრაფიკი წლის განმავლობაში

უნდა აღინიშნოს, რომ ჰიდროელექტროსადგურს სხვა ტიპის ელექტროსადგურებთან შედარებით დიდი უპირატესობა აქვს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის საიმედობის თვალსაზრისით. მაგალითად, ცივ მდგომარეობაში მყოფ სარეზერვეო ჰიდროაგრეგატს ავარიული დეფიციტის დროს შეუძლია სრულ სიმძლავრეზე გადავიდეს 1-2 წთ-ის განმავლობაში, ხოლო თუ იგი მუშაობს მინიმალური სიმძლავრით, მაქსიმალურ სიმძლავრეზე გადასვლა შეუძლია 10-15 წმ-ის განმავლობაში. ამისათვის საკმარისია სატურბინო საკეტის

გაღება შესაბამის მომენტში. თბოელექტროსადგურზე კი ტურბოგენერატორის ცივი მდგომარეობიდან სრულ სიმძლავრეზე გასაყვანად საჭიროა 6-3 საათი, ცხელი მდგომარეობიდან კი დატვირთვით გასაყვანად კი საჭიროა 1 სთ. ამავე დროს სანამ ტურბინა სიმძლავრეზე გავა, აუცილებელია ქვაბის გაცხელება იმ ტემპარატურამდე, რომ ორთქლის წნევამ საჭირო დონემდე აიწიოს, რაც დამატებით საწვავის დანახარჯებს იწვევს. მაგალითად, თუ მუდმივი დატვირთვის პირობებში 1 კვტ.სთ-ის ენერგიის გამოსამომუშავებლად სჭირდება 330 გ პირობითი საწვავი, ცვლადი დატვირთვის პირობებში საწვავის ხარჯი იზრდება 500-550 გ-მდე, გარდა ამისა, თბოელექტროსადგურის ცვლად რეჟიმში მუშაობის დროს იზრდება მოწყობილობათა ცვეთის ტემპი, რაც მოითხოვს მიმდინარე და კაპიტალური რემონტების ხარჯების გაზრდას. ატომური ელექტროსადგურის მუშაობა კი დაუშვებელია ცვლად რეჟიმში ავარიული სიტუაციების შექმნის გამო, აღნიშნულის გამო თბოელექტროსადგურებმა და ატომურმა ელექტროსადგურებმა უმჯობესია იმუშაონ დღეღამური დატვირთვის გრაფიკების ბაზისურ ნაწილში. ნახევარპიკურ და პიკურ ზონებში მიზანშეწონილია იმუშაონ ჰიდრო და ჰიდრომააკუმულირებელმა ელექტროსადგურებმა, აგრეთვე გაზტურბინულმა ელექტროსადგურებმა, რადგანაც მათ შეუძლიათ სიმძლავრის შედარებით ჩქარი შეცვლა, მაგრამ მათი ნაკლი ის არის, რომ ისინი მუშაობენ მხოლოდ გაზის ან ნავთის გამოყენებით და ხარჯავენ საკმაოდ დიდი რაოდენობის საწვავს. 1 კვტსთ ელექტროენერგიის მისაღებად. ეს რაოდენობა აღწევს 500გრ/კვტ.სთ-ზე. ჰესის დღეღამური რეგულირება ხასიათდება თავისი სპეციფიკით. ამ შემთხვევაში დღეღამური რეგულირების აუზის მოცულობა იანგარიშება იმ მოსაზრებიდან, რომ მან შეძლოს შემოდგომა-ზამთრის წყალმცირობის პერიოდში დღეღამური თანაბარი მოდინება გადაანაწილოს ისე, რომ სისტემის დატვირთვის პიკურ ნაწილში გაზარდოს სიმძლავრე, არაპიკურ პერიოდში მოდინებული ხარჯების პიკურ პერიოდში გადატანისა და შესაბამისად ამ პერიოდში სიმძლავრის გაზრდის გზით. კვირეული რეგულირების აუზსაც იგივე დანიშნულება აქვს, რადგანაც შაბათ-კვირას მოთხოვნილება სიმძლავრეზე მცირდება და ამიტომ აუზმა უნდა შეძლოს მოდინებული წყლის გარკვეული მოცულობის აკუმულირება, რათა ეს დაგროვილი ჩამონადენი გამოიყენოს სიმძლავრის გასაზრდელად სამუშაო დღეებში. ამ შემთხვევაში სარეგულაციო აუზის მოცულობა დღეღამური რეგულირების აუზის მოცულობაზე მეტი გამოდის.

დერივაციული ჰესების შემთხვევაში თუ მათ აქვთ საკმაო სიგრძის ღია არხი, შესაძლებელია თვითონ არხმა შეძლოს დღეღამური რეგულირების ფუნქციის შესრულება, ამისათვის საჭიროა შესაძლებელი იყოს არხში სიღრმის გაზრდა საწნეო აუზის საწყის კვეთში. არაპიკურ ნაწილში სიმძლავრეოის შემცირების შემთხვევაში არხში მოხდება წყლის

აკუმულირება და თანაბარი მოძრაობიდან არხში რეჟიმი გადადის არათანაბარი მოძრაობის რეჟიმზე. ხდება მოდინებული ხარჯის გარკვეული ნაწილის აკუმულირება, რომელიც გამოიყენება პიკური პერიოდის განმავლობაში ჰესზე სიმძლავრის გასაზრდელად. საერთოდ, გასათავალისწინებელია ის ფაქტიც, რომ ღია არხით განხორციელებულ დერივაციულ სადგურებში დღეღამური რეგულირების აუზი მიზანშეწონილია განთავსდეს არხის ბოლოში, სადაწნეო აუზთან ახლოს. ეს ეკონომიკურ ეფექტს იძლევა, რადგანაც აუზიდან ხარჯის გაზრდისას არხის ზომების გაზრდა მხოლოდ მოკლე მანძილზე ხდება, მაგრამ შეიძლება გამონაკლის შემთხვევასაც ჰქონდეს ადგილი. როცა არხის ტრასაზე სადმე აღმოჩნდება ისეთი ტაფობი, სადაც წყლის დაგროვება იქნება შესაძლებელი და დამატებით მიწის ამოთხრა არ გახდება საჭირო. არჩევანი კეთდება ეკონომიკური დანახარჯების ურთიერთშედარების საფუძველზე.



ნახ.4.3 დღეღამური დატვირთვის გრაფიკის მიხედვით საანალიზო *მრუდი*

სისტემის დღეღამური დატვირთვის გრაფიკში ჰესების განთავსება დაკავშირებულია საკმაო რთულ ეკონომიკურ გაანგარიშებებთან. ამ გრაფიკში უნდა განთავსდეს არარამარტო დღეღამური რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავიანი ჰესები, არამედ ყველა ჰესი, რომელთაც გააჩნიათ ნებისმიერი დიდი მოცულობის წყალსაცავები. განთავსების გრაფიკული შესრულების გამარტივებისთვის საჭიროა გვქონდეს აგებული საანალიზო მრუდი, სისტემის დატვირთვის გრაფიკის მიხედვით აგების თანამიმდევრობა ნაჩვენებია ნახ. 4.3-ზე. სისტემის დღეღამური გრაფიკი უნდა დაიყოს მცირე ΔN სიმძლავრით ერთმანეთისგან მოშორებული თარაზული ხაზებით. ამ ხაზებს შორის მოთავსებული ფართი წარმოადგენს შედარებით მცირე სიდიდის გამომუშავებებს – $\Delta Э_i$, სადაც ინდექსი i=1, 2, ... n გვიჩვენებს დაყოფის რაოდენობას. თუ ამ გამომუშავებებს შევკრებთ $Э = \sum_{i=1}^{n} \Delta Э_i$ დატვირთვის გრაფიკის გვერდით

შეგვიძლია ავაგოთ სისტემის სიმძლავრესა და შესაბამისი გამომუშავებს შორის დამოკიდებულების გრაფიკი, N=f(Э), რომელიც საანალიზო მრუდად იწოდება.

ამ მრუდის აბსცისთა ღერძზე ნებისმიერი წერტილიდან დადებითი მიმართულებით შესაბამის მასშტაბში შეგვიძლია გადავზომოთ საპროექტო სადგურის გამომუშავება $Э_{საპრ.}$ ამ გამომუშავების საწყისი და ბოლო წერტილებიდან აღმართული ვერტიკალური ხაზები გადაკვეთენ საანალიზო მრუდს და კვეთის წერტილებს შორის არსებული ვერტიკალური მანძილი გვიჩვენებს საპროექტო ჰესის სიმძლავრეს $N_{საპრ}$, რომელსაც წყალსაცავის რეგულირების შესაძლებლობისას შეგვიძლია ვუწოდოთ გარანტირებული სიმძლავრე. დადგმული სიმძლავრე ხშირად აღემატება გარანტირებულ სიმძლავრეს, რადგანაც წყალუხვ პერიოდში წყალმცირე შემოდგომა ზამთრის სეზონთან შედარებით შესაძლებელია სიმძლავრის გაზრდა ისე, რომ ამ მატებასთან დაკავშირებული დანახარჯი შესაძლებელია კომპენსირდეს სისტემის დატვირთვის გრაფიკიდან თბოსადგურის შესაბამისი სიმძლავრის გამოდევნით, რომლის მუშაობის პირობებშიც იხარჯება საკმაოდ დიდი ოდენობის საწვავი.

4.2. ჰიდროელექტროსადგურის ძირითადი ტექნიკური პარამეტრების გაანგარიშება

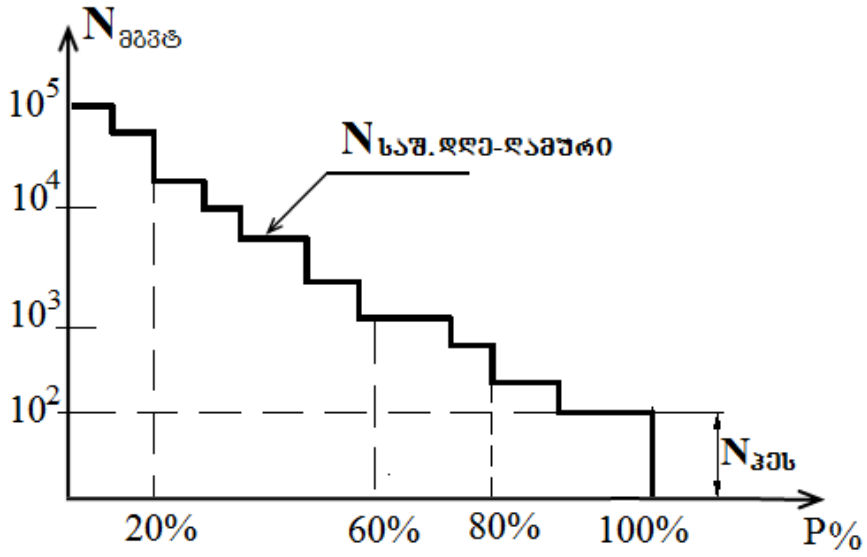
ჰიდროელექტროსადგურის ძირითად პარამეტრებს წარმოადგენს მისი დადგმული სიმძლავრე, საშუალო მრავალწლიური გამომუშავება, ნორმალური შეტბორვის ნიშნული და წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე.

ჰესის დადგმულ სიმძლავრეში იგულისხმება მისი აგრეგატების ჯამური სიმძლავრე, რომელიც იანგარიშება როგორც შემდეგი სახის სიმძლავრეების ჯამი:

$$N_{დადგმ} = N_{გრ} + N_{დამატ} + N_{რეზ.} \qquad (4.3)$$

სადაც $N_{გრ}$, $N_{დამატ}$ და $N_{რეზ}$ შესაბამისად წარმოადგენენ გარანტირებულ, დამატებით და სარეზერვო სიმძლავრეებს. გარანტირებული სიმძლავრის დასადგენად ჰიდროტექნიკურ ნაგებობის შერჩეული სქემის, ცნობილი ნორმალური შეტბორილი ნიშნულის და აგრეთვე მკვდარი მოცულობის ნიშნულის პირობებში უნდა ჩატარდეს საშუალო დღეღამური სიმძლავრეების - $N_{საშ}$, გაანგარიშებები მრავალწლიური ჰიდროლოგიური რიგის გამოყენებით. ანგარიში უნდა ჩატარდეს მოცემული ჰიდროლოგიური რიგის ყველა წლისათვის. გაანგარიშებათა შედეგები მიზანშეწონილია წარმოდგენილი იქნას გრაფიკულად, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ 4.4-ზე, ამ გრაფიკზე სიმძლავრეები იქნება კლების მიხედვით დალაგებული და მისი გამოყენებით შეიძლება მოიძებნოს საჭირო უზრუნველყოფის მქონე გარანტირებული სიმძლავრე, რადგანაც აქ თითოეულ საშუალოწლიურ სიმძლავრეს მინიჭებული ექნება

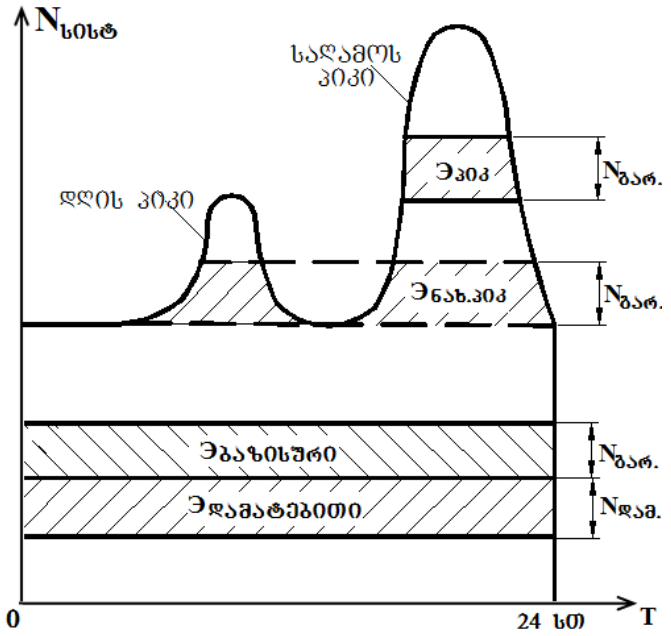
უზრუნველყოფა. ცხადია, ყველაზე პატარა საშუალო დღეღამურ სიმძლავრეს ექნება 100%-იანი უზრუნველყოფა.



ნახ. 4.4. საშუალო დღეღამურ სიმძლავრეთა უზრუნველყოფის გრაფიკი დაკვირვებით მოცემული n წლისათვის.

შემდეგი გაანგარიშებების ჩასატარებლად საჭიროა აირჩეს მაღალი უზრუნველყოფის მქონე სიმძლავრე, რომელიც სისტემის მუშაობის მოთხოვნილი სიმძლავრის უზრუნველყოფის მიხედვით შეიძლება იყოს 85-95%-ის ფარგლებში. საანგარიშო უზრუნველყოფის სიდიდე დამოკიდებულია ქვეყნის ეკონომიკურ მდგომარეობაზე და მით მეტი იქნება, რაც უფრო მეტია ამ ქვეყნის ეკონომიკური განვითარების დონე. უზრუნველყოფის კონკრეტული მნიშვნელობის დასადგენად საჭიროა შეფასდეს ის ზარალი, რომელიც მიადგება ქვეყანას მომხმარებელთათვის ელექტროენერგიის არმიწოდების პირობებში. ზარალის ოდენობისა და დანახარჯების ტოლობა, რომელიც საჭირო იქნება საავარიო რეზერვების შესაქმნელად, როცა განიხილება მიწოდების უზრუნველყოფის დონის ზრდის პროცესი განსაზღვრავს მიწოდების გარანტიის პროცენტულ მნიშვნელობას. შემუშავებული ენერგიის მიწოდების უზრუნველყოფა თუ განსაზღვრული იქნება მიწოდების გარანტირებული სიმძლავრით, მაშინ დაისმის საკითხი, როგორ შეიძლება დაიფაროს სისტემის დატვირთვის გრაფიკი, სადაც ერთნაირ სიმძლავრეებს პიკურ, ნახევარპიკურ და ბაზისურ ზონებში შეესაბამება სხვადასხვა რაოდენობის გამომუშავება. აღნიშნულის გამო ჰესებს მოდინებული ხარჯის ცვალებადობის მიხედვით უწევთ სხვადასხვა ზონაში მუშაობა. შემოდგომა-ზამთრის წყალმცირობის პერიოდში ისინი გადაინაცვლებენ პიკურ ზონაში, ხოლო წყალდიდობისას რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავიანი ჰესები ჩამოდის ნახევარპიკურ და ბაზისურ ზონებში (ნახ. 4.5) ჰესების მუშაობის რეჟიმების ასეთი ცვლილების გამო შეიძლება ენერგოსისტემის დატვირთვის გრაფიკში ენერგიის მოთხოვნილი ბალანსი დაირღვეს. ამიტომ წლის სეზონების მიხედვით

საჭირო იქნება ჰიდროსადგურის გამომუშავების ცვლადი ოდენობა დაბალანსდეს თბოსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერგიით ან მოხდეს მოდინების სხვადასხვა რეჟიმის მქონე ჰესების გამომუშავების ურთიერთკომპენსირება.



ნახ. 4.5. სისტემის საანგარიშო სეზონის მუშა დღის დატვირთვის გრაფიკი

როგორც ნახ. 4.5-დან ჩანს, იმის მიხედვით, სისტემის დღეღამური დატვირთვის გრაფიკის რომელ ზონაში იმუშავებს საპროექტო ჰესი, პიკში, ნახევარპიკში თუ ბაზისში, როგორც დღეღამური, ისე წელიწადში გამომუშავებული ელექტროენერგიის რაოდენობა სხვადასხვა იქნება. კერძოდ შესრულდება შემდეგი პირობა:

$$Э_{к} < Э_{ნ.к} < Э_{баз.}$$

მიუხედავად იმისა, რომ გარნტირებული სიმძლავრით ბაზისში გამომუშავებული ენერგია გაზაფხული-ზაფხულის სეზონში საკმაოდ დიდი გამოდის ზამთრის საანგარიშო დღე-ღამის გამომუშავებასთან შედარებით წლიური რეგულირების მქონე წყალსაცავიან ჰესში ეკონომიკურ მოსაზრებათა გათვალისწინებით შესაძლებელი ხდება საანგარიშო უზრუნველყოფის მქონე გარანტირებული სიმძლავრე კიდევ გაიზარდოს რაიმე $N_{დამ}$ სიმძლავრით. საქმე ისაა, რომ გაზაფხული-ზაფხულის სეზონში მოდინებული ხარჯი გაცილებით მეტია, თუნდაც წყალუხვი წლის შემოდგომა-ზამთრის მოდინებულ ხარჯთან შედარებით. ამ ხარჯის წყალსაშვზე უქმად გადაშვება შესაძლებელია ეკონომიკურად გამართლებული არ აღმოჩნდეს.

დამატებითი სიმძლავრის სიდიდე საპროექტო ჰესებზე, რომლებიც მომავალში 3-8 წლის დაყოვნებით უნდა შევიდეს ექსპლუატაციაში, შეიძლება განისაზღვროს სხვადასხვა მოსაზრების მიხედვით. პირველ რიგში, უნდა განხილულიქნას პერსპექტივით მშენებლობის დამთავრების პერიოდისათვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის გრაფიკი,

სადაც ნაჩვენები იქნება სიმძლავრის დეფიციტური ზონები, რომლებიც უნდა დაიფაროს ახალი სიმძლავრეებით. როცა აღმოჩნდება, რომ ამ ზონის სრულად დაფარვა შეუძლია თბოელქტროსადგურს და ახალ ჰიდროელექტროსადგურს ერთობლივი მუშაობით ეკონომიკურად დასაბუთებული გარანტირებული სიმძლავრით და ამავე დროს თბოელექტროსადგური, არის სახელმწიფოს საკუთრებაში, დაისმება კითხვა, ხომ არ არის შესაძლებელი თბოსადგურმა შეამციროს სიმძლავრე და მოახდინოს სათბობის ეკონომია. მას შეიძლება ჩაენაცვლოს ჰესი, რომელიც ჭარბი მოდინებული ხარჯის ასათვისებლად გაზრდის სიმძლავრეს. თუ როგორი სიდიდის უნდა იყოს ასეთ პირობებში ჰესზე დასადგმელი დამატებითი სიმძლავრე. ეს გაირკვევა შემდეგი სახის ეკონომიკურ გაანგარიშებათა საფუძველზე:

ჰიდროელექტროსადგურზე დამატებითი სიმძლავრის მისაღებად საჭიროა ენერგეტიკული მოწყობილობების ზომების გაზრდა, რაც გამოიწვევს ჰესის შენობის ზომების გაზრდას, რაც დაკავშირებულია დამატებით კაპიტალდაბანდების გაღებსთან. ამ შემთხვევაში მშენებლობის დანახარჯების ზრდის ოდენობა გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$\Delta З_{ჰეს} = E_б \cdot \Delta K_{ჰეს} + \Delta U_{ჰეს},$$

სადაც $\Delta K_{ჰეს}$ და $\Delta U_{ჰეს}$ შესაბამისად კაპიტალდაბანდებისა და საექსპლუატაციო დანახარჯების ნაზრდია. ჰესზე გაზრდილი სიმძლავრე მოგვცემს დამატებით გამომუშავება–$\Delta З_{ჰეს}$, რომლის ტოლი გამომუშავების მისაღებად თბოელექტროსადგურზე უნდა გახარჯული იქნას შემდგი ოდენობის პირობითი საწვავი წელიწადში:

$$\Delta B = \frac{\Delta Э_{ჰეს} \cdot k_1 \cdot q_თ}{1000} \text{ ტ/წ},$$

სადაც $\Delta Э_{ჰეს}$ – ჰესზე მისაღები დამატებითი გამომუშავებაა კვტ/სთ-ში;

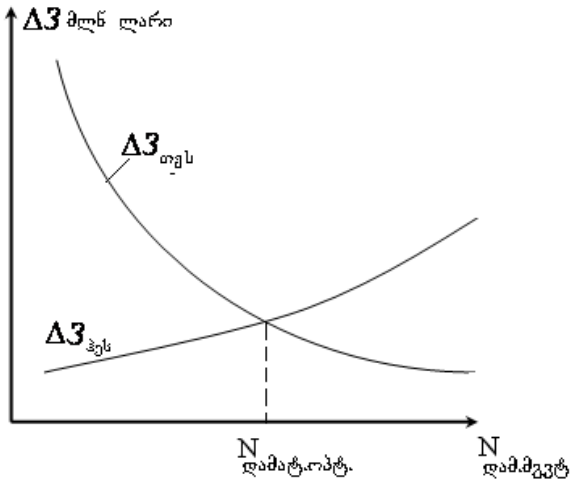
$q_თ$ – 1კვტ.სთ ელექტროენერგიის მისაღებად საჭირო პირობითი საწვავის ხვედრითი ხარჯია. მისი სიდიდე იცვლება იმის მიხედვით, თუ რომელ ზონაში მოხდება თბოსადგურის ჰიდროსადგურით ჩანაცვლება პიკურ ზონაში, საჭიროა 0,5კგ/კვტ.სთ-ზე, რომელიც ბაზისში ჩამოსვლის შემთხვევაში მცირდება 0,3კგ/კვტ.სთ-მდე.

k_1 თბოელექტროსადგურის საკუთარი მოხმარებისთვის გაზრდილი ელექტროენრგიის მოხმარების მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტია და იცვლება 1,02-1,04-ის ფარგლებში.

დამატებითი კაპიტალური დანახარჯები კი თბოელექტროსადგურზე საწვავის ეკონომიის მისაღებად გამოითვლება ფორმულით:

$$\Delta З_{ოეს} = З^{ხვ}_{ოეს} \cdot \Delta B, \qquad (4.4)$$

სადაც $З^{ხვ}_{თეს}$ −1 ტონა პირობითი საწვავის მოსაპოვებლად და თბოელექტროსადგურამდე ტრანსპორტირებისათვის საჭირო დანახარჯებია. თუ ჰესზე დამატებით სიმძლავრეს გავზრდით და ავაგებთ ჰესსა და თესზე დანახარჯების ცვლილების გრაფიკებს, მათი კვეთის წერტილი მოგვცემს დამატებითი სიმძლავრის ოპტიმალურ მნიშვნელობას. ეს ნაჩვენებია ნახ.4.6-ზე.



ნახ.4.6. ოპტიმალური დამატებითი სიმძლავრის განსაზღვრა

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, როცა როგორც თბოელექტროსადგური, ისე ჰიდროელქტროსადგური შენდება ინვესტირებული თანხებით, ინვესტორს ვერ ვაიძულებთ თბოლექტროსადგური გააჩეროს და ამის შედეგად შეიმციროს შემოსავალი. ამიტომ ჰიდროელქტროსადგურზე დამატებითი სიმძლავრის დადგმა არ მოხერხდება თბოსადგურის სიმძლავრის ჩანაცვლებით. ასეთ პირობებში ჰესზე დამტებითი სიმძლავრის დადგმა გამართლებული იქნება, როცა ამ დამატებითი სიმძლავრით მიღებული გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფი ნაკლები იქნება სისტემის გარანტირებული სიმძლავრეებით მიღებული გამომუშავების კვტსთ-ის ღირებულებასთან შედარებით. დაბალი ღირებულების მქონე ელექტროენერგიას ყოველთვის გამოუჩნდება მომხმარებელი და ენერგოსისტემის კომერციული ოპერატორი იძულებული იქნება დააკმაყოფილოს გარკვეული კატეგორიის მომხმარებელი. ასევე შესაძლებლია დაბალი ფასებით გასაყიდ სეზონურ ელექტროენერგიას გამოუჩნდეს მომხმარებელი მეზობელ ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში. საბაზრო ეკონომიკის პირობებში დაბალი ფასების მქონე საქონელს ე. ი. ელექტროენერგიას ყოველთვის შეუძლია კონკურენცია გაუწიოს გასაღების თვალსაზრისით ძვირად ღირებულ საქონელს, თუ აღმოჩნდება, რომ სადღაც, ქვეყნის შიგნით ან მის ფარგლებს გარეთ არსებობს მოთხოვნილება სეზონურ ენერგიაზე.

ექსპლუატაციაში შესაყვან ელექტროსადგურზე ზოგჯერ მიზანშეწონილია სარეზერვო სიმძლავრის გათავალისწინება. ეს სიმძლავრე შეიძლება შედგებოდეს სხვადსხვა დანიშნულების რეზერვისაგან:

$$N_{\text{რეზ}} = N_{\text{ავარ}} + N_{\text{სიხშ}} + N_{\text{რემ}} + N_{\text{ჰეს}};$$

აქ $N_{\text{ავარ}}$ – წარმოადგენს ავარიულ რეზერვს, რომელიც საჭირო იქნება ენერგოსისტემაში რომელიმე აგრეგატის ავარიულად გამორთვის შემთხვევაში მის ჩასანაცვლებლად. ასეთი დანიშნულების აგრეგატის სიმძლავრის მინიმალური მნიშვნელობა ტოლი უნდა იყოს სისტემაში გაერთიანებული ყველაზე მძლავრი აგრეგატის სიმძლავრის მაინც. იმის მიხედვით, თუ სად არის ის განლაგებული, უნდა იყოს უზრუნველყოფილი ან წყლით ან სათბობით იმ რაოდენობით, რომ იგი საკმარისი იყოს ავარიულად გამორთული აგრეგატის აღდგენის პერიოდის განმავლობაში. ყოველთვის უმჯობესია ავარიული რეზერვის ჰიდროელქტროსადგურზე განლაგება, რადგანაც მის მწყობრში შეყვანას სჭირდება სულ რამდენიმე (3-4) წუთი;

$N_{\text{სიხშ}}$ – სიხშირითი რეზერვი საჭიროა იმის გამო, რომ ენერგეტიკულ სისტემაში ადგილი აქვს მოხმარებული სიმძლავრეების მნიშვნელოვან ცვალებადობას, რაც იწვევს ნორმატიული სიხშირის (ჩვენს ქეყანაში 50 ჰერცის) საგრძნობ ცვლილებას, რაც მომხმარებლისათვის მიწოდებული ელექტროენერგიის ხარისხზე მოქმედებს. ზოგიერთ ელექტრონულ ხელსაწყოზე იგი უარყოფით გავლენას ახდენს, ამიტომ აუცილებელია ხარისხიანი ელექტროენერგიის მიწოდება. სიხშირითმა რეზერვმა სწრაფად უნდა შეძლოს რეაგირება სისტემაში სიმძლავრის ცვლილებაზე, ამიტომ ის მიზანშეწონილია განლაგდეს ჰიდროელექტროსადგურებზე, ან ჰიდრომააკუმულირებელ ელექტროსადგურებზე. შესაძლებელია მისი განლაგება აირტურბინულ ელექტროსადგურებზეც.

$N_{\text{რემ}}$ – სარემონტო რეზერვის დანიშნულებაა ჰიდროელექტროსადგურის ან თბოელექტროსადგურის აგრეგატის რემონტის პერიოდში სარემონტო აგრეგატის სიმძლავრე ჩაანაცვლოს, რათა სისტემაში არ შეიქმნას ელექტროენერგიის მიწოდების დეფიციტი.

$N_{\text{ჰეს}}$ – არის მომავალში ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შესაყვანი ჰესის სიმძლავრე, შესაძლებელია ჰესის მშენებლობის დამთავრების მომენტისათვის სისტემაში არ შეიქმნას ყველა აგრეგატის მწყობრში შეყვანის საჭიროება. ასეთ შემთხვევაში გარკვეული სიმძლავრის მქონე აგრეგატი ექსპლუატაციაში შედის უფრო ხანგრძლივ პერსპექტივაში. ცხადია, ასეთი ვითარება იწვევს მშენებლობაზე გაწეული დანახარჯების დროში დაყოვნებით ამოღებას, მაგრამ თუ გავითვალისწინებთ იმას, რომ ამ პერიოდისათვის სისტემაში მოსალოდნელი დეფიციტის დასაფარად საჭირო გახდებოდა უფრო მეტი კაპიტალური

დანახრჯების გაწევა ერთეული სიმძლავრის მისაღებად ფულის დროში ინფლაციის გამო, ცხადია, ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიურიუმების გამოყენებამ შეიძლება მოგვცეს შესაძლებლობა გამართლებული იქნას ზოგიერთი უკვე განხორციელებული აგრეგატის დროში დაყოვნებით ექსპლუატაციაში შეყვანა.

4.3. წყალსაცავის ნორმალური შეტბორილი დონისა და სასარგებლო მოცულობის ეკონომიკური დასაბუთება

მარეგულირებელ წყალსაცავიანი ჰესებისთვის ნორმალური შეტბორვის დონე მნიშვნელოვან პარამეტრია, რომელიც განსაზღვრავს ელექტროსადგურის სიმძლავრეს და წლიურ გამომუშავებას, რადგანაც ეს პარამეტრები განაპირობებს წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობას და საანგარიშო დაწნევას ტურბინებზე. ნორმალური შეტბორვის ნიშნულის ეკონომიკური დასაბუთების დროს მხედველობაში მისაღებია დასატბორ ფართობში მოქცეული სახნავ-სათესი სავარგულების გაუქმებით გამოწვეული ზარალი. ამასთანავე შესაძლებელია საჭირო გახდეს მოსახლეობის გასახლებაც და ხე-ტყის გაჩეხაც, რაც არ არის სასურველი. მაგრამ როცა ელექტროსადგურზე ნაწარმოები ელექტროენერგიის რეალიზაციის თანხით შესაძლებელია მიყენებული ზარალის უმტკივნეულოდ დაფარვა, ეკოლოგიური წონასწორობისათვის რაიმე გამოუსწორებელი ზიანის მიყენების გარეშე, ქვეყანა მისი ეკონომიკური ძლიერების განმტკიცების ინტერესებიდან გამომდინარე, წყალსაცავიანი ჰესის მშენებლობას მხარს დაუჭერს.

მიდგომა და ეკონომიკური კრიტერიუმები, რომლითაც უნდა ვისარგებლოთ ჰიდროკვანძის ტექნიკური და ეკონომიკური პარამეტრების დადგენის დროს განსხვავებულია იმის მიხედვით, თუ ვის საკუთრებაში იქნება არა მარტო ასაშენებელი ჰესი, არამედ ის ობიექტები, რომელზეც გავლენას მოახდენს პერსპექტივით განსახორციელებელი ელექტროსადგური. თუ ელექტროსადგური შენდება სახელმწიფო ბიუჯეტის თანამონაწილეობით და სისტემაში ფუნქციონირებს სახელმწიფოს საკუთრებაში არსებული თბოელექტროსადგური, მაშინ ეკონომიკურ კრიტერიუმს წარმოადგენს კაპიტალური და საექსპლუატაციო დანახარჯების ჯამის მინიმუმის მიღების კრიტერიუმი იმ პირობის დაცვით, რომ მომხმარებლისათვის მიწოდებული ელექტროენერგიის რაოდენობა ერთნაირი იყოს.

საქართველოში ასეთი ვარიანტების განხილვა საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლასთან დაკავშირებით არაპერსპექტიულია და ამიტომ ჩვენ განვიხილავთ მხოლოდ საბაზრო ეკონომიკისათვის დამახასიათებელ მიდგომას ჰესის მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის

დასადგენად. ასეთი მიდგომის პირობებში თუ არსებობს ახალი საწარმოს მიერ ნაწარმოები საქონლის ბაზრზე დაუბრკოლებლად გატანისა და მომგებიან ფასებში გასაღების შესაძლებლობა, ცხადია, ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმი იქნება საქონლის თვითღირებულებაზე გაცილებით მეტ ფასში გასაღების შესაძლებლობის დადგენა. მაგრამ რადგანაც ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხამრების საქონელს და გაერთიანებული ელექტროენერგეტიკული სისტემა კი ბუნებრივ მონოპოლიას, რაც იმას ნიშნავს, რომ ნებისმიერ მომხმარებელს არა აქვს შესაძლებლობა, აირჩიოს მომწოდებელი. ეკონომიკური კრიტერიუმები ამ შემთხვევაში გამოიყენება სპეციფიკური შეზღუდვით. ასეთი შეზღუდვის განამხორციელებლად გვევლინება ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია. პრინციპი, რომლითაც ეს კომისია ხელმძღვანელობს, მდგომარეობს იმაში, რომ მან უნდა დაიცვას როგორც მეწარმის, ისე მომხმარებლის ინტერესები. მეწარმის ინტერესი ისაა, რომ მან მიიღოს დივიდენდი, მაგრამ ისეთი ნორმირებული სიდიდით, რომელიც გაითვალისწინებს როგორც ფულის ინფლაციას დროში, ასევ გარკვეული ოდენობის ნამატს ჩადებულ კაპიტალზე, რომელიც სართაშორისო კაპიტალის ბაზარზე მიჩნეულია ნომინალური ოდენობის საპროცენტო განაკვეთად. ასეთი განაკვეთით ინვესტირებული კაპიტალის არ დაბრუნების რისკ-ფაქტორი პრაქტიკულად არ არსებობს, რადგან მარეგულირებელ ორგანოს მიერ სამშენებლო ობიქტზე დადებითი შეფასების მიცემისას ამ ორგანოს მუშაობის მეთოდურ სახელმძღვანელოში გათვალისწინებულია, რომ მეწარმე თუ რაიმე ხელშემშლელი პირობების გამო ვერ მოახერხებს კუთვნილი დივიდენდის მიღებას, რომელიმე საანგარიშო პერიოდში მას უფლება ეძლევა დაგვიანებით, მაგრამ მაინც მიიღოს შეპირებული დივიდენდი. მომხმარებლის ინტერესის დაცვა გამოიხატება იმაში, რომ ენერგეტიკის მარეგულირებელი კომისია სწავლობს მომხმარებელთა გადახდისუნარიანობას და მეწარმეს დაუდგენს ისეთ ტარიფს, რომელიც მოსახლეობისათვის ან საწარმოებისათვის ხელმისაწვდომია. თუ ელექტროსადგურზე ელექტროენერგიის წარმოება უფრო ძვირი ჯდება, ვიდრე ეს ხელმისაწვდომია მოსახლეობისათვის, მაშინ ასეთი ჰესი ითვლება ეკონომიკურად არაეფექტიანად და მისი მიღება ექსპლუატაციაში არ მოხდება.

ასაშენებლი ელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის დროს გაითვალისწინება არა მარტო ის კაპიტალდაბანდება, რომელიც საჭიროა უშუალოდ ჰესის ასაშენებლად, არამედ ის ზარალიც ან მომგებიანობაც, რომელსაც ადგილი ექნება ამ მშენებლობის განხორციელების შედეგად კასკადში მონაწილე სხვა ელექტროსადგურებზე ან კომპლექსში შემავალ სხვა წყლის მომხმარებლებზე, მაგალითად, როგორიცაა ირიგაციული

სისტემები, ქალაქებისა და დასახლებული პუნქტების წყალმომარაგება, თევზთმეურნეობა და სხვ.

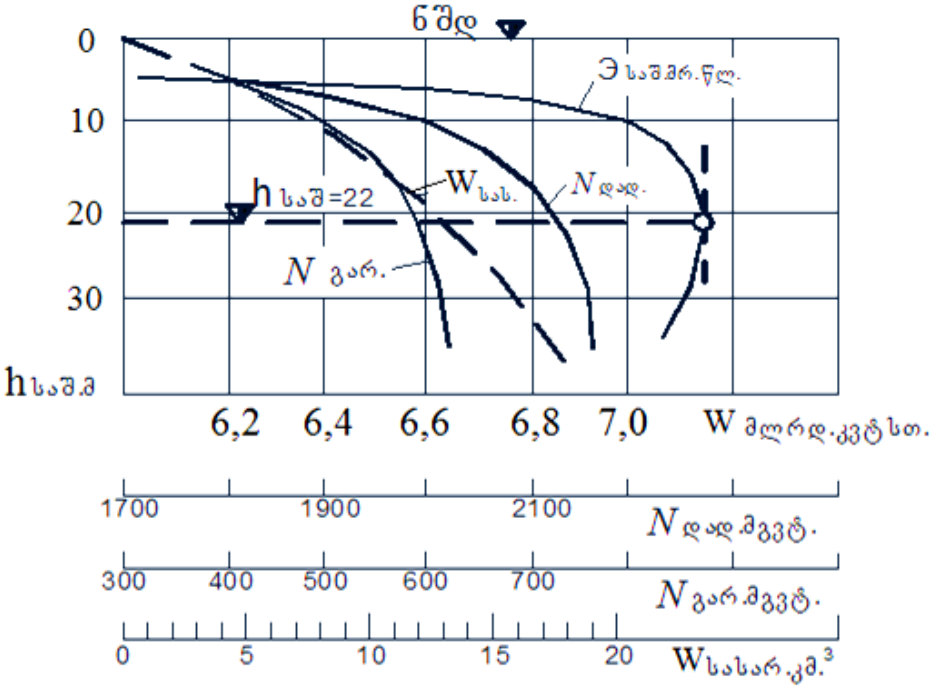
ოპტიმიზაციის ალგორითმი, რომელიც კრიტერიმის სახით უნდა შეიცავდეს მიზნის ფუნქციას, ამ შემთხვევაში იმდენად რთულდება, რომ გაანგარიშებების ჩატარება მიზანშეწონილია შესრულებული იქნას მხოლოდ კომპიუტერული პროგრამით. შესაძლებელია მიზნის ფუნქცია არ იყოს ჰიდროენერგეტიკულ კომპლექსში მონაწილე ყველა სუბიექტისათვის მაქსიმალური მოგების მიღების კრიტერიუმი, რადგანაც წყალი თავისი ბუნებრივ მდგომარეობაში წარმოადგენს სახელმწიფოს საკუთრებას და კერძო მეწარმეებს არ მისცემს იმის უფლებას, რომ სახელმწიფო ინტერესების შელახვით მიიღონ მაქსიმალური მოგება.

მაგალითად, სახელმწიფო თვლის, რომ სასოფლო სამეურნეო დანიშნულების სავარგულებისათვის საჭიროა წყლის თანაბრ რეჟიმში მიწოდება და ეს იმდენად ძვირი ჯდება, რომ ინვესტირებული თანხა შეიძლება მიღებული შემოსავლით ეფექტურად ვერ დაიფაროს, სახელმწიფოს შეუძლია გარკვეული დოტაცია მოახდინოს ან აიძულოს სხვა კომპლექსში მონაწილე მესაკუთრე, მიიღოს წყლის გამოყენების ისეთი რეჟიმი, რომელიც სახელმწიფოს აწყობს.

ხშირ შემთხვევაში, როცა განიხილება მდინარის მხოლოდ ენერეგეტიკული დანიშნულებით ათვისება, ოპტიმიზაციის ამოცანას წარმოადგენს კასკადში მონაწილე ელექტროსადგურების ისეთი ტექნიკურ-ეკონომიკური პარამეტრების განსაზღვრება, როცა ამ ჰესებზე გენერირებული ელექტროენერგიის ღირებულება მინიმალური იქნება.

ოპტიმიზაციის გაანგარიშებები იწყება საპროექტო ჰესისთვის ნორმალური შეტბორვის ნიშნულის შერჩევით. მისი გადაწყვეტა დაკავშირებულია წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის დადგენასთან, რაც ასევე დაკავშირებულია წყალსაცავის დამუშავების სიღრმის განსაზღვრის ამოცანასთან. აღნიშნულ შემთხვევაში გაანგარიშებათა თანამიმდევრობა შემდეგია: პირველად ინიშნება შემტბორავი კაშხლის შესაძლო მინიმალური სიმაღლე, რაც განაპირობებს მის მიერ შექმნილი წყალსაცავის ნორმალური შეტბორვის დონეს. შემდეგ კეთდება გაანგარიშებები წყალსაცავის დამუშავების ოპტიმალური სიღრმის დასადგენად. დამუშავების სიღრმის ზრდასთან ერთად ჯერ ჰესის გამომუშავება იზრდება წყალსაცავში არსებული მოცულობის გამოყენების შედეგად, მაგრამ დამუშავების გარკვეული სიღრმის მიღწევის შემდეგ მცირდება. ნახ.4.7-ზე ნაჩვენებია, რომ ფიქსირებული **ნშდ**-ის პირობებში, როცა იზრდება დამუშავების სიღრმე – $h_{დამ}$. როგორი ინტენსივობით იზრდება დამუშავების სიღრმე გარანტირებული $N_{გარ}$ და დადგმული $N_{დადგ}$ სიმძლავრეები. ასეთი ზრდის

განმაპირობებელ ფაქტორს წარმოადგენს სასარგებლო მოცულობის ზრდა. ასევე იზრდება ჰესის საშუალო მრავალწლიური გამომუშავებაც, მაგრამ წყალსაცავის დამუშავების გარკვეულ სიღრმეზე, იგი აღწევს მაქსიმალური მნიშვნელობას. ეს იმას ნიშნავს, რომ ეს სიღრმე განსაზღვრავს წყალსაცავის საანგარიშო სასარგებლო მოცულობისა და სიმძლავრეების მნიშვნელობებს. ამრიგად, დადგენილი პარამეტრების პირობებში. მიღებული მრავაწლიური გამომუშავება –$Э_{საშ.მრ.}$ გამოყენებული უნდა იქნას ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფის დასადგენად.



ნახ.4.7. წყალსაცავის დამუშავების სიღრმის განსაზღვრა

რადგანაც შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში დამუშავების სიღრმის ზრდასთან ერთად იზრდება სატურბინო ხარჯი და სიმძლავრეც, ცხადია, იზრდება გამომუშავებაც, მაგრამ გარკვეული სიღრმის შემდეგ, როგორც ნახ.4.7-დან ჩანს, გამომუშავება მცირდება. განსახილველ ვარიანტში მიღებული მაქსიმალური გამომუშავებით, რომელიც განსაზღვრული იყო ოპტიმალური დამუშავების სიღრმით, იანგარიშება მშენებლობაზე გასაწევი ყველა დანახარჯები და შესაბამისი ტარიფი გამომუშავებული ელქტროენერგიის 1 კვტ.სთ-ზე. თუ ეს ტარიფი გამოვიდა უფრო მეტი, ვიდრე მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობაა საქართველოში ან საექსპორტო ქვეყანაში, საჭიროა გაიზარდოს ნორმალური შეტბორვის და, შესაბამისად, შემტბორავი კაშხლის ნიშნული. ეს გამოიწვევს კაშხლის ღირებულების გაზრდას, ასევე დანახარჯების გაზრდას დერივეციაზე და სატურბინო მილსადენების განხორციელებაზე, სამაგიეროდ გაიზრდება წყალსაცავის მოცულობაც, რაც საშუალებას

მოგვცემს გავზარდოთ საშუალო წლიური გამომუშავება შემოდგომა-ზამთრის გამომუშავების ხარჯზე.

გაზრდილი ნორმალური შეტბორვის ნიშნულის პირობებში ისევე ვნიშნავთ დამუშავების სხვადასხვა სიღრმეებს და ისეთ მნიშვნელობაზე, როცა შემოდგომა-ზამთრის გამომუშავება აღწევს მაქსიმუმს. ისევ ვანგარიშობთ გაზრდილი დანახარჯების გამოყენებით ელექტროენერგიის ტარიფს და ვადარებთ მას მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას საქართველოში ან მის გარეთ. თუ აღმოჩნდება, რომ ეს ტარიფი მეტია მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობაზე, მას მომხმარებელი არ ეყოლება. ისევ ვზრდით ნორმალური შეტბორვის ნიშნულს გაანგარიშებას ვაწარმოებთ იმავე თანამიმდევრობით. ვიდრე ტარიფის მნიშვნელობა არ მიაღწევს თავის მინიმუმს. თუ აღმოჩნდება, რომ ნორმალური შეტბორვის ნიშნულის ზრდასთან ერთად ტარიფი არ მცირდება ჰიდროკვანძის სქემა არ არის კარგად შერჩეული. ეკონომიკური ეფექტურობის გაუმჯობესება შეიძლება მოხდეს კაშხლისათვის ტოპოგრაფიულად უფორმო ვიწრო ხეობის ან კაშხლის ისეთი ტიპის შერჩევით, რომლის განხორციელება მოითხოვს ნაკლებ დანახარჯს. ამასთანავე, გასათვალისწინებელია ის ეკონომიური ეფექტი, რომელსაც იწვევს ჰესების კასკადურად განლაგების დროს ზემო საფეხურის ჰესის წყალსაცავში დაგროვილი სასარგებლო მოცულობის გავლენით ქვემო საფეხურების ჰასებში შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში გამომუშავების ზრდა და, მაშასადამე შესაბამისი ტარიფის მნიშვნელობის შემცირება.

იგულისხმება, რომ ყველა განსახილველ შემთხვევაში ტარიფის მნიშვნელობის შემცირება არ არის დაკავშირებული ინვესტორისთვის მისაღები დივიდენდის შემცირებასთან. ეს ფაქტი დაკავშირებულია მხოლოდ მეწარმის მიერ ქვეყნის ელექტროენერგეტიკულ ბაზარში შეღწევის შესაძლებლობის მიღებასთან.

თუ ისმის მდინარის კომპლექსურად გამოყენების საკითხი, მაშინ, ცხადია ჰესებზე მიღებულ გამომუშავებასა და შესაბამისად, სარეალიზეციო ტარიფზე გავლენას მოახდენს კომპლექსში მონაწილე სხვა საწარმოების მიერ მოთხოვნილი წყლის მოცულობის როგორც რაოდენობა, ისე მოთხოვნილი დღეღამური თუ სეზონური რეჟიმები. ასეთ შემთხვევაში გაანგარიშებები რთულდება და ამავე დროს შესაძლებელია სახელმწიფო ინტერესებიდან გამომდინარე, რომელიმე საწარმოს მოეთხოვოს დაიცვას შეზღუდვის ნორმები ან მიიღოს კომპენსაცია მიღებულ ზარალზე სახელმწიფო სახსრებიდან. ასეთ შემთხვევებს დეტალურად აქ არ განვიხილავთ, რადგანაც წინასწარ უცნობია, თუ როგორ შეაფასებს სახელმწიფოს ადმინისტრაციულ-სამართლებრივი ორგანოები, სხვადასხვა საწარმოის სტრატეგიულ მნიშვნელობას ქვეყნის ეკონომიკური განვითარებისათვის.

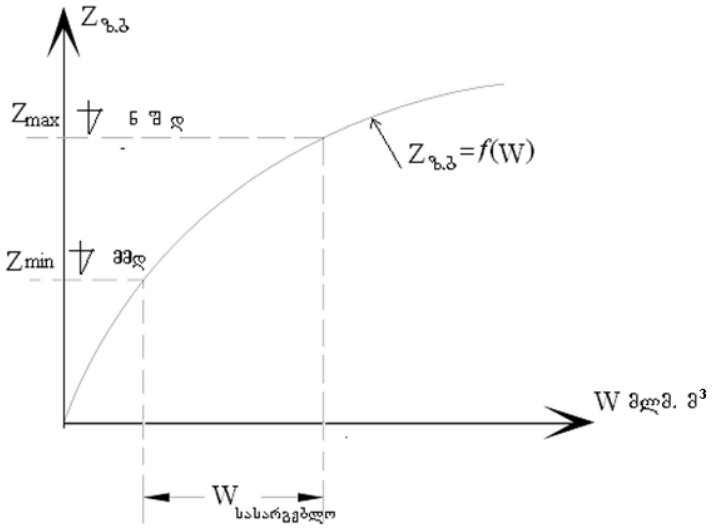
რეგულირების ისეთი სპეციფიკური სახეები, როგორებიც არიან მაკომპენსირებელი რეგულირება, კასკადური რეგულირება ან საანგარიშო უზრუნველყოფის წყალმოვარდნების (ნიაღვრის) ტრანსფორმაცია ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ზემო ბიეფიდან ქვემო ბიეფში. მოითხოვს რთული კომპლექსური შინაარსის მქონე კომპიუტერული პროგრამის შემუშავებას, რაც გარკვეულწილად გაადვილდება, როცა შესაძლებელია განსახილველი მდინარეებისათვის სტოქასტური მოდელის შედგენა და მონტე-კარლოს მეთოდით ნებისმიერი სიგრძის დაკვირვებით არსებული ჰიდროლოგიური რიგის ადეკვატური რიგის გენერირება. ასეთი საკითხების გაცნობა შესაძლებელია სპეციალურ ლიტერატურაში და მიზანშეწონილია ასეთი ლიტერატურა შესასწავლად რეკომენდებული იქნას მდინარის ჩამონადენის რაციონალური გამოყენებით დაინტერესებულ პირთათვის, საპროექტო ორგანიზაციებისათვის და დოქტორანტებისათვის.

უნდა აღინიშნოს ისიც, რომ მდინარის ჩამონადენის კომპლექსურად ათვისების დროს ისეთი ეკონომიკური კრიტერიუმები, რომლებიც ერთდროულად მისაღები იქნება როგორც სახელმწიფო პოზიციიდან, ისე ინვესტორისათვის ჯერჯერობით არ არსებობს, ამიტომ ასეთი ოპტიმიზაციის საკითხის გადაწყვეტა საბაზრო ეკონომიკის მქონე ქვეყნისათვის, რომელსაც დიდი რაოდენობით აქვს ჰიდროენერგეტიკული რესურსი, მოითხოვს საფუძვლიან მეცნიერული კვლევებს, რაც იმედია უახლოეს მომავალში განხორციელდება. ამ მხრივ, სარეკომენდაციო მითითებების შემუშავების გზაზე სირთულეს ქმნის ის ფაქტიც, რომ ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილების დეფიციტი ამჟამად არსებობს მხოლოდ შემოდგომა-ზამთრის სეზონში, რომელიც პერსპექტივაში მოსალოდნელია უფრო მეტად გამწვავდეს, მაგრამ ახალი ელექტროსადგურის მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობა, მისი მუშაობის გავლენა სახალხო მეურნეობის სხვა დარგებზე არ შეიძლება დადგინდეს გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდის გამომუშავების ექსპორტირების მომგებიანობის დონის შეფასების გარეშე, რაც ამჟამად გარკვეული არ არის. აღნიშნული საკითხების მეცნიერულად შესწავლისა და სახელმწიფოს ინტერესების გათვალისწინებით წყლის რესურსის კომპლექსური გამოყენების დროს საჭირო ამოსავალი, პერსპექტივაში მისაღები წყლის ღირებულებითი მონაცემების შეფასების გარეშე შეუძლებელია გამოვიტანოთ ეკონომიკურად გამართლებული სარეალიზაციო პროექტები ჰიდროენერგეტიკაში.

4.4. დადგმული სიმძლავრის განსაზღვრა დასადგენი წყალსაცავის დამუშავებისა და ავსების გრაფიკი სამართლიანი ტარიფის პირობებში

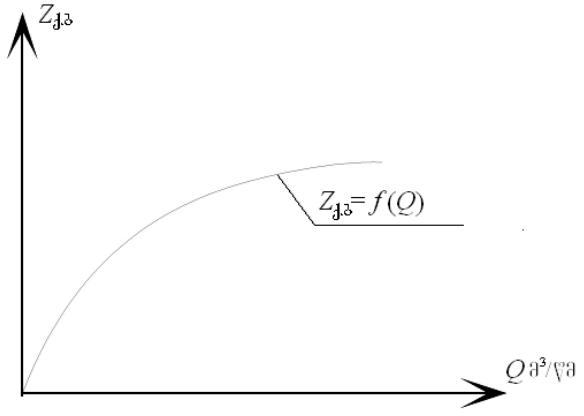
ამოსავალი მონაცემები:

1) წყალსაცავის მოცულობის ცვალებადობის მრუდი, შეტბორვის ნიშნულის მიხედვით – $Z_{ზ.ბ} = f(W)$;



ნახ.4.8

2) ქვემო ბიეფში დონის ცვალებადობის მრუდი ხარჯის მიხედვით $Z_{ქბ} = f(Q)$;



ნახ.4.9

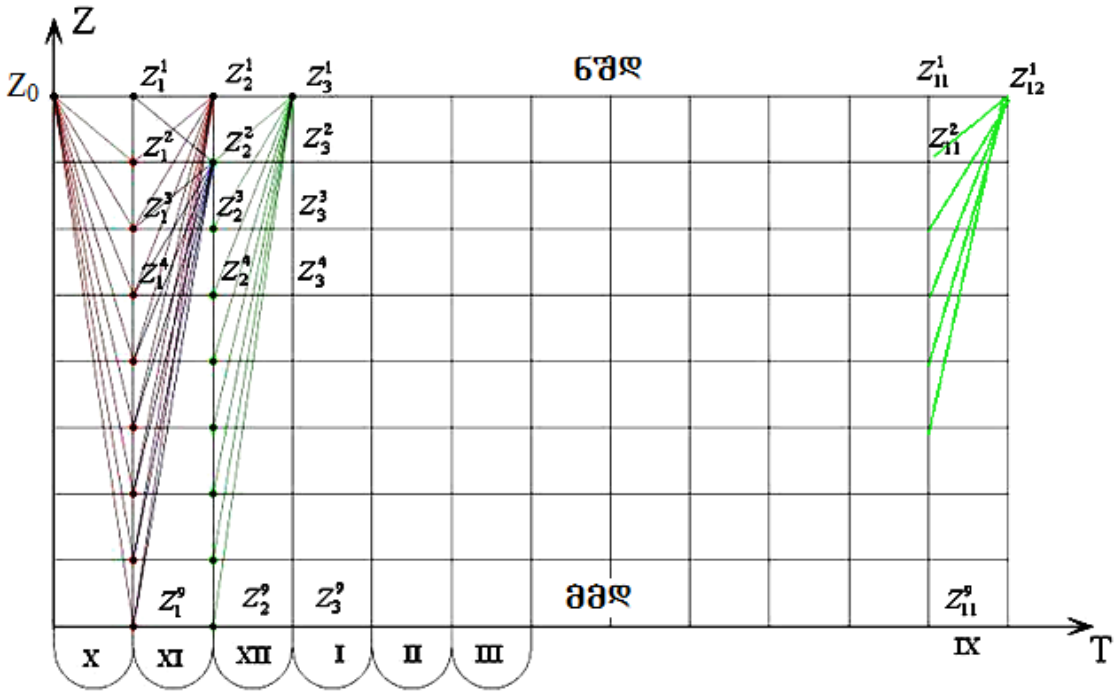
3) ხარჯების ჰიდროგრაფი თვიური დისკრეტიზაციით საშუალო წლიური და მცირეწყლიანი წლებისათვის – $Q_i^{საშ} მ^3/წმ$; $i = 1, 2, \ldots 12$ თვე;

4) ჰიდროტურბინის გამტარუნარიანობა სიმძლავრისა და დაწნევის შეზღუდვის ჩვენებით $Q_ტ მ^3/წმ$;

5) აგრეგატის **მ ქ კ** სიმძლავრისა და დაწნევის მიხედვით $\eta_{აგრ} = \eta_ტ \cdot \eta_გ$;

6) პიკური და არაპიკური დატვირთვები პერიოდები T_j წამებში $t^{პ}$ და $t^{აპ}$ საათებში;

$$t^{პ} + t^{აპ}=24 \text{ სთ};$$



ნახ.4.10

ფიქსირებული სასარგებლო მოცულობისა $-W_{სას}$ და ფიქსირებული დადგმული სიმძლავრის პირობებში ოპტიმიზაციის კრიტერიუმს წარმოადგენს საჭირო შემოსავლის განსაზღვრა, პირველ რიგში, პიკურ ზონაში მიღებულ გამომუშავებაზე ტარიფის გაზრდის საფუძველზე იმ პირობის დაცვით, რომ ჰესის მშენებლობაზე გაწეული კაპიტალდაბანდება სრულად იქნება დაფარული და ნორმატიული მოგებაც მიღებული. ამ მიზნის მისაღწევად საჭიროა ვიცოდეთ, რამდენად უფრო ძვირი შეიძლება დაჯდეს პიკის საათებში ელექტროენერგიის წარმოება არაპიკურ პერიოდში წარმოებულთან შედარებით.

ეს დამოკიდებულია იმაზე, თუ რა ნაწილს შეადგენს ჰესის მშენებლობის ფინანსირებაში წყალსაცავის შესაქმნელად გაწეული დანახარჯები. იგი შექმნილი წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის პროპორციულად იზრდება და შეიძლება შეფასდეს წყალსაცავის გამოყენებით მიღებული გაზრდილი საშუალო წლიური გამომუშავების $Э^{გაზრდ.}_{საშ.წლ.}$ ფარდობით წყალსაცავის გამოყენების გარეშე მიღებულ საშუალო წლიურ გამომუშავებასთან $Э_{საშ.წლ.}$. ე.ი. $k = \frac{Э^{გაზრდ.}_{საშ.წლ.}}{Э_{საშ.წლ.}}$ კოეფიციენტით.

ამრიგად, ოპტიმიზაციის ანგარიშებში შეგვიძლია ვისარგებლოთ ამ კოეფიციენტით და ვეძებოთ არაპიკური ტარიფის მნიშვნელობა $b^{ა3}$, რადგანაც მისი დადგენის შედეგად გარკვეული იქნება პიკური ტარიფის მნიშვნელობაც $b^{ა3}=k\cdot b^{ა3}$ცენტი/კვტ.სთ.

მდინარის ჩამონადენით მიღებულ წყლის მოცულობას დამატებული წყალსაცავიდან აღებული მოცულობა გვაძლევს პიკურ ზონაში დადგმული სიმძლავრეს, რომელიც შეიძლება განისაზღვროს შემდეგი დამოკიდებულებიდან:

$$Q_{ტ}^{\cdot}T = W_{ტ}^{\cdot} = Q_{მოდ}^{\cdot}T + W_{წყალს}^{\cdot} = \frac{N_{დადგ.}^{\cdot}T}{9.8\cdot H\cdot \eta_{ჰმ}}, \qquad (4.5)$$

სადაც $Q_{ტ}^{\cdot}$ მ^3/წმ ტურბინებში გასული ხარჯია;

$Q_{მოდ}^{\cdot}$ მ^3/წმ მოდინებული ხარჯია;

$W_{ტ}^{\cdot}$ მ^3/წმ ტურბინებში გასული წყლის მოცულობაა;

$T-$ დრო, წმ, რომლის განმავლობაში წყლის ხარჯი გაედინება ტურბინებში;

$H-$ დაწნევა ტურბინებში;

$W_{წყსაც}^{\cdot}$ მ^3 – წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობაა;

$N_{დადგ}^{\cdot}$, კვტ – დადგმული (აგრეგატების სიმძლავრეთა ჯამი) სიმძლავრეა;

$\eta_{ჰმ}$ – ტურბინა-გენერატორის **მ ქ კ.**

რადგან ჩვენ ვიხილავთ ჰესის მუშაობის ოპტიმიზაციის ამოცანას, საშუალო ან მცირე წყლიან წლისთვის, თვიური დისკრეტიზაციის პირობებში T წარმოადგენს თვის განმავლობაში აგრეგატების სრული დატვირთვით მუშაობის პერიოდს წმ-ში გამოსახულს.

ცხადია, აგრეგატის სრული დატვირთვით მუშაობის პერიოდი არ შეიძლება ტოლი იყოს თვეში არსებული წმ-ების რიცხვის, რადგან შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში აგრეგატები სრული დატვირთვით მუშაობს მხოლოდ საღამოს პიკის საათებში. ამის საშუალებას იძლევა სარეგულაციო წყალსაცავი. საქართველოში შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში საღამოს პიკის ხანგრძლივობა იცვლება $t^{ა}$=7-6 სთ-ის ინტერვალში. ამიტომ ამ პერიოდში T-ს მნიშვნელობა გამოითვლება ფორმულით $T^{ა}= t^{ა}\cdot 30\cdot 3600$ წმ.

სადაც $t^{ა}$ –პიკის ინტერვალში დადგმული სიმძლავრით მუშაობის საათების რიცხვია.

ამრიგად, თუ გვეცოდინება წყალსაცავის დამუშავების ნიშნული ოქტომბერში ნორმალური შეტბორვის ნიშნულიდან Z_0- რომელიმე Z_1^2-მდე (ნახ.4.10) შეგვიძლია ვიპოვოთ ტურბინებში გასული ხარჯი მოცემული დადგმული სიმძლავრის პირობებში შემდეგი ფორმულით:

$$Q_{ტ}^{X} = \frac{N_{დად}}{9.8 \cdot \overline{H_1} \cdot \eta_{ემ}}, \qquad (4.6)$$

სადაც $\overline{H_1} = \frac{H_1 + H_2}{2} - h_{დან}; H_1 = Z_0 - Z_{ქბ}; \quad H_2 = Z_1 - Z_{ქბ}$ დაწნევაა ტურბინების ფრთებზე. როგორც ჩანს, მის გამოსათვლელად უნდა ვიცოდეთ ნიშნულები წყალსაცავში და ქვემო ბიეფში, აგრეგატებიდან წყლის გამოსვლის კვეთში. ასევე ჰიდრავლიკური დანაკარგები წყლის მოძრაობაზე ზემო ბიეფიდან, ვიდრე ტურბინებიდან წყლის გამოსვლის კვეთამდე, როცა ტურბინებში გამავალი ხარჯი და წყლის გამტარი კონსტრუქციის ზომები ცნობილია, $h_{დან}$-ის გამოთვლა არ წარმოადგენს სირთულეს. ამასთანავე, ცნობილი სატურბინო ხარჯის პირობებში შეგვიძლია გამოვთავლოთ თვის განმავლობაში ტურბინებში გამავალი წყლის მოცულობა – $W_X = T_ვ \cdot Q_ტ$ მ^3 და შესაბამისი ჰესის გამომუშავება შემდეგი ფორმულით:

$$Э_X = \frac{W_X \cdot \overline{H_1} \cdot \eta_{ემ}}{367.2} \text{ კვტ.სთ} \qquad (4.7)$$

მეათე თვის ე. ი. ოქტომბრის დასაწყისში წყალსაცავი გავსებული უნდა იყოს ნშდ-ის ნიშნულამდე. ამ თვეს იწყება მისი დამუშავება $N_{დად}$ სიმძლავრის მისაღებად. იგულისხმება, რომ $N_{დად}$ სიმძლავრეს ჰესი უნდა ავითარებდეს დღეღამური დატვირთვის მხოლოდ $-t^ვ$ პიკურ პერიოდში. ამიტომ (4.7) ფორმულაში შემავალი W_X – წყლის მოცულობა საჭიროა უზრუნველყოფილი იყოს მოდინებული ხარჯისა და წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობის გამოყენებით. თუ რა რაოდენობის წყლის მოცულობის აღება დაგვჭირდება წყალსაცავიდან, ამის დადგენა შეიძლება ფორმულით:

$$Q_X^{მოდ} \cdot T \pm W_წ = W_X \qquad (4.8)$$

$W_წ$-ს მნიშვნელობა უარყოფითი ნიშნის იქნება თუ X თვეში მოდინებული ხარჯის მიხედვით გამოთვლილი მოცულობა მეტი იქნება, ვიდრე ეს საჭიროა დადგმული სიმძლავრის მისაღებად. გამოდის, რომ წყალსაცავიდან წყლის აღება არ დაგვჭირდება, მაგრამ ამ შემთხვევაში ჭარბი მოცულობა საჭიროა გამოყენებულ იქნას არაპიკურ ზონაში, ე.ი. 24სთ – $t^ვ$ პერიოდში ელექტროენერგიის მისაღებად. ამ პერიოდში ელექტროენერგიის ღირებულება უნდა შეფასდეს უფრო დაბალი ფასით, ვიდრე ელექტროენერგიის ღირებულება პიკის საათებში. მოთხოვნილება საღამოს პიკის საათებში განსაკუთრებით შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში ყოველთვის მეტია, მაგრამ ელექტროენერგიის წარმოება პიკის საათებში უფრო ძვირია როგორც თესებში, ისე ჰესებში. თბოელექტროსადგურებში იმიტომ, რომ სიმძლავრის გაყვანა პიკურ დატვირთვაზე საწვავის დამატებით მიწოდებას საცეცხლურში, ხოლო ჰესებში

მოითხოვს მაღალი კაშხლის განხორციელების გზით წყალსაცავის შექმნას. ამრიგად, დანახარჯების გაზრდის გამო პიკური ტარიფი ყოველთვის მეტი გამოდის და, როგორც სტატისტიკა უჩვენებს, შეიძლება 1,5-2-ჯერ მეტი იყოს არაპიკურ პერიოდში ე. ი. სისტემის დატვირთვის ბაზისში წარმოებული ელექტროენერგიის ტარიფთან შედარებით.

როცა მოდინებული ხარჯით მიღებული წყლის მოცულობა ნაკლებია დადგმული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო წყლის მოცულობაზე ე. ი. $Q_{\text{X}}^{\text{მოდ}} \cdot T < W_{\text{X}}$, მაშინ $W_{\text{წ}}$ დადებითია, რაც იმას ნიშნავს, რომ საჭიროა წყალსაცავიდან ავიღოთ საჭირო რაოდენობის წყლის მოცულობა.

ამრიგად, დღე-ღამის პიკურ ინტერვალში მიღებული გამომუშავება ფასდება პიკური ტარიფით $b^{\text{პ}}$ – და არაპიკურ ინტერვალში მიღებული ელექტროენერგია დაბალი არაპიკური ტარიფით – $b^{\text{ა-პ}}$.

ოქტომბერში წყალსაცავის დამუშავებასთან ერთად იზრდება გამომუშავების სიდიდე

$$\Theta_X^i = \frac{\left(W_{\text{მოდ}} + \Delta W_{\text{წ.ს}}\right) \cdot H_i \cdot \eta_{\text{ეჰ}}}{367.2} \quad i = 1,2,3 \ \ldots n, \tag{4.9}$$

სადაც $W_{\text{მოდ}} = Q_X \cdot T$ წარმოადგენს მოდინებული ხარჯით მიღებული წყლის მოცულობას $\Delta W_{\text{წ.ს}}$, $i = 1,2,3 \ \ldots \ n$ – წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა i–ურ სიღრმეზე დამუშავების პირობებში. – n წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის შესაბამისი დამუშავების სიღრმის $h_{\text{სას}} = Z_{\max} - Z_{\min}$ დაყოფის რაოდენობაა. ეს რაოდენობა წლიური რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავებისათვის შეიძლება აღებულ იქნას n =50÷100-ის ფარგლებში.

როცა i–ს ზრდასთან ერთად Θ_X^i მიაღწევს დადგმულის სიმძლავრით მიღებულ გამომუშავებას:

$$\Theta^{\max} = N_{\text{დად}} \cdot T; \tag{4.10}$$

სადაც $T = t^{\text{პ}} + t^{\text{ა-პ}} = 24$სთ.

წყალსაცავის დამუშავება უნდა შეწყდეს და ყველა დარჩენილი სიღრმეებისთვის გამომუშავება მუდმივი $\Theta^{\max}$–ის ტოლად უნდა იქნას მიჩნეული.

როცა ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმს ვიყენებთ სამართლიანი ტარიფის არსებობის პირობებში (4.9) ფორმულით მიღებული გამომუშავება უნდა დაიყოს პიკურ ინტერვალსა $t^{\text{პ}}$ და არაპიკურ ინტერვალში $t^{\text{ა-პ}}$ მიღებულ გამომუშავებად – $\Theta^{\text{პ}}$ და $\Theta^{\text{ა-პ}}$. პიკური გამომუშავება ტოლია:

$$\Theta_X^{\text{პ}} = \frac{t^{\text{პ}} \cdot Q_{\text{ტ}} \overline{H_i} \cdot \eta_{\text{ეჰ}}}{367.2} \text{ კვტ.სთ} \tag{4.11}$$

სადაც $W_{ს} = t^{ს} \cdot Q_{ტ}$ მ^3/წმ $t^{ს}$ საათებში ტურბინებში გასული წყლის მოცულობაა, რომელიც უზრუნველყოფს დადგმული სიმძლავრის მიღებას.

$\eta_{ეჰ} = \eta_{ტ} \cdot \eta_{გ}$ – ენერგომოწყობილობის მქკ-ია, რომელიც წარმოადგენს ტურბინისა და გენერატორის მქკ-ების ნამრავლს. მისი მნიშვნელობა აიღება ჰიდროტურბინის უნივერსალური საექსპლუატაციო მახასიათებლის გრაფიკიდან დაწნევის $\overline{H_i}$ -სა და განვითარებული სიმძლავრის N –ის მიხედვით.

რადგანაც წყალსაცავის დამუშავებასთან ერთად გამომუშავება იზრდება, იგი შეიძლება აღემატებოდეს პიკურ გამომუშავებას $Э_X^{ს}$. ამიტომ საჭიროა, ვიპოვოთ არაპიკურ ზონაში მიღებული გამომუშავება. იგი (4.9) და (4.11) განტოლებებით მიღებული გამომუშავებათა სხვაობის ტოლია:

$$Э^{აპ}(i) = Э_X^{i} - Э_X^{ს}(i) \qquad (4.12)$$

i–ურ დონეზე დამუშავებით მიღებული შემოსავალი კი გამოითვლება ფორმულით:

$$D_X(i) = Э_X^{ს}(i) \cdot k \cdot b^{აპ} + Э_X^{აპ}(i) \cdot b^{აპ} \qquad i = 1,2,3 \ \ldots i_x; \qquad (4.13)$$

ამ ფორმულაში $b^{აპ}$-ის მნიშვნელობა აიღება ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ბაზისურ რეჟიმში მომუშავე თბოელექტროსადგურზე გენერირებული ელექტროენერგიის ტარიფის ტოლად. i_x არის დამუშავების ის დონე, როცა არაპიკურ ინტერვალშიც სიმძლავრე აღწევს $N_{დად}$-ს და $D_X(i_x) = \max$ i დონეზე უფრო მეტად დამუშავებისას მოცემულ Nდად-სიმძლავრეზე ფრო მეტ სიმძლავრეს იძლევა მოდინებული ხარჯისა და წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობის გამოყენებით ნაანგარიშევი სიმძლავრე. ამიტომ წყალასაცავის შემდეგი დამუშავების ყველა ნიშნულზე სიმძლავრე უნდა ჩაითვალოს მუდმივად ე. ი. განსახილველ Nდად – სიმძლავრის ტოლად. ამის შემდეგ გადავდივართ შემდეგი თვის XI ნოემბრის განმავლობაში დონეების შესაძლო ცვალებადობით გამოწვეული შემოსავლების დადგენაზე.

პირველად განხილული უნდა იქნეს ოქტომბერში დამუშავებული წყალსაცავის დონეებიდან ნოემბრის ბოლოსათვის ნშდ-ის ნიშნულზე გასვლის ვარიანტები. ე.ი. ნახ. 4.8-ის მიხედვით Z_2^1 გასვლის ვარიანტები (ნახ.4.10).

გათვლებს ვიწყებთ Z_1^1 ნიშნულიდან Z_2^1 ნიშნულზე გასვლისას მისაღები შემოსავლის გაანგარიშებით. ამისთვის პირველ რიგში უნდა დავადგინოთ ტურბინებში გასული ხარჯი (4.6) ფორმულით და ამ ხარჯის მისაღებად საჭირო წყლის მოცულობა, ასევე შესაბამისი საჭირო გამომუშავება. ეს პარამეტრები უკვე გვქონდა ნაანგარიშევი ოქტომბრისთვის, როცა

წყალსაცავის დამუშავებას ვიხილავდით, მაგრამ ამჟამად ის განსხვავებაა, რომ ნოემბერში მოდინებულ საშუალო თვიურ ხარჯს კი არ დაემატება წყალსაცავის დამუშავებით მიღებულ $\Delta W_{წ}$, არამედ გამოაკლდება, რადგანაც მიდის წყალსაცავის გავსების პროცესი.

ამრიგად, თუ $N_{დად}$, სიმძლავრის მისაღებად საჭირო იყო $W_{XI} = t^{ი} \cdot Q_{ტ}$ მ^3, ეს მოცულობა უნდა მივიღოთ მოდინებული თვიური ხარჯით გამოთვლილ მოცულობას გამოკლებული წყალსაცავის გასავსებად საჭირო მოცულობა.

გამოდის, რომ $N_{დად}$ –ის მისაღებად ჩვენ უნდა გვქონდეს შემდეგი რაოდენობის წყლის მოცულობა:

$$W_{XI}^{საჭ}(i) = Q_{ტ\cdot i}^{XI} \cdot t^{ი} + \Delta W_{წ} \cdot i = Q_{ტ\cdot i}^{XI} \cdot t^{ი} \cdot T_{\text{XI}} \cdot 3600 + \Delta W_{წ} \cdot i \qquad (4.14)$$

სადაც $Q_{ტ\cdot i}^{XI}$ – ტურბინებში გამავალი ხარჯია XI თვეში i–ურ დონეზე დამუშავების პირობებში;

T_{XI} – დღეების რაოდენობა XI თვეში;

$\Delta W_{წ}$ – წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის n ნაწილად დაყოფის შედეგად მიღებული მოცულობაა.

მოდინებული ხარჯი რომ იძლეოდეს ასეთ მოცულობას, საჭიროა იგი ტოლი იყოს:

$$Q_{მოდ}^{XI}(i)_i = \left(Q_{ტ\cdot i}^{XI} \cdot t^{ი} \cdot T_{\text{XI}} \cdot 3600 + \Delta W_{წ} \cdot i\right) : 24 \cdot T_{\text{XI}} \cdot 3600 \text{ მ}^3/\text{წმ} \qquad (4.15)$$

XI თვეში მოდინებული რეალური ხარჯი $Q_{მოდ}^{XI}(რ)$, როგორც წესი ნაკლები გამოდის (4.15) ფორმულით გამოთვლილ ხარჯზე. ამიტომ XI თვეში ვერ ვღებულობთ მოთხოვნილ დადგმულ სიმძლავრეს.

ვანგარიშობთ XI თვის რეალურ სიმძლავრეს და მის შესაბამის გამომუშავებას. ამისთვის ჯერ ვანგარიშობთ წყლის მოცულობის დანაკლისს – $N_{დად}$ -ის მისაღებად. პიკურ ინტერვალში

$$\Delta W_{დან}(i) = \left(Q_{მოდ}^{XI}(რ) - Q_{მოდ}^{XI}(ს)_i\right) \cdot \left(t^{ი} + t^{ა\cdot ი}\right) \cdot T_{\text{XI}} \cdot 3600$$

მაშინ გამომუშავება, რომელსაც რეალურად XI თვეში პიკურ ინტერვალში $-t^{ი}$-ში მივიღებთ, გამოითვლება ფორმულით:

$$Э_{XI}^{i}\left(Z_2^1\right) = \frac{W_{XI}^{საჭ}(i) - \Delta W_{დან}(i) \cdot \overline{H_i} \cdot \eta_{ეჰ}}{367.2} \text{ კვტ.სთ}, \qquad (4.16)$$

შესაბამისი შემოსავალი ტოლი იქნება:

$$D_{XI}^{i}(Z_2^1) = Э_{XI}^{i}(Z_2^1) \cdot k \cdot b^{ა\cdot ი} \qquad (4.17)$$

თუ აღმოჩნდა, რომ $Q^{XI}_{მოდ}(რეალური) > Q^{XI}_{მოდ}(სასარგებლო)_i$, მაშინ ზედმეტი როდენობის მოდინებული ხარჯი უნდა გამოვიყენოთ დღე-ღამის არაპიკურ ინტერვალში – $t^{ააე}$ ენერგიის მისაღებად, რომლის მნიშვნელობაც გამრავლდება არაპიკურ ტარიფზე, რაც მოგვცემს დამატებით შემოსავალს.

ასე გაგრძელდება ანგარიშები i=1,2,3 ... n დამუშავების დონეებისათვის. ბოლოს ვითვლით შემოსავალს ოქტომბერში წყალსაცავის დამუშავების ყველა დონისთვის i=1,2,3 ... n შემდეგი ფორმულით:

$$D_X(i) + D^i_{XI}(Z^1_2) \qquad i=1,2,3 \ \dots n; \tag{4.18}$$

ამ მნიშვნელობებს შორის ვიმახსოვრებთ მაქსიმალურ მნიშვნელობას და მის შესაბამის i -ურ დონეს. ცხადია, ეს დონე გვიჩვენებს წყალსაცავში რომელიღაც ფიქსირებულ დონეს XI თვის დასაწყისში $Z^{ოპტ}_1$-ს. ვიმახსოვრებთ (4.18) ფორმულით მიღებულ მის შესაბამის შემოსავალს.

$D_X(i) + D^i_{XI}(Z^1_2) = \max$ რომელიღაც $i = i_x$ მნიშვნელობისათვის.

რადგანაც ჩვენი განსახილველი მეთოდოლოგიის მიხედვით ვერ დავადგენთ ბაზისური და პიკური ტარიფების რეალურ მნიშვნელობებს ამ ეტაპზე საჭიროა გავითავლისწინოთ მხოლოდ ის ფაქტი, რომ პიკის საათებში მიღებული ელექტროენერგიის ღირებულება არაპიკურ ინტერვალში მიღებულზე მეტია. ზემოთ აღნიშნულის თანახმად, ეს შეიძლება შეფასდეს $k = \frac{Э^{ბაზრ.}_{საშ.წლ.}}{Э^{i}_{საშ.წლ.}}$ კოეფიციენტით.

შემდეგ გადავდივართ – Z^2_2 ნიშნულზე წყალსაცავის დამუშავების ყველა ვარიანტის განხილვაზე.

პირველად ისევ ვანგარიშობთ სატურბინო ხარჯს $N_{დად}$ –ის მისაღებად ფორმულით:

$$Q^{XI}_{ტi} = Q^{XI}_{მოდ} + Q_W(i) = \frac{N_{დად}}{9.8 \cdot \overline{H_1} \cdot \eta_{ემ}}, \tag{4.19}$$

სადაც $Q_W(i)$ წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობით მიღებიული ხარჯია შესაბამის i -ურ დონეზე დამუშავების პირობებში.

$\overline{H_i}$ i–ურ დონეზე დამუშავების პირობებში ტურბინებში განვითარებული დაწნევაა, რომელიც გამოითვლება ზემო და ქვემო ბიეფში დამყარებული ნიშნულების პირობებში ნახ. 4.8 და 4.9-ზე მოცემული გრაფიკების გამოყენებით

$$\overline{H_i} = \frac{Z^i_{ზ.ბ.} - Z_{ქბ.} + Z^{i-1}_{ზ.ბ} - Z_{ქბ.}}{2} \tag{4.20}$$

შესაბამისი წყლის მოცულობა ტოლია:

$$W_{\text{XI}}^{\text{საჭ}}(i) = T_{\text{XI}} \cdot t^{\text{ა}} Q_{\text{ტ.}}^{XI}$$

საჭირო მოდინებული ხარჯის შესაბამისი მოცულობა:

$$W_{\text{მოდ}}^{\text{საჭ}}(i) = W_{\text{XI}}^{\text{საჭ}}(i) + \cdot i_{\Delta} W_{\text{წ.}}$$

ამ მოცულობის შესაბამისი ხარჯი ტოლი იქნება:

$$Q_{\text{მოდ}}^{\text{საჭ}}(i) = \frac{W_{\text{მოდ}}^{\text{საჭ}}(i)}{T_{\text{XI}} \cdot \left(t^{\text{ა}} + t^{\text{აა}}\right)}$$

რეალურად მოდინებული ხარჯი ჰიდროგრაფიის მიხედვით არის $Q_{\text{მოდ.XI}}^{\text{რეალ}}$, რის გამოც საჭირო მოცულობის დანაკლისი ტოლი იქნება:

$$\Delta W_{\text{დან.}}^{(i)} = \left(Q_{\text{მოდ.XI}}^{\text{რეალ}} - Q_{\text{მოდ.}}^{\text{საჭ}}(i)\right) T_{\text{XI}} \cdot \left(t^{\text{ა}} + t^{\text{აა}}\right)$$

მაშინ XI თვის გამომუშავება Z_2^2 ნიშნულზე გასვლისას შემდეგნაირად გამოითვლება:

$$\text{Э}_{\text{XI}}^{i}\left(Z_2^2\right) = \frac{W_{\text{XI}}^{\text{საჭ}}(i) - \Delta W_{\text{დან.}}(i)}{367{,}2} \cdot \overline{H_i} \cdot \eta_{\text{ე.ე.}} \qquad i=1,2,3 \ \ldots n; \tag{4.21}$$

შესაბამისი შემოსავალი ნოემბერში იანგარიშება:

$$D_{\text{XI}}^{i}(Z_2^2) = \text{Э}_{\text{XI}}^{i}(Z_2^2) \cdot b^{\text{ა}} \cdot t^{\text{ა}} \qquad i=1,2,3 \ \ldots n;$$

სადაც i - უჩვენებს $Z_{\text{ზ.პ.}}^{i}$ დონეების მიხედვით გამოთვლილი დაწნევების მნიშვნელობების ინდექსებს.

თუ ამ შემოსავლებს შევკრებთ ოქტომბერში მიღებულ შემოსავლებთან და შევადარებთ მათ სიდიდეებს ერთმანეთს რომელიმე $Z_{\text{ზ.პ.}}^{i_X}$ ნიშნულთან, მივიღებთ მაქსიმალურ შემოსავალს. ე. ი. საჭიროა ნოემბრის ბოლოს ფიქსირებული Z_2^2 დონისთვის ვიპოვოთ ოქტომბრისა და ნოემბრის შემოსავლების ჯამების მაქსიმალური მნიშვნელობა, რომელიც დადგება ოქტომბერში დამუშავების რომელიღაც i დონისთვის, მის შესაბამის ნიშნულს ისევ აღვნიშნავთ $Z_1^{\text{ოპტ}}$-ით. ამრიგად,

$$D_X(i_x) + D_{XI}^{i}(Z_2^2) = \max \tag{4.22}$$

რომელიღაც $i = i_{\text{X}}$ მნიშვნელობისათვის.

ვაგრძელებთ ასეთივე მიმდევრობით ანგარიშებს $Z_2^3,\ Z_2^4, \ldots Z_2^n$-დონეებისთვის და ვპოულობთ შესაბამის ოპტიმალურ დონეებს ოქტომბრის ბოლოსათვის. ვიმახსოვრებთ ამ დონეების შესაბამის ოქტომბრისა და ნოემბრის შემოსავლების ჯამს გამოთვლილს (4.22) ფორმულით, რომელსაც განზოგადებული ჩაწერით ექნება შემდეგი სახე:

$$D_X(i_x) + D_{XI}^{ix}(Z_2^2) = \max \qquad i=1,2,3 \ \dots n; \tag{4.23}$$

ამ ფორმულით გამოთვლილ ყველა მაქსიმალურ შემოსავლებს შეესაბამება ნოემბრის დასაწყისში სხვადასხვა ოპტიმალური ნიშნულები $Z_2^{ოპტ}$-ს, რომლებსაც ვიმახსოვრებთ.

შემდეგ გადავდივართ Z_3 ნიშნულზე და ზემოთ ნაჩვენები მიმდევრობით ვანგარიშობთ შემოსავლებს იმ შემთხვევისათვის, როცა ამ ნიშნულზე გავდივართ ყველა წინა ნიშნულებიდან $Z_2^1, Z_2^2, \dots Z_2^n$. ამ შემოსავლებს ვუმატებთ ყველა წინა ინტერვალში ნაპოვნ ოპტიმალური ნიშნულების შესაბამის შემოსავლებს,

$$\left[D_X(i_x) + D_{XI}^{ix}(Z_2^2)\right]_{\max} + D_{XII}^{i} \qquad i=1,2,3 \ \dots n; \tag{4.24}$$

და მათ შორის ვაფიქსირებთ მაქსიმალურ შემოსავალს რომელიღაც i_x დონეზე, რომელიც შეესაბამება $Z_2^{ოპტ}$. შემდეგ ასევე ვანგარიშობთ $Z_3^2, Z_3^3, \dots Z_3^n$ ნიშნულებისთვის და მაქსიმალური შემოსავლების მიხედვით ვპოულობთ $Z_3^{ოპტ}$ მნიშვნელობებს. ამრიგად, დეკემბერში გვექნება, როგორც მაქსიმალური შემოსავლების სიდიდეები:

$$D_X(i_x) + D_{XI}(i_x) + D_{XII}^{ix}(Z_3^i) = \max \qquad i=1,2,3 \ \dots n; \tag{4.25}$$

ასევე მისი შესაბამისი $Z_2^{ოპტ} = f(Z_3)$ ფუნქცია, რომელიც საშუალებას იძლევა დეკემბრის ბოლოს დამყარებული დონისთვის ვიპოვოთ დეკემბრის დასაწყისში ანუ ნოემბრის ბოლოსთვის ისეთი ოპტიმალური ნიშნული, რომელიც ოქტომბრის, ნოემბრისა და დეკემბრის შემოსავლების ჯამის მაქსიმუმს მოგვცემს.

ასეთ ანგარიშებს ვაგრძელებთ სექტემბრის დასაწყისამდე. ამ თვის ბოლოსთვის წყალსაცავი გავსებული უნდა იყოს. ვიხილავთ გავსების ვარიანტებს წინა თვისთვის დადგენილი ოპტიმალური ნიშნულებიდან $Z_{n-1}^{ოპტ}$ დან Z_n^1-მდე. რადგან ვიცით ყველა წინა თვის ოპტიმალური ნიშნულები, ვაერთებთ $Z_1^{ოპტ}$-მდე ყველა ხაზს და ვღებულობთ წყალსაცავის დამუშავების გრაფიკს. აღნიშნულ ანგარიშში გასათვალისწინებელია ის გარემოება, რომ ძლიერ გაზრდილი სიდიდის დადგმული სიმძლავრის დანიშვნის დროს შესაძლებელია წყალდიდობის დამთავრებისას, ანუ მაისის ბოლოსათვის წყალსაცავი არ გაივსოს.

ასეთ შემთხვევაში მარტი, აპრილი და მაისის თვეებში განსახილველი ვარიანტის დადგმული სიმძლავრე უნდა შემცირდეს $5 \div 20\%$-ის ფარგლებში. ცნობილი სასარგებლო მოცულობის მქონე წყალსაცავის პირობებში ის დადგმული სიმძლავრე იქნება მისაღები, რომლის დროსაც მოხდება წყალსაცავის მკვდარი მოცულობის დონემდე დამუშავება მარტის დასაწყისისათვის და ავსება ნორმალური შეტბორვის დონემდე მაისის ბოლოსათვის.

ნაწილი II

თავი V. ჰესის მოწყობილობები და შენობები

5.1. ჰესის შენობის ძირითადი ტიპები და მათი შეთანწყობა

ჰიდროელექტროსადგურის შენობა წარმოადგენს ჰიდროტექნიკურ ნაგებობას, სადაც ხორციელდება წყლის მექანიკრი ენერგიის გარდაქმნა ელექტროენერგიად. ამ მიზნით მასში განთავსებულია ჰიდრომექნიკური და ელექტრული მოწყობილობები. ჰესის შენობის კონსტრუქციამ და შეთანწყობამ უნდა უზრუნვე ლყოს მასში განთავსებულ მოწყობილობათა საიმედო მუშაობა და ექსპლუატაცია. ზოგიერთი ტიპის ჰესის შენობა, გარდა ზემოთ აღნიშნული ძირითადი ფუნქციისა, ითავსებს წყალსაგდები ნაგებობის როლს.

ჰესის შენობის ტიპის კლასიფიცირება შეიძლება სხვადასხვა ნიშნის მიხედვით. მათ შორის ყველაზე მიზანშეწონილია კლასიფიცირება იმ სქემის მიხედვით, რომლითაც ტურბინებში იქმნება წნევა:

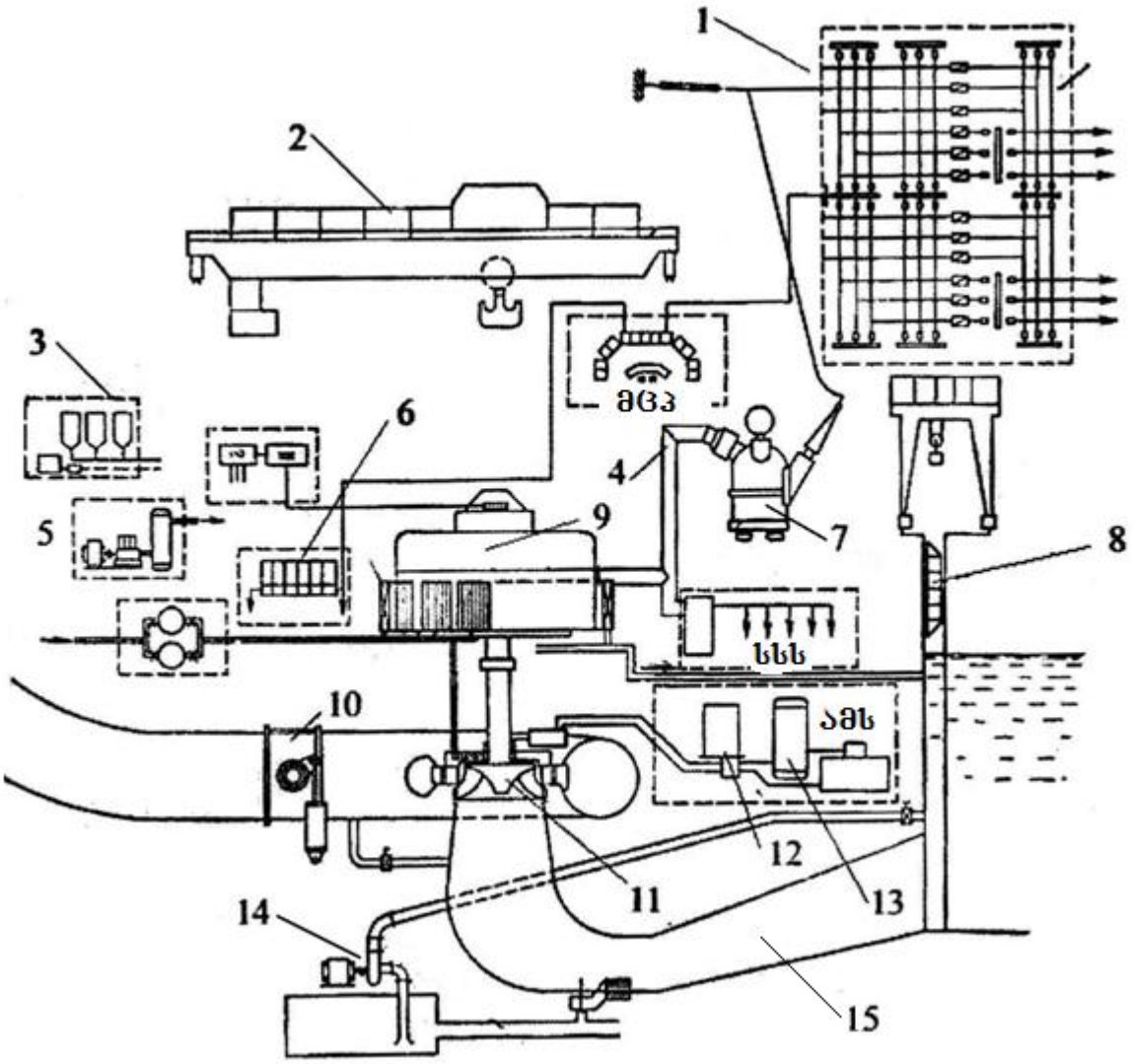
1. კალაპოტური ჰესის შენობა;
2. კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობა;
3. დერივაციული ჰესის შენობა;

გარდა აღნიშნულისა, ჰესის შენობებს განასხვავებენ მიწის თავისუფალი ზედაპირის მიმართ მათი განლაგების მიხედვით:

1. მიწის ზედაპირზე განლაგებული ჰესის შენობები;
2. მიწის ქვეშ გრუნტის მასივში განლაგებული ჰესის შენობები;
3. ნახევრად მიწის ქვეშ განლაგებული ჰესის შენობები, რომლებშიც ჰესის შენობის ძირითადი ნაწილი განლაგებულია გრუნტის მასივში, ხოლო ზედა ნაწილი თავისი გადახურვით განთავსებულია მიწის ზედაპირზე;
4. ჩაშენებული ჰესის შენობები, რომლის მთლიანი ნაგებობა განთავსებულია ბეტონის კაშხლის ტანში ან კონტრფორსული კაშხლის კონტრფორსებს შორის;

ჰესის შენობაში განთავსებული მოწყობილობების მთავარი ფუნქცია არის ელექტროენერგიის გამომუშავება ისეთ რეჟიმში, რომელიც ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის გრაფიკში დაიჭერს მომხმარებლისათვის მისაღებ ოპტიმალურად ხელსაყრელ ადგილს.

ჰესის შენობაში განლაგებული სხვადასხვა მოწყობილობის შემადგენლობა და ურთიერთკავშირი ნათლად არის წარმოდგენილი ტექნოლოგიური ბლოკსქემის ფორმით, რომელიც ნაჩვენებია ნახ. 5.1-ზე.



ნახ. 5.1. ჰესის მოწყობილობის ტექნოლოგიური სქემა.

1. მაღალი ძაბვის სტაციონარული გამომყვანები; 2. მთავარი ამწე კრანი; 3. საზეთე მეურნეობა; 4. დენსატარი; 5. პნევმატური მეურნეობა; 6. კონტროლისა და მართვის სისტემა; 7. ტრანსფორმატორი; 8. გამწოვი მილის საკეტი; 9. გენერატორი; 10. წინასატურბინო საკეტი; 11.ტურბინა, 12. მართვის სვეტი; 13. ზეთსაწნეო დანადგარი; 14. წყლის გადასაქაჩი სისტემა. 15. გამწოვი მილი.

ჰესის ჰიდროძალოვანი მოწყობილობების შემადგენლობაში შედის ჰიდროტურბინები და ჰიდროგენერატორები. ნახ. 5.1-ზე ნაჩვენებია რეაქტიული ტურბინა მიმყვანი მილსადენის ბოლო მონაკვეთით, რომელზეც განთავსებულია წინასატურბინო საკეტი და გამომყვანი ნაწილი, რომელიც განხორციელებულია გამწოვი მილის სახით, ჰესზე არსებული დაწნევის მიხედვით შესაძლებელია დადგმული იყოს რადიალურ-ღერძული (ფრენსისი), მოსაბრუნებელ ფრთიანია, ღერძული ანდა დიაგონალური და ჩამჩიანი ტურბინა, რომელთა კონსტრუქციებს და თავისებურებებს მოგვიანებით გავეცნობით.

ტურბინის სპირალური კამერის მარჯვნივ ნაჩვენებია (САР) ავტომატური რეგულირების სისტემა (**АРС**), რომლის დანიშნულებაც არის ტურბინის მართვა რადიალურ- ღერძული ტურბინის მიმმართველი აპარატის გაღების ცვლილებების გზით. თუ მოსაბრუნებელ-ფრთიანი ტურბინა იქნება დაყენებული, რეგულირება ხდება ხარჯის მარეგულირებელი ნემსის საშუალებით, ჩამჩიანი ტურბინის შემთხვევაში კი რეფლექტორის გამოყენებით.

АРС – ავტომატური რეგულირების სისტემა უზრუნველყოფს აგრეგატის ბრუნვის სიხშირის ავტომატურად შენარჩუნებას და იცავს აგრეგატს გაქცევისაგან, რაც შესაძლებელია მოხდეს მოკლე ჩართვის გამო, როცა დატვირთვა მოულოდნელად მოიხსნება. **АРС**-ის შემადგენლობაში შედის ზეთსაწნეო დანადგარი **МНУ** (МНУ), რომელიც სპეციალური ზეთით კვებავს სერვომატორის მართვის სვეტებს **МС** (КУ – колонки управления).

ჰიდროგენერატორის დანიშნულებაა ტურბინისაგან მიღებული მექანიკური ენერგიის ელექტროენერგიად გარდაქმნა, რომელიც სპეციალური მოწყობილობის გამოყენებით მიეწოდება ელექტროენერგეტიკულ სისტემას. სტანდარტული სიხშირის– 50 ჰერცის (ზოგ ქვეყანაში 60ჰც) შესანარჩუნებლად როტორის ბრუნვის სიხშირე მისი დატვირთვის ქვეშ ყოფნისას უნდა იყოს მუდმივი. ნახაზზე გენერატორის ზევით მარცხნივ ნაჩვენებია СВ (Система Возбуждения)–აღგზნების სისტემა (**АС**), რომელიც როტორის გრაგნილს კვებავს მუდმივი დენით, რადგან აღგზნების შეწყვეტა მყისიერად იწვევს გენერატორის სიმძლავრის ნულამდე შემცირებას СВ –წარმოადგენს მეტად პასუხსაგებ მოწყობილობას და, როგორც წესი, თითოეული გენერატორისათვის ინდივიდუალურად მზადდება.

გენერატორზე აქვს СО (Система охлаждения) – გაცივების სისტემა (**ГС**). მიუხედავად იმისა, რომ ჰიდროგენერატორის **მ ქ კ** მაღალია და აღწევს 98,8%-ს დანაკარგი გრაგნილებში შეიძლება იმდენად დიდი იყოს, რომ გამოიწვიოს მისი გახურება ძალიან მაღალ ტემპერატურამდე. ამიტომ გრაგნილში და მის აქტიურ ფოლადში ტემპერატურის დასაშვებ ზღვარში შესანარჩუნებლად აუცილებელია სითბოს მუდმივი გამოყვანა გარეთ, რაც ხორციელდება გაცივების სისტემის მოწყობით. ამისათვის გამოიყენება წყლის ცირკულაციის სისტემა СТВ(Система технического Водоснабжения) ნახაზზე იგი ნაჩვენებია გენერატორის მარცხნივ კვადარტში ჩასმული ორი რგოლით.

ტურბინისა და ჰიდროგენერატორისაგან შემდგარი კომპლექსი ხშირად იწოდება ჰესის აგრეგატად. მისი რაოდენობა ეკონომიკურ მოსაზრებათა საფუძველზე დგინდება.

ელექტრულ მოწყობილობას წარმოადგენს დენის გამტარები გენერატორიდან ძალოვნურ ტრანსფორმატორამდე, საკუთარი საჭიროებისათვის მისაწოდებელი ელქტროგამტარები და

მართვის ცენტრალური პუნქტი, რომელიც ნახაზზე ნაჩვენებია გენერატორის თავზე ოდნავ მარჯვნივ შემდეგი აღნიშვნით ЦПУ (Центральный Пункт Управления) **ᲪᲞᲣ** .

სინქრონული გენერატორების ძაბვა არც ისე დიდია, რადგანაც იგი 3.5-24 კვ-ს ფარგლებშია, რის გამოც ელექტრული სიმძლავრის მიყვანა გენერატორიდან ტრანსფორმატორამდე ხორციელდება დიდი დენის ძალის პირობებში, რაც ითხოვს დიდი განივკვეთის მქონე დენგამტარების არსებობას. თუ სიმძლავრე 100 მგვა-ს (მეგავოლტამპერი) არ აღემატება, დენგამტარი შეიძლება ღია წესით იქნას განხორციელებული, მაგრამ თუ უფრო მეტი სიმძლავრის მიყვანა გვჭირდება ტრანსფორმატორამდე, საჭიროა სპეციალური კაბელების გამოყენება. რადგან ასეთი დენგამტარების ღირებულება დიდია და ამავე დროს მასზე ენერგიის დიდ დანაკარგებს აქვს ადგილი, საჭიროა მათი სიგრძე მაქსიმალურად შევამციროთ, რის გამოც საჭიროა ვეცადოთ ამამაღლებელი ტრანსფორმატორი მივუახლოვოთ ჰიდროგენერატორს.

ძალოვანი ტრანსფორმატორები ძაბვას აწევენ ისეთ მნიშვნელობამდე, რომელიც უზრუნველყოფს მცირე დანაკარგებით დენის გადაცემას დიდ მანძილებზე, მაგალითად, 110 კვ-დან 750კვ-მდე ძაბვის აწევის შემთხვევაში შესაძლებელია დენის გადაცემა 50კმ-დან 2000კმ-მდე. როგორც წესი, ტრანსფორმატორები უნდა განთავსდეს ღიად ჰაერში მიწის ზედაპირზე, მაგრამ როგორც გამონაკლისი მიწისქვეშა ჰესის შენობის პირობებში შესაძლებელია მათი განთავსება მიწის სიღრმეში. რადგანაც მათი მუშაობის პიროებებში გრაგნილებში ხდება სითბოს გამოყოფა, ისინი მოითხოვენ გაცივების სისტემის მოწყობას, რაც ხერხდება ჰაერის დაბერვის ან წყლის სპირალების მოწყობის გზით. მას უფრო დაწვრილების განვიხილავთ ქვემოთ.

ღია გამანაწილებელი მოწყობილობა იკვებება ტრანსფორმატორებისაგან და მისი დანიშნულებაა მაღალი ძაბვის საჰაერო ხაზებით **ᲡᲮ** ВЛ(Воздушние линии) ელექტროენერგია მიაწოდოს შორ მანძილზე არსებულ მომხმარებელს.

ნახ. 5.1-ზე ნაჩვენები საკუთარი საჭიროების სისტემა (**ᲡᲜᲡ**) (СН) ელექტროენერგიით უზრუნველყოფს ზეთსაწნეო დანადგარს (МНУ)ტექნიკურ წყალმომარაგებას (ТВ) და დრენაჟს, ავტომატურ მოწყობილობებს, ჰესის შენობის შიგა და გარე განათებას და სხვ.

საკუთარი საჭიროების (СН)-ის საიმედოობა უნდა იყოს ძალიან მაღალი, რაც რეზერვირებით მიიღწევა. კვება (СН)-მა უნდა მიიღოს გარედან– ენერგოსისტემიდან.

ჰესის მუშაობის უსაფრთხოების უზრუნველყოფისათვის დიდი მნიშვნელობა აქვს მართვის სისტემის კონტროლს СКУ (Система Контроля Управления). იგი მოიცავს უამრავ მოწყობილობას, რომელიც აკონტროლებს აგრეგატისა და სხვა მოწყობილობების გამართულ

მუშაობას. თუ აღმოჩნდება, რომ რომელიმე მათგანის მუშაობის რეჟიმი ირღვევა, იძლევა სიგნალს და იმპულსს აგრეგატის ავტომატური გაჩერებისათვის.

СКУ-ში შედის აგრეთვე მართვის ორგანოები, რომლებიც უზრუნველყოფენ მართვის კომპლექსურ ავტომატიზაციას, რაც მოსამსახურე პერსონალის რაოდენობას მინიმუმამდე ამცირებს და ზოგჯერ შესაძლებელია პერსონალის გარეშე მართვაც. ყველა მართვის კონტროლის მნიშვნელოვანი ორგანოები გამოყვანილია მართვის ცენტრალურ პუნქტში ЦПУ (Центральный пункт управления), რომელიც ნახაზზე ნაჩვენებია გენერატორის ზევით მარჯვენა მხარეს. აქვე ნაჩვენებია ჯოჯგინა ამწე მექანიზმი, რომელსაც მოძრაობა და ისეთი მძიმე ტვირთების, როგორიცაა ტურბინა და გენერატორის კორპუსი, გადატანა შეუძლია ჰესის სამანქანო შენობის გასწვრივ სამონტაჟო მოედნამდე.

ჰესის მექანიკური მოწყობილობები, რომლებიც განთავსებულია სამანქანო შენობის შიგნით, წარმოდგენილია საკეტებით და ამწე სატრანსპორტო მექანიზმებით.

ტურბინისწინა საკეტი, რომელიც შეიძლება იყოს როგორც სფერული, ასევე დისკური, ეწყობა როცა წყალი ტურბინაზე მიიყვანება დაწნევით და განშტოებით ცალ-ცალკე. მათი დანიშნულებაა შეამციროს ან გაზარდოს მიმმართველ აპარატში წყლის ხარჯი. ამასთანავე ისინი უზრუნველყოფენ აგრეგატის ავარიულ დაცვას, როცა მოხდება ტურბინის ავტომატური რეგულირების სისტემის მწყობრიდან გამოსვლა.

იმისთვის, რომ მოხერხდეს ტურბინის მდგომარეობის დათვალიერება და ჩატარდეს სარემონტო სამუშაოები. ტურბინის გამდინარე ნაწილში გამწოვი მილის ბოლოში ეწყობა საკეტი. მათი მუშაობაში მოსაყვანად მის თავზე ეწყობა სპეციალური კრანი.

ჰესის შენობაში განთავსებულია დამხმარე მოწყობილობები: ტექნიკური წყალმომარაგებოს სისტემა, პნევმატური მეურნეობა, საზეთე მეურნეობა, ტურბინის გამდინარე ნაწილში დაგროვილი წყლის გამოსატუმბი (გამოსაქაჩი) მოწყობილობები. ტექნიკური წყალმომარაგების დანიშნულებაა ტურბინის გამაცვიებელი სისტემის წყლით მომარაგება. წყალმომარაგების სატუმბ სადგურს წყლის აღება შეუძლია ქვემო ბიეფიდან. სისტემაში გაშვებული წყალი სუფთა უნდა იყოს, ამიტომ აღებულ წყალს უკეთდება ფილტრები. ტექნიკური წყალმომარაგების ТВ (Техническое водоснабжение) გამართულ მუშაობაზე მნიშვნელოვნად არის დამოკიდებული ჰესის საიმედო მუშაობა.

დამხმარე მოწყობილობებში ერთიანდება პნევმატური მეურნეობა (**ЗВ**) (Пневматическое хозяйство). იგი შეკუმშული ჰაერით ამაგრებს ჰიდროძალოვნურ და ელექტრომოწყობილობებს. პნევმატური მეურნეობის სისტემა შედგება კომპენსატორისაგან, ჰაერის მიმღები რესივერისაგან და შეკუმშული ჰაერის გამტარი მილებისაგან. მაღალი

წნევით შეკუმშული ჰაერი (4,0, 6,4 მგპა) გამოიყენება ზეთსაწნეო დანადგარის ქვაბების დასამუხტად, საჰაერო ელექტრული გამომრთველებისათვის სამუშაო თვლისაგან წყლის მოსაშორებლად, როცა აგრეგატი გადადის სინქრონული კომპენსატორის რეჟიმში.

შეკუმშული ჰაერის მიცემას შესაბამის კვანძებში დიდი მნიშვნელობა აქვს ჰესის გამართული მუშაობისათვის და ამიტომ გაუთვალისწინებელი შეფერხებისას არსებობს სათანადო რეზერვი, რომლის გამოყენება ხდება ავტომატური სისტემის მოქმედებით.

ზეთსაწნეო მეურნეობა უზრუნველყოფს (МХ Маслянное хозяйство) სათანადო მოწყობილობებს ტურბინის საპოხი და ტრანსფორმატორის საიზოლაციო ზეთით მომარაგებას. აქ არსებობს სათანადო მარაგი, საჭიროებისამებრ ნამუშევარი ზეთის ჩასანაცვლებლად.

წყლის ამოსაქაჩი სისტემა (СОВ) (Систем откачки Воды) უზრუნველყოფს ტურბინის გამდინარე ნაწილიდან ტურბინის გაჩერების შემდეგ ამ ადგილებში ჩარჩენილი წყლის მოშორებას. სისტემაში განლაგებულმა ტუმბოებმა 4-8 სთ-ის განმავლობაში უნდა შეძლონ ზემოთ აღნიშნულ სივრცეში არსებული წყალი გადაქაჩონ ქვედა ბიეფში.

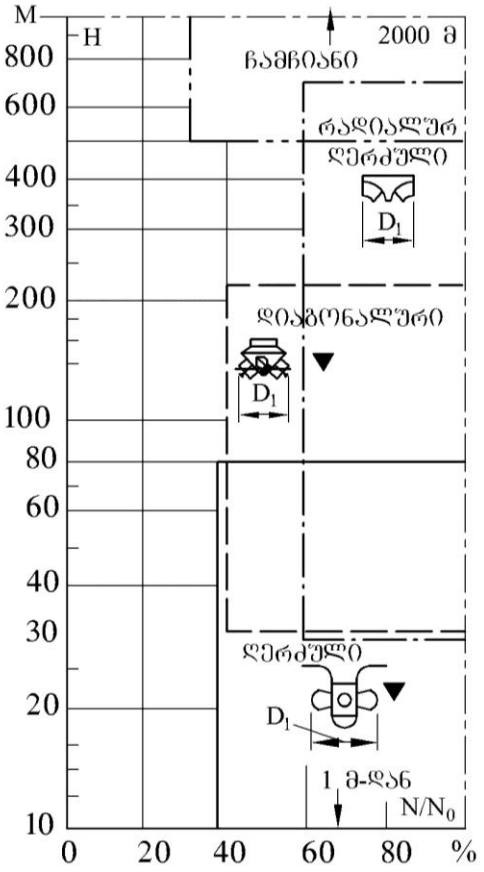
ჰესის შენობაში აუცილებლად უნდა იყოს ხანძარსაწინააღმდეგო და სანიტარულ-ტექნიკური მოწყობილობები. რადგანაც ჰესის შენობაში არის მრავალი პუნქტი, სადაც მოულოდნელად შეიძლება მოხდეს მოკლე ჩართვა და გაჩნდეს ხანძარი, აუცილებლად გათვალისწინებული უნდა იქნას წყლისა და ქაფის ავტომატურად სწრაფად მიწოდების საშუალება დანიშნულების ადგილზე. გარდა ამისა, სანიტარულ-ტექნიკური მოწყობილობით უნდა უზრუნველყოფილი იყოს სასმელი წყლის მიწოდება შენობაში. მისი გათბობა ხდება კონდენცირებული ჰაერით და სხვა სანიტარული მოწყობილობებით.

5.2. ჰიდროტურბინები და მათი შერჩევა

ჰიდროტურბინა წარმოადგენს ძირითად მექანიკურ მოწყობილობას ჰესის შენობაში, რომლის საშუალებით ხორციელდება წყლის მექანიკური ენერგიის ელექტროენერგიად გარდაქმნა. მისი ტიპისა და პარამეტრების შერჩევა ხდება ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებების საფუძველზე. ამ გაანგარიშებების შედეგად პირველად უნდა დადგინდეს ჰესის აგრეგატების ეკონომიკურად ეფექტური დადგმული სიმძლავრე. ასეთი სიმძლავრის მისაღებად უნდა გაირკვეს, რა ტიპის და რა რაოდენობის ტურბინის დადგმა იქნება მიზანშეწონილი.

ამ საკითხის გადაწყვეტაში ძირითად როლს თამაშობს ოპტიმიზაციის ანგარიშებით დადგენილი საანგარიშო დაწნევა და ის საანგარიშო ხარჯი, რომელიც ამ წნევის პირობებში უნდა გაატაროს ტურბინამ. ეს ორი პარამეტრი განსაზღვრავს ტურბინის მაქსიმალურ სიმძლავრეს, მაგრამ ჰესის ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის გრაფიკში

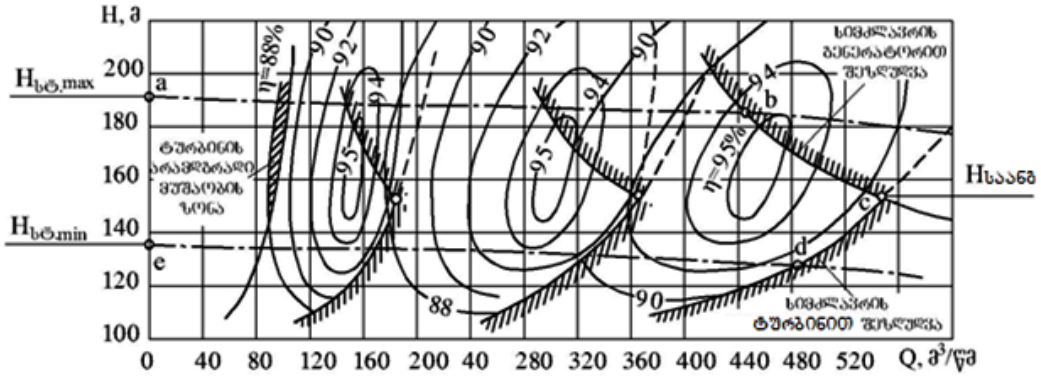
მონაწილეობის გამო სიმძლავრე შეიძლება შეიცვალოს დიდ დიაპაზონში. ასეთი ცვლილება იწვევს მარგი ქმედების კოეფიციენტის შეცვლას, რამაც შეიძლება მნიშვნელოვანი ენერგიის დანაკარგი გამოიწვიოს დიაპაზონის გაზრდის პირობებში, რის გამოც აუცილებელია ამ ფაქტორების გათვალსწინება ტურბინის ტიპის შერჩევის პროცესში. აღნიშნული ფაქტორების გათვალისწინებით ტურბინის ტიპის შერჩევის საორენტაციო სქემა ნაჩვენებია გრაფიკულად ნახ. 5.2-ზე ვერტიკალურ ღერძზე გადაზომილია საანგარიშო დაწნევა.



ნახ. 5. 2

აბსცისაზე ტურბინის სიმძლავრის ცვლილების ფარდობა მის მაქსიმალურ სიმძლავრესთან პროცენტებში გამოსახული. ნახაზზე სქემატურად ნაჩვენებია წნევის სხვადასხვა დიაპაზონში მომუშავე ტურბინის ტიპები. როგორც ნახაზიდან ჩანს, ზოგი ტიპის ტურბინას შეუძლია სიმძლავრის ცვალებადობის დიდ დიაპაზონში მუშაობა. მართალია, სიმძლავრის საანგარიშო მაქსიმალურ სიმძლავრესთან შედარებით 50%-ით შემცირების შემთხვევაში **მქკ** მნიშვნელოვნად მცირდება, მაგრამ ტურბინა ასეთ შემთხვევაში არ ითიშება და სიმძლავრესაც იძლევა. ეს მაინც დადებითი ფაქტორია და ისეთი ტურბინის, როგორიცაა რადიალურ ღერძული ტურბინების ფრთების მოხაზულობის კვლევითი სამუშაოები, მიზნად ისახავს იმის მიღწევას, რომ ამ ტიპის ტურბინებმა შეძლონ სიმძლავრე აიღონ 40-50%-ით შემცირების

დროსაც, თუ როგორ იცვლება ტურბინის **მქკ** წნევისა და ხარჯის ცვლილებასთან დაკავშირებით შეგვიძლია ვნახოთ ნახ. 5.3-ზე, სადაც ნაჩვენებია ჰესის ტურბინის დაწნევა-ხარჯითი საექსპლუატაციო მახასიათებელი, ამ გრაფიკზე დატანილია ჰესის წყალსაცავის მიხედვით დადგენილი მაქსიმალური სტატიკური *a-b* და მინიმალური *e-d* დონეები.



ნახ.5.3

ასევე ნაჩვენებია სიმძლავრის გენერატორით შეზღუდვის *b-c* ხაზი და სიმძლავრის ტურბინით შეზღუდვის *c-d* ხაზი. აღნიშნულ ხაზებს შორის მოქცეულ სივრცეში, სადაც დატანილია ერთნაირი **მქკ**-ის მქონე ხაზები, ტურბინას უწევს მუშაობა მთელი წლის საანგარიშო პერიოდში. თუ ცნობილია სადგურის მუშაობის წლიური რეჟიმი. ამ გრაფიკის მრუდების გამოყენებით წლის ნებისმიერი მომენტისთვის შეგვიძლია ვიპოვოთ ის **მქკ,** რომლითაც ტურბინა მუშაობს ამ მომენტისათვის. ამავე დროს თუ გვეცოდინება დროის ის მონაკვეთი, რომლის განმავლობაშიც ტურბინა მუშაობს მუდმივი **მქკ**-ით შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ჰესის საშუალო წლიური **მქკ** შემდეგი ფორმულით:

$$\eta_{\text{საშ. შეწ}} = \frac{\sum_T N_i \Delta t_i}{\sum_T N_i \Delta t_i / \eta_i} \quad i=1,2,3,\ldots \quad T=\sum \Delta t_i, \tag{5.1}$$

სადაც N_i– Δt_iპერიოდში ტურბინის მიერ განვითარებული სიმძლავრეა. η_i – ამავე პერიოდში ტურბინის **მქკ**-ია. ინდექსი მიუთითებს დროის მონაკვეთების რიგით ნომერს, რომელთა ჯამიც წლის დროის იმ ხანგრძლივობას გვიჩვენებს, რომლის განმავლობაშიც ტურბინა მუშაობს წლის განმავლობაში.

ნახაზიდან ჩანს, რომ ჰესი შენობაში განლაგებულია 3 ტურბინა და მათზე სტატიკური დაწნევა, როცა ხარჯი არ გადის ($Q_ტ$=0), ტოლია 190მ, ხოლო როცა ხარჯი მიაღწევს მის მაქსიმალურ მნიშვნელობას. ე. ი. Q=560 მ^3/წმ. ჰიდრავლიკური დანაკარგების გამო ტურბინაზე სტატიკური დაწნევა მცირდება 180მ-მდე, მაგრამ ეს ხარჯი ასეთი წნევის ქვეშ ტურბინაში ვერ გავა, რადგან სიმძლავრე გენერატორით შეზღუდულია. საჭიროა ვიპოვოთ

გენერატორის სიმძლავრით შეზღუდვის ხაზის *b-c*–კვეთის წერტილი, ტურბინით შეზღუდვის *c-d* ხაზთან. ამ წერტილის შესაბამისი დაწნევის სიდიდე, როგორც ნახაზიდან ჩანს, $H_{\text{სან}}$=154მ-ის ტოლია და იწოდება საანგარიშო დაწნევად, რადგანაც ამ მნიშვნელობის გამოყენებით განისაზღვრება ჰესის დადგმული სიმძლავრე $N_{\text{დადგმ}}=9{,}8\cdot\eta_{\text{ტ}}\cdot\eta_{\text{გ}}\cdot Q_{\text{საანგ}}\cdot H_{\text{საანგ}}$.

ნახაზ 5.3-ის მიხედვით შეგვიძლია დავადგინოთ ის მინიმალური ხარჯი, 82 მ^3/წმ, რომელიც შეესაბამება მინიმალურ დაწნევას $H_{\text{მინ}}$=135მ, რომლის დროსაც ჰესს შეუძლია იმუშაოს მინიმალური სიმძლავრით. ის მოიძებნება η=88%-იანი მქკ-ის კვეთის წერტილით მინიმალური სტატიკური წნევის *e-d* ხაზთან.

5.3. ჰიდროგენერატორები და მათი ძირითადი პარამეტრები

ჰიდროგენერატორი, წარმოადგენს მანქანას, რომელიც ჰიდროტურბინის მექანიკურ ენერგიას გარდაქმნის ელექტროენერგიად. თუ ჰიდროტურბინა და ჰიდროგენერატორი ერთ ღერძზე არის განლაგებული, მაშინ მათი ბრუნთა რიცხვი ტოლი იქნება და ისინი განსაზღვრავს დენის ნომინალურ სიხშირეს. ზოგჯერ მიზანშეწონილია ტურბინის ბრუნთა რიცხვი განსხვავებული იყოს გენერატორის ბრუნთა რიცხვისაგან. თუ ტურბინის ლილვის ბრუნთა რიცხვი მცირეა, მასზე განვითარებული ჰიდრავლიკური დაწნევის გამო გამოიყენება მულტიპლიკატორი, საჭიროებისამებრ ზრდის ლილვის ბრუნთა რიცხვს. ზოგჯერ კი პირიქით, საჭიროა ტურბინის ბრუნთა რიცხვის შემცირება, რისთვისაც იყენებენ რედუქტორს. აღნიშნული მოწყობილობების გამოყენება საჭიროა გენერატორში სტატორის დიამეტრის ოპტიმალურ მნიშვნელობამდე შესამცირებლად.

ჰიდროელექტროსადგურებზე, როგორც წესი, მონტაჟდება სამფაზიანი ჰიდროგენერატორი. მისი აქტიური სიმძლავრე იანგარიშება ზემოთ მოყვანილი ფორმულით და ჩვენს წიგნში იგი აღინიშნება – $N_{\text{გენ.კვტ}}$-ით, სრული სიმძლავრე კი გამოითვლება ფორმულით:

$$S=\frac{N_{\text{გენ}}}{\cos\varphi}=\sqrt{3}\cdot U\cdot I \quad \text{კვტ.ა.} \tag{5.2}$$

გენერატორის რეაქტიული სიმძლავრე გამოითვლება ფორმულით და იზომება **ვარ**ებში.

$$P_{\text{რაქტ}}=S\cdot\sin\varphi=\sqrt{3}\cdot UI\cdot\sin\varphi \tag{5.3}$$

ამ ფორმულაში I – დენის ძალაა ამპერებში, $U_{\text{კვ}}$ – სამფაზიანი გენერატორის ძაბვაა კილოვოლტებში, რომელიც ფიქსირდება სტატორის გრაგნილზე.

ნომინალური სტანდარტული ძაბვის სიდიდე დამოკიდებულია გენერატორის სიმძლავრეზე და შეიძლება წარმოდგენილი იყოს ასეთი რიგით:

3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 21; 24 კვ.

მაგალითად, თუ გენერატორის სიმძლავრე 15 მგვტ-ია, ძაბვა იქნება U=6,3კვ. თუ სიმძლავრე გაიზრდება 70 მგვტ-მდე, ძაბვა იქნება 18÷24 კვ-ს ფარგლებამდე.

სტატორის დენის ძალაც *I* ამპერებში დამოკიდებულია გენერატორის სიმძლავრესა და ძაბვისაგან.

სიმძლავრის კოეფიციენტი *cosφ* დამოკიდებულია როგორც ენერგოსისტემის მოთხოვნისაგან, ისე გენერატორის სიმძლავრისაგან. ასე მაგალითად, თუ გენერატორის სიმძლავრე არ აღემატება 125 მგვა-ს *cosφ* ≈0,8, როცა იცვლება 126÷360-ის ფარგლებში *cosφ*=0,85, ხოლო როცა აღემატება 360 მგვა (МВА), აღწევს cos*φ*=0,9-მდე.

გენერატორის ნომინალური (სინქრონული ბრუნთა რიცხვი n_0 ბრ/წთ-ში გამოითვლება ფორმულით:

$$n_0 \frac{P}{2} = 60 \cdot f \qquad (5.4)$$

სადაც *P* გენერატორის როტორის ბრუნთა რიცხვია, *f* – ქსელში დენი სიხშირეა. ჰერცებში (ჰც) საქართველოში და ევროპის ქვეყნებშიც *f*=50ჰც-ს, მაშინ $n_0 P$=6000. აზიისა და ამერიკის ბევრ ქვეყანაში *f*=60ჰც-ს, მაშინ $n_0 P$=7200.

პოლუსების რაოდენობა უნდა იყოს ლუწი რიცხვი. მაგრამ თუ *P*>24, მაშინ *P*–ს მნიშვნელობა უნდა იყოს 4-ის ჯერადი.

მქკ $\eta_{\text{გენ}}$ დამოკიდებულია გენერატორის სიმძლავრეზე. საშუალო და დიდი სიმძლავრის გენერატორებისათვის საკმაოდ მაღალია, იცვლება 96,5÷98,55-ის ფარგლებში.

5.4.ჰიდროაგრეგატის კონსტრუქცია

ჰიდროაგრეგატი შედგება ჰიდროგენერატორისა და ტურბინისაგან, რომლებიც უმრავლეს შემთხვევაში ერთ ღერძზე – ლილვზეა დამაგრებული. ჰიდროაგრეგატეი ღერძის მდგომარეობის მიხედვით შეიძლება იყოს ვერტიკალური, ჰორიზონტალური და დახრილი. ხშირად, როცა გენერატორის სიმძლავრე საკმაოდ დიდია, აგრეგატის ღერძი ვერტიკალურია, როტორის საყრდენი ქუსლის განთავსების მიხედვით განარჩევენ დაკიდულ და ქოლგისებურ გენერატორებს. დაკიდული გენერატორები გამოიყენება, როცა აგრეგატის ბრუნთა აღემატება n_0>150 ბრ/წთ, ქოლგისებრი კი როცა n_0<150 ბრ/წთ. ნახ.5.4-ზე ნაჩვენებია დაკიდული ტიპის გენერატორი. ის შედგება მორგვისაგან – 18, რომელიც ჩამოცმულია ლილვზე –19. საყრდენი 16 და გარსშემოკრული რგოლისაგან – 13, რომელზეც დამაგრებულია პოლუსები 12. თითოეული პოლუსი წარმოადგენს გულანასა და გრაგნილისაგან შემდგარ

ელექტრომაგნიტს. გარსშემოკრული რგოლი აწყობილია ფოლადის 4-5 მმ სისქის სეგმენტებისაგან. მასზე ქვემოთ დამაგრებულია სამუხრუჭე რგოლი –15.

გენერატორის სტატორი წარმოადგენს უძრავ ნაწილს და ტრანსპორტირების სირთულის გათვალისწინებით მზადდება 2-6 ნაწილისაგან, რომლებიც ერთმანეთთან მონტაჟის დროს მაგრდება ჭანჭიკებით. სტატორი შედგება გულა 10-საგან და ცლადი დენის ხვეულისაგან – 11. გულას უკეთესი გაცივების მიზნით გაითვალისწინება სავენტილაციო არხები და აყენებენ 8 და 2 გამცივებლებს. კორპუსს ამაგრებენ ბეტონის მასივზე ჭანჭიკებით. სტატორიდან შინებით 6 - დენი მიიყვანება ტრანსფორმატორამდე.

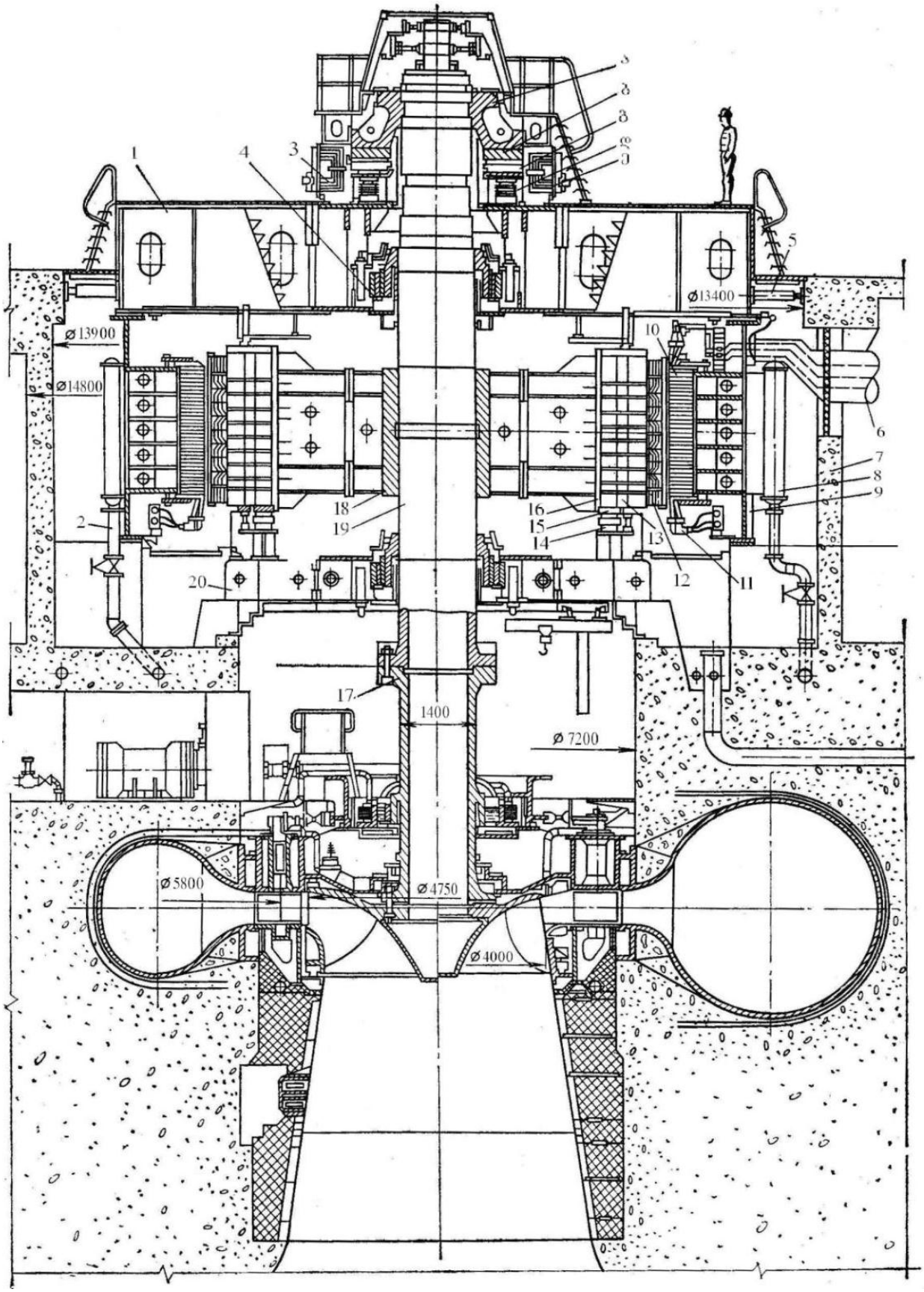
ჰიდროგენერატორის როტორის საყრდენი კონსტრუქცია შედგება საკისრებისაგან ზედა 1 და ქვედა 20 ჯვარედინისაგან და გამბრჯენი დომკრატი 5-სგან, რომელიც დატვირთვას იღებს ღერძის მართობულად მოქმედი ძალისაგან.

საყრდენი საკისარი – 3, რომელიც იწოდება ქუსლად, თავისთავზე იღებს ყველა ღერძის გასწვრივ მოქმედ ძალებს, როგორიცაა: გენერატორის მბრუნავი ნაწილები – როტორი, ლილვი, ტურბინა და წყლის წნევისაგან გამოწვეული ღერძის მიმართულების მოქმედი ძალა, რომელიც ყველა მბრუნავი მასით გამოწვეულ ძალებს შეიძლება აღემატებოდეს 80%-ით და უფრო მეტადაც. ამიტომაც ქუსლი არის მეტად მნიშვნელოვან კვანძი და მისი ხანგრძლივი მუშაობის უზრუნველსაყოფად საჭიროა ხახუნზე დანაკარგი მინიმალური იყოს.

ქუსლი მაგრდება ხისტი ჭანჭიკის ან ელასტიკურ საყრდენებზე. ეს უკანასკნელი შეიძლება იყოს ჰიდრავლიური (სილფონური) ან ზამბარიანი. მბრუნავი ნაწილი შედგება საცობისგან **ა,** რომელიც ჩამოცმულია ლილვზე ნახ. 5.4. და მასზე მიმაგრებული დისკისაგან **ბ,** რომლის ქვედა ზედაპირი სარკისებურად არის დამუშავებული.

უძრავ ნაწილს წარმოადგენს სეგმენტები **გ**, რომლებიც განლაგებულია სილფონებზე **დ**, და რომელიც დატვირთავას გადასცემს მზიდ ჯვარედინებს. სეგმენტების ზედა ზედაპირი, რომელზეც სრიალებს დისკი, დაფარულია ბაბიტის ფენით.

ქუსლის საიმედო და ხანგრძლივი მუშაობა უზრუნველყოფილია მშრალი ხახუნის არარსებობით მბრუნავი დისკის ზედაპირსა და სეგმენტი **გ**-ს ზედაპირს შორის. ეს მიღწეულია იმითი, რომ ქუსლი მოთავსებულია ზეთის აბაზანაში – **ე**. დისკის მოძრაობის დროს ზეთი წარიტაცება მოხახუნე ზედაპირებს შორის არსებულ ღრიჭოში. ამით წარმოიშობა ზეთის სოლისებური ფენა, რომელსაც უნარი შესწევს აგრეგატის მბრუნავი ნაწილი ასწიოს ზეთის ფენის სიმაღლეზე, რომელიც მილიმეტრის მხოლოდ მეასედს წარმოადგენს. სეგმენტის ფართი აირჩევა იმ მოსაზრებიდან, რომ მის ზედაპირზე საშუალო წნევა 4-6 მპა-ს არ აღემატებოდეს.



ნახ.5.4 ვერტიკალური ჰიდროაგრეგატი დაკიდული გენერატორით

ქუსლის მუშაობის ნორმალური პირობები შექმნილია იმ შემთხვევისათვის, როცა იგი ბრუნავს საანგარიშო სიხშირით. ხოლო გაჩერებისა ან მოძრაობაში მოყვანის მოკლე პერიოდებში, როცა ბრუნთა რიცხვი მცირდება, საჭიროა იძულებითი შეზეთვა, რისთვისაც სპეციალური მაღალი წნევის განვითარების უნარის მქონე ტუმბოთ ზეთი მიეწოდება სეგმენტის ზედაპირზე მოწყობილი მცირე ზომის არხებს.

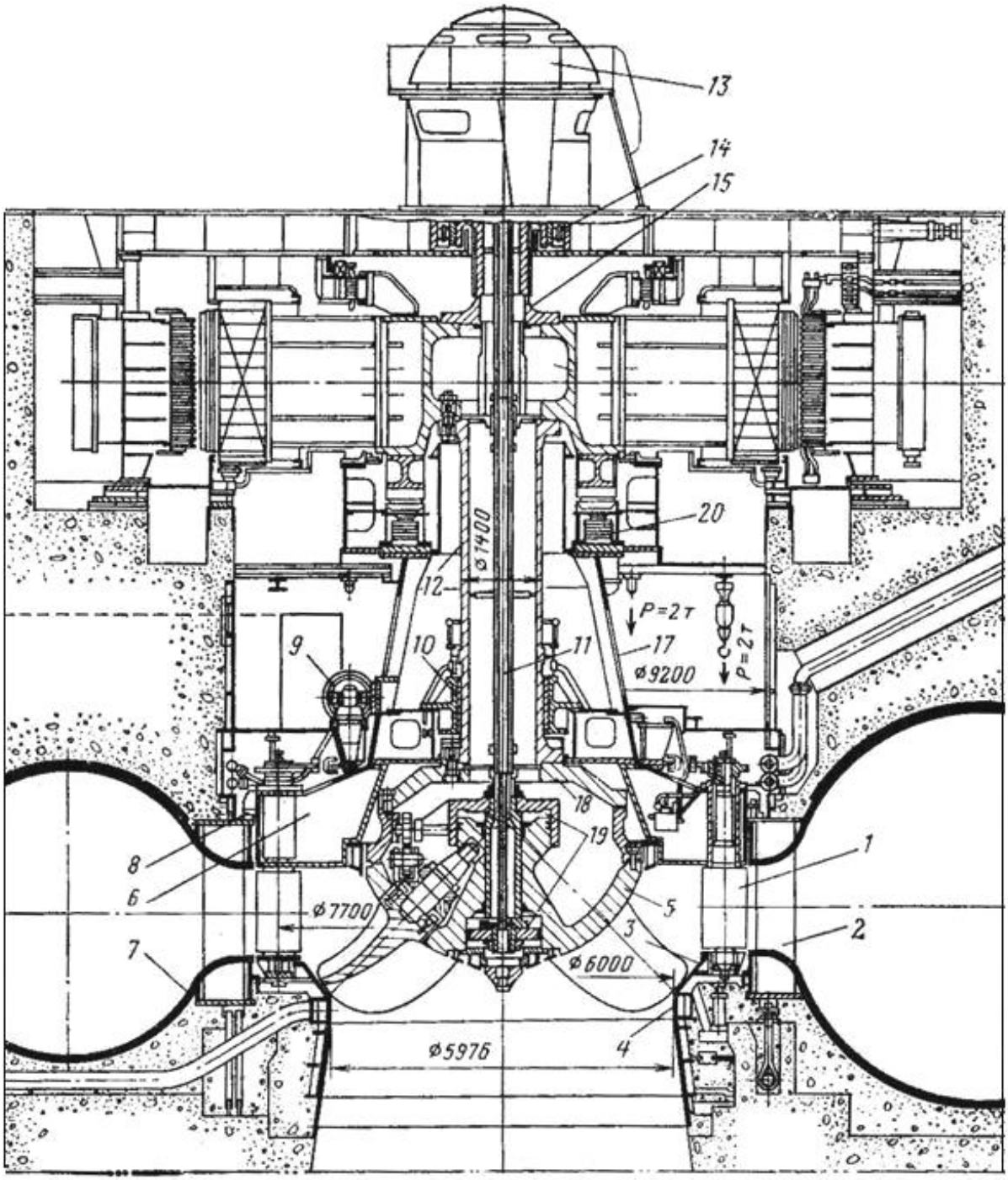
ჯვარედინა არის ლითონის კონსტრუქცია, რომელზეც განთავსებულია ქუსლი ან საკისარი. განარჩევენ ზედა − 1 და ქვედა −20 ჯვარედინს, რომელიც მოთავსებულია როტორის ქვეშ.

როცა ქუსლი განთავსებულია ზედა ჯვარედინაზე, მაშინ ჰიდროაგრეგატი იწოდება დაკიდულად. თუ ქუსლი განთავსებულია როტორის ქვეშ − ქოლგისებურად (ნახ.5.5).

ზედა ჯვარედინა ეყრდნობა სტატორის კორპუსს და ამავე დროს რადიალური მიმართულებით მაგრდება გამბრჯენი ჭანჭიკი, ქვედა ნაწილი კი უშუალოდ ეყრდნობა ჰესის შენობის ბეტონის მასივს. ნახ.5.5-ზე ნაჩვენები გენერატორის ქუსლი, რომელიც დაყენებულია ქვედა ჯვარედინზე და აქვს წაკვეთილი კონუსის ფორმა, იგი ეყრდნობა ტურბინის სახურავს. ამჟამად, მძლავრი აგრეგატების მოწყობისას, უპირატესობას ანიჭებენ ასეთ კონსტრუქციას, რადგანაც ამ შემთხვევაში გენერატორის საერთო წონა მცირდება 7-19%-ით.

ნახ.5.5-ზე ნაჩვენები კონსტრუქციის თავისებურებაა ისიც, რომ გენერატორს არ გააჩნია საკუთარი ლილვი. ტურბინის ლილვი მაგრდება ჭანჭიკებით, როტორის მასიურ ცენტრალურ ნაწილზე. ულილვო როტორის გამოყენება ამცირებს ჰესის სამანქანო შენობის სიმაღლეს, რადგანაც აგრეგატის აწყობისა და დაშლისას ამოსაღები ნაწილის სიმაღლე შედარებით მცირე გამოდის ლილვიან გენარატორთან შედარებით.

უნდა აღინიშნოს, რომ დაკიდულ ჰიდროგენერატორებთან შედარებით ქოლგისებრ ჰიდროგენერატორებს აქვთ ლილვის დიდი რყევები, მაგრამ აქ უფრო მარტივია როტორის დემონტაჟი, რადგან არ მოითხოვება ქუსლის დაშლა. ეს კი ამცირებს რემონტის ჩატარების ხანგრძლივობას, რაც დადებითი ფაქტორია. დაბალდაწნევიანი ჰესების შემთხვევაში როცა დაწნევა H<20მ, გამოიყენება კაპსულური ჰიდროაგრეგატები. მას ახასიათებს დიდი გამტარუნარიანობა, რადგანაც წყლის ხარჯის გატარება ხდება ჰორიზონტალური ხარჯის მიმართულებით. ამ შემთხვევაში ბეტონის ბლოკის ზომებიც მცირდება, ასეთივე კონსტრუქცია შეიძლება გამოყენებულ იქნას ზღვის მიმოქცევის სადგურებში. საქართველოს მდინარეებში მსგავსი დაბალდაწნევიანი უბნების ათვისება ეკონომიკურად ეფექტური არ არის, ამიტომ მისი გამოყენების პერსპექტივა ფაქტობრივად არ არსებობს.



ნახ.5.5. 1. მიმმართველი აპარატის ფრთები; 2. სტატორის სვეტები; 3. მუშა თვლის სფერული ნაწილი; 4. მუშა თვალის ქვედა სარტყელი; 5. ტურბინის მუშა თვალი; 6. ტურბინის სახურავი; 7. სპირალური კამერა; 8. დასაყრდენი მოწყობილობა; 9. მიმართველი აპარატის სერვომოტორი; 10. ტურბინის საკისარი; 11. მუშა თვალის სერვომოტორის მიმწოდებელი ზეთგამტარი; 12. აგრეგატის ლილვი; 13. ზეთმიმღები; 14. გენერატორის საკისარი; 15. ლილვის საყრდნობი; 16. როტორის მორგვი; 17. საყრდენი კონუსი; 18. მუშა თვალის სახურავი; 19. მუშა თვლის სერვომოტორი; 20. ქუსლი

5.5. ჰიდროგენერატორები და მათი მოწყობილობები

გენერატორის როტორის გრაგნილი ქმნის მაგნიტურ ველს, როცა ის იკვებება მუდმივი დენით. ამას ახერხებს გენერატორის აღგზნების სისტემა, რომლის სიმძლავრეც მის მიერ განვითარებული სიმძლავრის 0,5-1%-ს უნდა შეადგენდეს. უკანასკნელ დრომდე ფართოდ გამოიყენებოდა უშუალოდ გენერატორის ლილვის მოძრაობის შედეგად მიღებული პირდაპირი მანქანური აღგზნება. ამ მიზნით გენერატორის თავზე ეწყობოდა მცირე ზომის მუდმივი დენის გენერატორი, მაგრამ აღგზნების დაკარგვისას გენერატორი სიმძლავრეს მყისიერად აგდებს 0-მდე, ამიტომ აუცილებელია მისი მუშაობის საიმედობის გაზრდა. ამ მიზნით განსაკუთრებით მძლავრ გენერატორებში უფრო ხშირად გამოიყენება მუდმივი დენის წყარო, რომელიც განთავსებულია გენერატორისაგან მოშორებით. ასეთია სპეციალური მუდმივი დენის გენერატორები, ანდა იონური აღგზნების სისტემა, რომელიც შედგება ვერცხლის წყლის გამმართველისაგან. ამჟამად მუშავდება ნახევარგამტარი გამმართველების გამოყენების ვარიანტიც, მათ შეუძლიათ დენი მიიღოს საკუთარი საჭიროებისათვის სისტემიდან შემოსული დენის ან სპეციალურად დამონტაჟებული ცვლადი დენის გენერატორისგან, რომელიც იმუშავებს ლილვის ამოძრავების საწყისი დროის მოკლე მონაკვეთში.

გენერატორი აღჭურვილია სამუხრუჭო სისტემით, რომელიც მოქმედებას იწყებს, როგორც კი ნომინალურ ბრუნთა რიცხვი იწყებს შემცირებას. მის მიზანია შეამციროს აგრეგატის გაჩერების პერიოდი და არ მისცეს დისკს ხანგრძლივად მუშაობის საშუალება ზეთის ინტენსიური შეპოხვის გარეშე.

სამუხრუჭო სისტემა გამოიყენება აგრეთვე როგორც ამწე მექანიზმი, ჰიდროგენერატორის მბრუნავი ნაწილის ასაწევად 30-40მმ-ის სიმაღლეზე, რომელიც მისი მდგომარეობის შესწავლის მიზნით სრულიად საკმარისია სეგმენტების ამოსაღებად.

ჰიდროგენერატორის მუშაობის დროს გრაგნილი და აქტიური ფოლადი გამოყოფს დიდი რაოდენობით სითბოს. როტორის ბრუნვის დროს მის ზედა და ქვედა ნაწილში მაგრდება ფრთები, რომელიც თბილ ჰაერს გამოდევნიან გამაციებელ ქსელში. ამჟამად უფრო მეტად გამოიყენა გაცივების ჩაკეტილი სისტემა, სადაც წყალი მიეწოდება სპეციაური მილებით. გამაცივებელი მაგრდება უშუალოდ სტატორზე.

გენერატორიდან გამოდევნილი თბილი ჰაერი შეიძლება გამოყენებულ იქნას ჰესის შენობის სამანქანო დარბაზის გასათბობად.

ჰიდროაგრეგატის მართვის სისტემა მთლიანად ავტომატიზებულია, რაც იმას ნიშნავს, რომ მისი ნორმალური რეჟიმით მუშაობის დარღვევით წარმოიქმნება იმპულსი, რომელიც უზრუნველყოფს ავარიულ გაჩერებას, ამავე დრო გენერატორის ქუსლში, საკისრებში და

გაცივების სისტემაში მიმდინარეობს თბური კონტროლი. მათში განთავსებული თერმო-სიგნალიზატორები ტემპერატურის ნორმალური მნიშვნელობიდან გადახრის შემთხვევაში იძლევიან სათანადო გამაფრთხილებელ სიგნალს.

სტატორის გრაგნილის შუბლის წინ განთავსებულია ხანძარსაწინააღმდეგო მოწყობილობა დახვრეტილი რგოლისებური მილების სახით, ისინი მიერთებულია სადგურის სახანძრო მილსადენებზე.

5.6. ჰიდროგენერატორის პარამეტრების დადგენა

მცირე სიმძლავრის გენერატორებს აქვთ სტანდარტული ზომები, რომლებიც მითითებულია მის მარკებზე, მაგალითად, აქტიური ფოლადის დიამეტრი D_a, მისი სიმაღლე l_a და პოლუსების რაოდენობა – P მითითებულია მარკაზე. მარკირება – СВФ-1690/175-64 ნიშნავს სინქრონულს, ვერტიკალურს, ფორსირებული გაცივებით D_a=1690სმ, l_a = 175 სმ, P =64.

მძლავრი გენერატორები წარმოადგენს ინდივიდუალური დამზადების მანქანებს, ამიტომ მათი ზომები დგინდება პროექტირების საფუძველზე, სადაც გათვალისწინებულია სხვადასხვა ქარხნისა და ფირმის გამოცდილება, გამოითვლება სტატიკური და დინამიკური დატვირთვების გათვალისწინებით.

თანამედროვე მძლავრი ჰიდროგენერეტორის კორპუსის დიამეტრი აღწევს 20 მ-მდე, სიმაღლე კი შეიძლება 4-5 მ-ის ფარგლებში იყოს. ამჟამად ასეთი მძალვრი ჰიდროგენერატორებია დაყენებული საიანო-შუშენსკის ჰესზე (რუსეთი) S=710 მგვა და გრენდკული 3 S=735 მგვა, აშშ. ბრაზილაიში, იტაიპუ S=824 მგვა.

მომავალში შესაძლებელია დამზადებული იქნას 1000-1500 მგვა სიმძლავრის ჰიდროგენერატორი.

საქართველოს მდინარეებზე აშენებულ ჰიდროელქტროსადგურებზე კი ჰიდროგენერატორის სიმძლავრე შეიძლება არ აღემატება 200-250 მგვა-ს.

თავი VI

6.1. ელექტრულ შეერთებათა სქემები ჰესებში

ძირითადად მდინარის ხეობის ზემო უბნები, ხშირ შემთხვევაში, მდინარის შუა წელიც სადაც უნდა აშენდეს ჰიდროელექტროსადგურები, საკმაო მანძილით დაშორებულია ელექტროენერგიის მოხმარების უბნებს. ამჟამად იგეგმება ჰესზე გამომუშავებული ელექტროენერგიის საქართველოდან დიდ მანძილზე, მეზობელ ქვეყნებში ენერგიის გადაცემა. ეს კი დაკავშირებულია გამომუშავებული ელექტროენერგიის დანაკარგებთან. ასეთი სახის დანაკარგების შესამცირებლად მიზანშეწონილია მაღალი ძაბვის გადამცემ ხაზებში ძაბვა ავწიოთ სათანადო დონემდე. აწევის დონე მით უფრო მაღალი უნდა იყოს, რაც უფრო შორ მანძილზე იგეგმება დენის გადაცემა. ამჟამად 1000 კმ მანძილზე ენერგიის გადასაცემად მაღალი ძაბვის ხაზებში ძაბვა შეადგენს 500-750 კვ (კილოვოლტს), უფრო დიდ მანძილზე ელექტროენერგიის გადასაცემად იგგეგმება ძაბვის აწევა 1000-1500კვ-მდე.

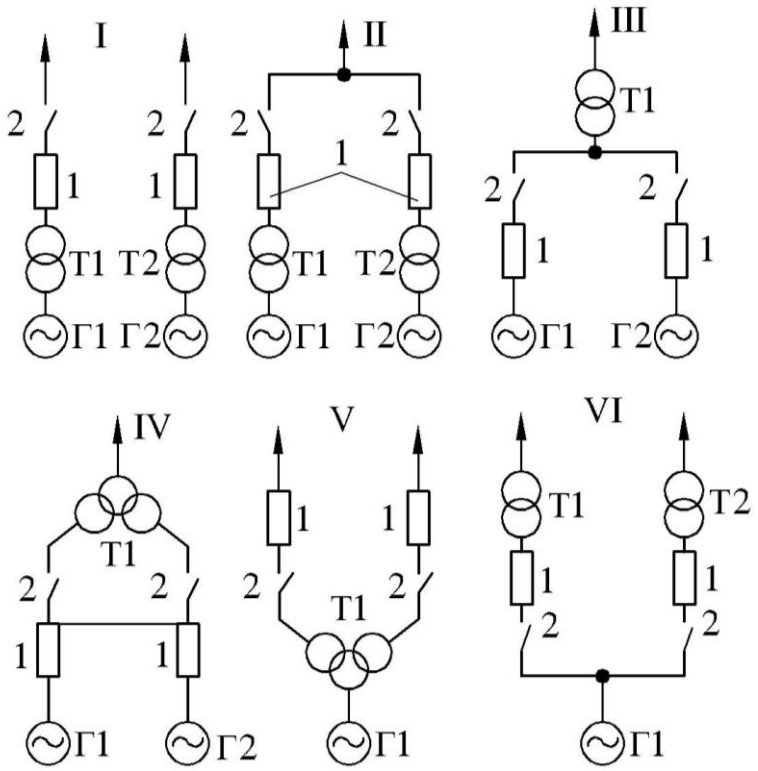
შორ მანძილზე ენერგიის გადაცემის მიზნით ჰესებზე იქმნება ელექტრულ შეერთებათა სპეციალური სისტემა. ჰესის სიმძლავრის, დადგმული აგრეგატების რაოდენობის და მომხმარებელთა ხასიათის მიხედვით გამოიყენება ელექტრულ შეერთებათა სხვადასხვა სქემა.

ნახ. 6.1-ზე ნაჩვენებია რამდენიმე სახის ელექტრულ შეერთებათ სქემა, თითოეული სქემის საფუძველს წარმოადგენს თითოეული გენერატორის ტრანსფორმატორთან და შემდეგ მაღალი ძაბვის ხაზთან შეერთების ვარიანტები:

I ვარიანტის ბლოკურ სქემაში ნაჩვენებია თითოეული გენერატორის შეერთება, თავის ამამაღლებელ ორგრაგნილიან ტრასფორმატორთან, საიდანაც დენი მიეწოდება მაღალი ძაბვის ხაზს. ასეთი სქემა მისაღებია მრავალაგრეგატიანი როგორც მძლავრი, ისე მცირე სიმძლავრის ჰესებისათვის, როცა მომხმარებელს სხვა დენის წყაროებიდან ელექტროენერგიის მიღების საშუალება აქვს.

ნახ. 6.1-ზე 1-ით აღნიშნულია გამომრთველი, რომელიც გამორთავს ქსელს, თუ მოკლე ჩართვის შედეგად წარმოიშობა დიდი დენის ძალა, მაგრამ ამ ხაზზე სარემონტო სამუშაოების ჩასატარებლად უსაფრთხოების წესების თანახმად საჭიროა მაღალი ძაბვის წყაროდან ხილული გათიშვა, რის გამოც ქსელის შემადგენლობაში აუცილებლად უნდა არსებობდეს გამთიშველი, რომელიც აღნიშნულია 2-ით. ორი აგრეგატის ერთი მაღალი ძაბვის მიერთების ვარიანტი ნაჩვენებია II, III, და IV სქემებზე, რომლის პირობებშიც მომხმარებელთა ელექტროენერგიის მომარაგების საიმედოობა იზრდება, რადგანაც ამ ვარიანტში თუ ერთი აგრეგატი გამოირთვება, მიწოდება განხორციელდება მეორე აგრეგატით. ამავე დროს III და IV ვარიანტების ნაკლოვან მხარეს წარმოადგენს ორივე აგრეგატის გაჩერების აუცილებლობა,

როცა საჭირო გახდება ტრანსფორმატორის დათვალიერება და რემონტის ჩატარება. სამფაზიანი ტრანსფორმატორის გამოყენება მეორადი გრანილის გახლეჩვით სხვადასხვა მხარეს არსებული მომხმარებლისათვის ენერგიის მისაწოდებლად ნაჩვენებია სქემა-V-ზე.



ნახ. 6.1. მთავარი ტრანსფორმატორების გენერატორთან შეერთების ვარიანტები. $Г_1$, $Г_2$ გენერატორები, $Т_1$, $Т_2$ ტრანსფორმატორები

სქემა VI-ზე ნაჩვენებია ორი ტრანსფორმატორის დაყენების ვარიანტი, რომლებიც იკვებებიან ერთი გენარტორისაგან, ამ ვარიანტში თითოეული ტრანსფორმატორი კვებავს სხვადსხავა მიმართულებით მიმავალი მაღალი ძაბვის ხაზს.

მომხმარებლისათვის უფრო საიმედოდ იქნება განხორციელებული დენის მიწოდება თუ გენერატორებს გავაერთიანებთ მათ მიერ გენერირებული ენერგიის სალტეების საერთო სისტემით. ელექტრულ შეერთებათა სქემის საიმედოობის შემდგომში გაზრდა შეიძლება განხორციელდეს მაღალი ძაბვის სალტეების მადუბლირებელი სისტემის შექმნით. ასეთ სისტემის შემთხვევაში შეიძლება ნებისმიერი რაოდენობის გადამცემი ხაზის მიერთება გენერატორის ძაბვასთან. ამ ვარაიანტის გამოყენება გამართლებულია მძლავრ ჰესებში, როცა აგრეგატის რაოდენობა ბევრია.

6.2. ამამაღლებელი ტრანსფორმატორები

ცვლადი დენის ერთ რომელიმე დონის ძაბვიდან მეორე დონეზე გარდასაქმნელად გამოიყენება ტრანსფორმატორი. ჰესის შენობის შიგნით გენერატორიდან გამოსული ცვლადი დენის ძაბვა არ არის ისეთი მაღალი დონის, რომ ასეთი ძაბვით დენის გადაცემა შესაძლებელი იყოს დიდ მანძილზე. ამიტომ აქ აუცილებელია ამამაღლებელი ტრანსფორმატორის გამოყენება, რომლისგანაც იკვებება მაღალი ძაბვის ხაზები. დენის მომხმარებელთან უშუალო სიახლოვეს მიყვანის შემდეგ აუცილებელია დენის ძაბვის ისევ შემცირება სამომხმარებლო ძაბვამდე. ამ მიზნით გამოიყენება დამადაბლებელი ტრანსფორმატორი.

ტრანსფორმატორები შეიძლება იყოს ორგრაგნილიანი და სამგრაგნილიანი. ორგრაგნილიან ტრანსფორმატორში საერთო გულაზე. განალგებულია ორი გრაგნილი. ერთი დაბალი ძაბვის НН (нижнего напряжения), რომელსაც აქვს მცირე რაოდენობის, მაგრამ დიდი განივკვეთის მქონე ხვეულები და მეორე მაღალი ძაბვის ВН (Високого напряжения) დიდი რაოდენობის ხვეულები, მაგრამ მცირე განივკვეთის მქონე გამტარები. გრაგნილის ხვეულთა რიცხვის თანაფარდობა НН და ВН შორის განსაზღვრავს ძაბვის ამაღლების დონეს.

სამგრაგნილიან ტრანსფორმატორებში საერთო გულაზე განთავსებულია სამი გრაგნილი, რის გამოც, როცა ტრანსფორმატორზე მიიყვანება ერთი ძაბვა НН, შეიძლება მივიღოთ ორი ძაბვა, ერთი საშუალო დონის СН (Среднего напряжения) და მეორე მაღალი დონის ВН. ამ ტრანსფორმატორის გრაგნილებს შორის არსებობს მხოლოდ მაგნიტური კავშირი.

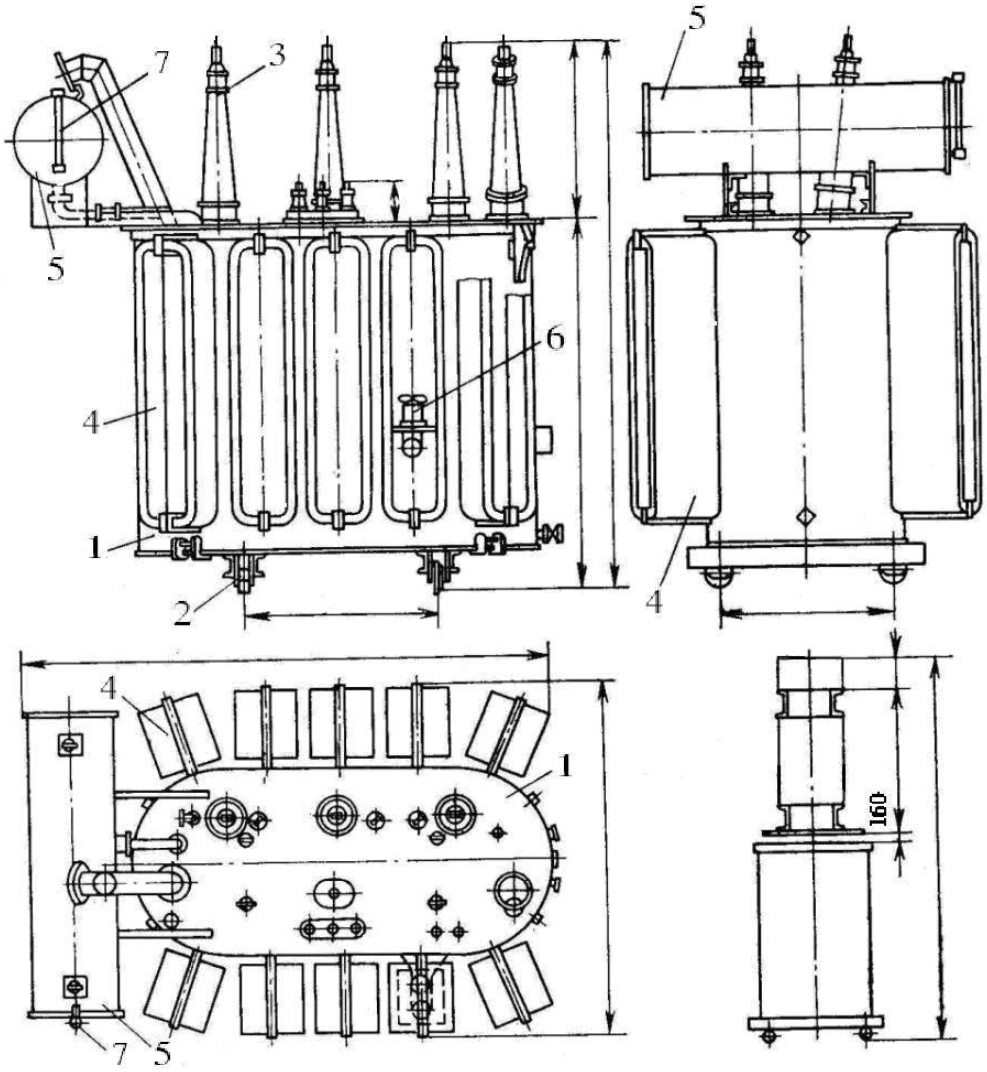
ფაზების რიცხვის მიხედვით ტრანსფორმატორები შეიძლება იყოს ერთფაზიანი და სამფაზიანი.

ორგრაგრილიანი გენერატორები გამოიყენება გენერატორის ძაბვის (6÷20კვ) ასაწევად 110-500 კვ-მდე იმის მიხედვით, თუ როგორი მაღალი ძაბვის ხაზს უნდა მიეწოდოს დენი. სამგრაგნილიანი ტრანსფორმატორები კი გამოიყენება, როცა ჰესის შენობიდან გადის ორი სხვადასხვა დონის მაღალი ძაბვის ხაზები. მაგალითად, 220 და 500 კვ-ის მაღალი ძაბვის ხაზები, რომლებიც დენით კვებავს სხვადასხვა მანძილით მოშორებულ მომხმარებელს.

ტრანსფორმატორი ნახ. 6.2 შედგება ავზი 1-სგან, რომელიც ავსებულია საიზოლაციო ზეთით, გამომყვანი და შემყვანი ანძებისაგან – 3, რომლებშიც განთავსებულია მაღალი და დაბალი ძაბვის იზოლატორები. გამომყვანი 3 ანძის საშუალებით ხდება ტრანსფორმატორის მიერთება მაღალი ძაბვის ხაზთან.

ტრანსფორმატორში იკარგება მცირე რაოდენობის ენერგია, რომელიც შიგ მოთავსებული ზეთის საშუალებით გადაეცემა მისსავე კედლებს, ეს უკანასკნელი კი ამ სითბოს გასცემს

გარშემო არსებულ საჰაერო სივრცეს. სითბოს ართმევის ინტენსივობა რომ გაიზარდოს, ამისათვის კეთდება დაკიდებული გამაცივებლები – 4. როცა ტრანსფორმატორის სიმძლავრე აღემატება 50 მგვა-ს, სითბოს ასართმევად დამატებით გამოიყენება ვენტილატორი – 6.



ნახ.6.2. სამფაზიანი ტრანსფორმატორი.

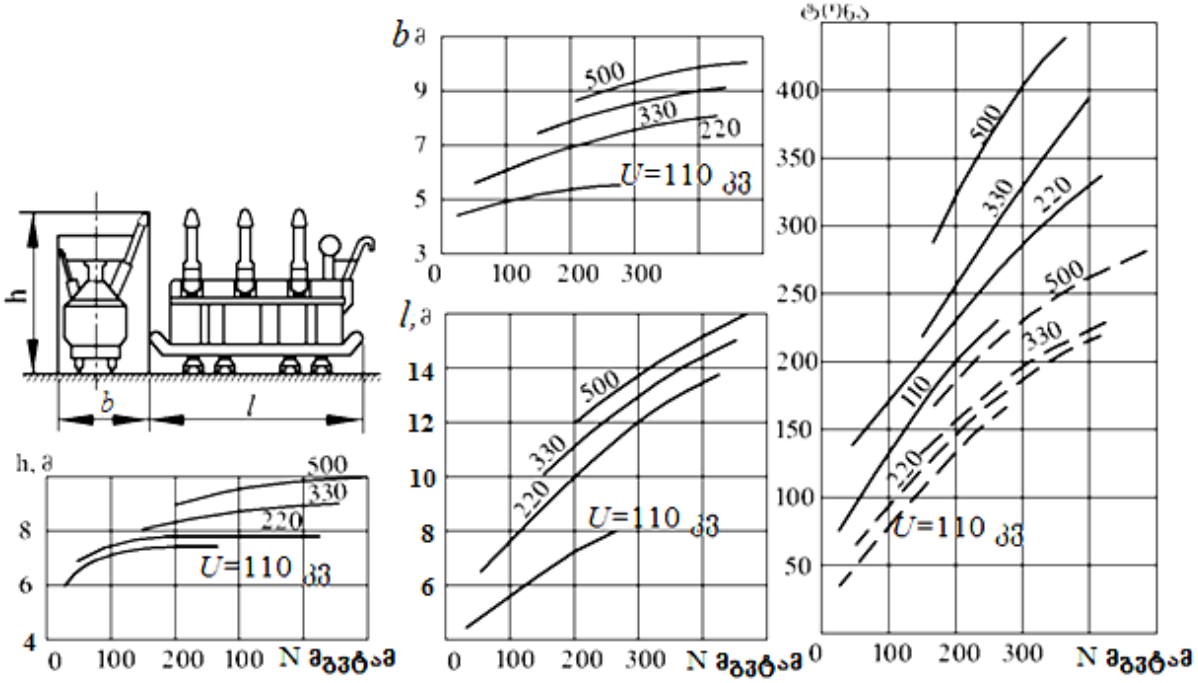
როცა ტრანსფორმატორები დაყენებულია დახურულ ან მიწისქვეშა შენობაში სითბოს ასართმევად გამოიყენება წყლის გამაცივებლები.

ტრანსფორმატორები აღჭურვილია სპეციალური საყრდენი საგორავებით –2, რომელიც მოძრაობს ლიანდაგებზე. მათი რიცხვი დამოკიდებულია ტრანსფორმატორის მასაზე. თუ ტრანსფორმატორის სიმძლავრე ნაკლებია 50 მგვა-ზე, იგი ეყრდნობა ოთხ საგორავს. ტრანსფორმატორის გადასაადგილებლად კედლის მიმართულებით ან კედლის გასწვრივ, კეთდება ბრუნვადი საგორავი. ხდება მისი მობრუნება და დაყენება კედლის პარალელურად ან მართობულ ლიანდაგებზე, რომელთა შორის მანძილი ტოლია 1524 მმ-ს.

ფაზების რიცხვისა და გაცივების ხერხის მიხედვით ტრანსფორმატორები გამოირჩევა აღნიშვნებით: ТМ; ТМА; ТС; ТДТГ; ТЦГ; ОДГ. ასოებით აღნიშვნებში პირველი ასო უჩვენებს ფაზათა რაოდენობა: ერთი –О (одно) ანდა სამფაზიანის –Т(трёх). შემდგომი ერთი ან ორი ასო უჩვენებს გაცივების ხერხს. М – ზეთისმიერს, Д – ზეთისმიერს დაბერვით; Ц– ზეთის იძულებითი ცირკულაცია გამცივებლებით. С – მშრალი; А– აღნიშნავს ავტოტრანსფორმატორს. მოყვანილი აღნიშვნები ვრცელდება რუსული წარმოების ტრანსფორმატორებზე და ასოებიც შესაბამისად რუსული სიტყვების პირველი ასოებია.

ასოების შემდეგ იწერება რიცხვები, რომლებიც მრიცხველში უჩვენებს ტრანსფორმატორის სიმძლავრეს კვა-ში. მნიშვნელი – გამომყვანებზე ძაბვას კვ-ში.

წინა საპროექტო სტადიაზე ტრანსფორმატორის ზომების დასადგენად შეიძლება ვისარგებლოთ, ნახ.6.3-ზე მოყვანილი გრაფიკებით. ტრანსფორმატორის მასის განმსაზღველ გრაფიკზე უწყვეტი სახით ნაჩვენებია მთლიანი მასა, ხოლო წყვეტილი ხაზით ამოსაღები ნაწილის მასა.



ნახ. 6.3. ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების კონსტრუქციული პარამეტრები

თავი VII. ჰიდროელექტროსადგურის მექანიკური მოწყობილობები

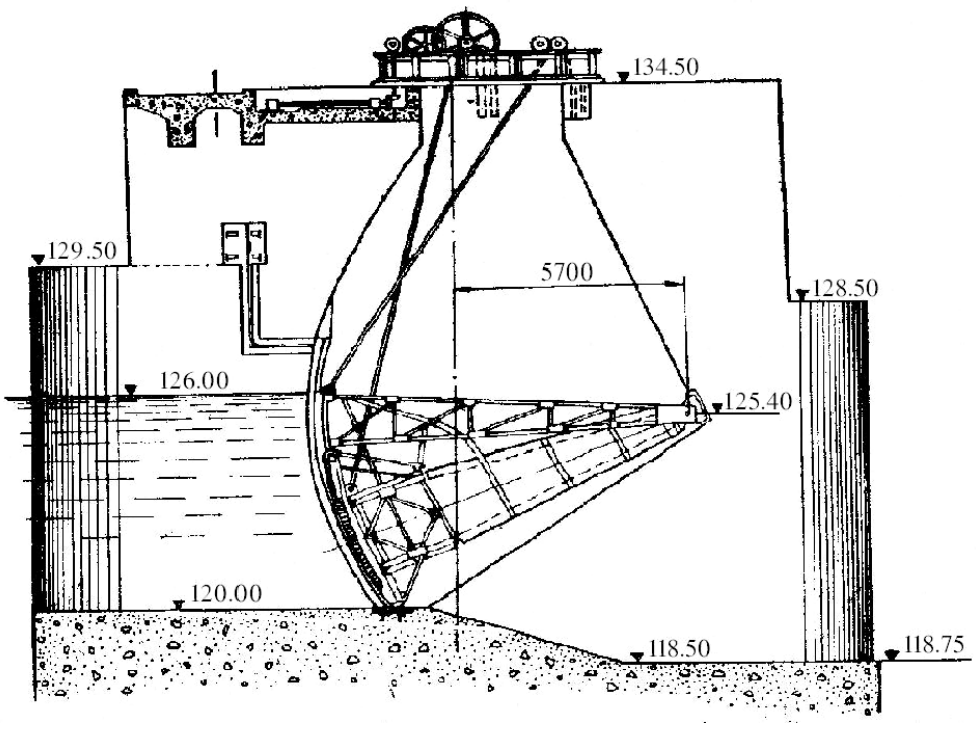
7.1. წყალმიმღებებისა და სატურბინო მილსადენების საკეტები.

ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის და ექსპლუატაციის პერიოდში საჭიროა წყლის მოძრაობის ჩამკეტი სხვადასხვა ტიპის საკეტის გამოყენება. წყალმიმღებებში გამოიყენება ბრტყელი მოსრიალე საკეტები, ისინი განთავსებულია ავარიულ-სარემონტო საკეტების წინ. სარემონტო საკეტები ამწე კრანის გამოყენებით ჩაიშვება უძრავ წყალში, მისი ამოღება ხდება ორივე მხარეზე წყლის გაწონასწორებისას. წყალმიმღებებში გამოყენებული ბრტყელი საკეტი შედგება მალის ნაშენის, საყრდენი სამოძრაო და საკიდი მოწყობილობებისაგან. იმის მიხედვით, თუ რა ზომისაა ჩასაკეტი ხვრელი, გამოიყენება ერთჯერადი ან სექციური საკეტები. სექციური საკეტი შესდგება ცალკეული სექციებისაგან და გამოიყენება დიდი სიღრმის ხვრელის ჩაკეტვის შემთხვევაში. საჭიროებისამებრ, საკეტის თითოეული სექცია შეიძლება გადავიტანოთ და დავაყენოთ ცალცალკე. ბრტყელი საკეტების საყრდენ-სამოძრაო ნაწილი შეიძლება იყოს მოსრიალე, ბორბლიანი და საგორავიანი. საზღვარგარეთ უფრო ხშირად გამოიყენება ბორბლიანი და საგორავიანი საკეტები.

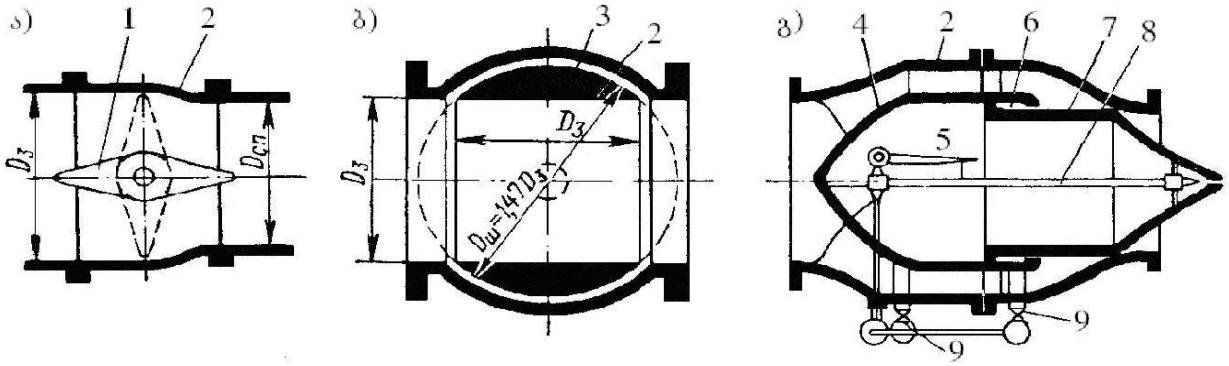
წყალსაცავიანი დერივაციული სადგურებში სიღრმითი წყალმიმღების მახლობლად კეთდება შახტა, რომელშიც ათავსებენ სეგმენტურ საკეტს. ზოგადად, სიღრმითი ხვრელების ჩასაკეტად გამოიყენება, როგორც ბრტყელი, ასევე სეგმენტური საკეტები. ტიპიური სეგმენტური საკეტი ნაჩვენებია ნახ.7.1-ზე, მისი უპირტესობა არის ის, რომ მის გასახსნელად საჭირო ძალა ბრტყელ საკეტთან შედარებით 35%-ით ნაკლებია.

თუ სატურბინო მილსადენი სათანაბრებელი რეზერვუარის შემდეგ იწყება, უფრო ხშირად აწყობენ დისკურ საკეტებს. ასეთი საკეტები გამოიყენება მილსადენის განშტოების უბანზეც, როცა წნევა არ აღემატება 300მ-ს.

საკეტი შედგება ცილინდრული კორპუსისაგან, რომელშიც მოთავსებულია დისკი (ნახ. 7.2), მის ამოძრავება ხდება ბაიპასების საშუალებით. ნაკადის ჩაკეტვის დროს დისკი მიიღებს ნაკადის მართობულ მდგომარეობას და მისი გარე კონტური მიეყრდნობა კორპუსის კედელზე არსებულ (уплотнения) შემჭიდროებას. მაღალი წნევის პირობებში შემჭიდროების რგოლი მზადდება ბრინჯაოს ან უჟანგავი ფოლადისგან. მცირე წნევების დროს, როცა იგი 100 მეტრის ფარგლებშია, შემჭიდროების რგოლი კეთდება სპეციალური პროფილის რეზინისგან.



ნახ. 7.1. სეგმენტური საკეტი

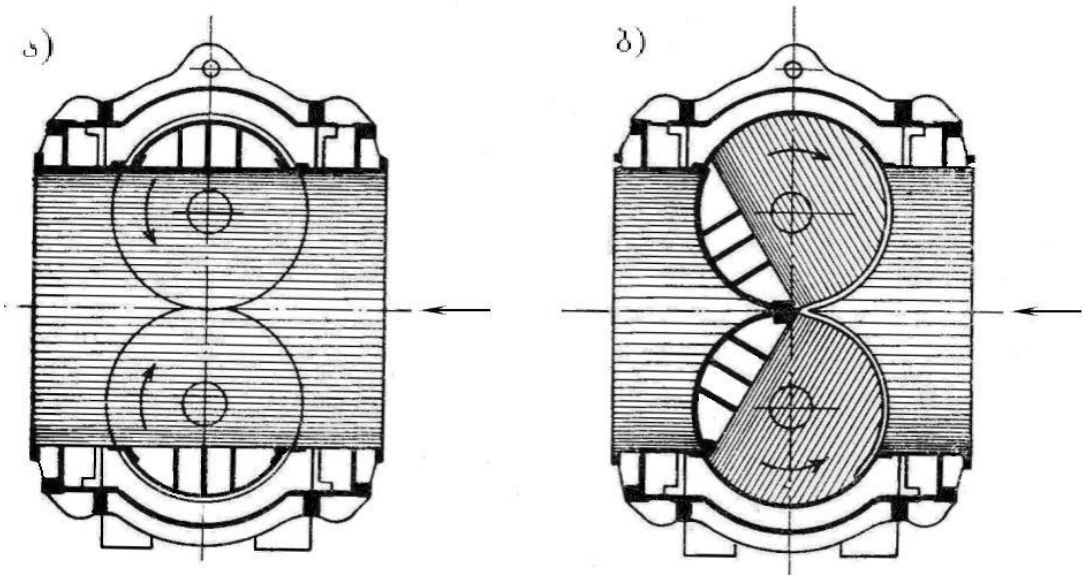


ნახ. 7.2. მილსადენების საკეტების სქემა; 1. დისკი; 2. კორპუსი; 3. მისაყრდენი; 4.გარსდენი;
5. და 6. კამერები; 7. მოძრავი ნაწილი; 8. სამართავი ნემსი; 9. საკვალთი.

საკეტის გაღება ანუ დისკის მობრუნება ხდება, როცა მის ორივე მხარეა წნევა გაწონასწორებულია. ამისათვის საკეტის უბანზე კეთდება სპეციალური მოწყობილობა ბაიპასები, რომელიც წყალს გადაუშვებს მილის იმ მხარეს, სადაც ჩაკეტვის შემდეგ შეიქმნა სიცარიელე. დისკის მოსაბრუნებლად გამოიყენება ჰიდრავლიკური სერვომოტორები. მობრუნების ღერძი უმეტესად ჰორიზონტალურია, მაგრამ იშვიათად, შეიძლება იყოს ვერტიკალურიც.

300 მეტრი დაწნევის დროს დისკური საკეტის დიამეტრი შეიძლება იყოს 5,5 მ, მაგრამ 200 მ დაწნევის პირობებში იგი შეიძლება გაიზარდოს 8,5 მ-მდე. როცა დაწნევა დიდია, მაგ.,

450მ, დიამეტრი მცირდება 1,5 მ-მდე, ენერგიის დანაკარგი დისკურ საკეტში საკმაოდ დიდია და დამოკიდებულია გამავალი ნაკადის სიჩქარეზე. იგი მიახლოებით შეგვიძლია შევაფასოთ სიჩქარით დაწნევის 10-20%-ის ფარგლებში $0{,}1\text{-}0{,}2V^2/2g$.



ნახ. 7.3. ორმაგი სფერული საკეტი. ა) გაღებულ მდგომარეობაში; ბ) ჩაკეტილ მდგომარეობაში.

მილსადენში მაღალი დაწნევების დროს, როცა იგი შეიძლება იცვლებოდეს 200-1800 მ-მდე, გამოიყენება სფერული საკეტები. იგი შედგება გახსნადი სფერული კორპუსისაგან, რომლის შიგნითაც მოთავსებულია მუშა ორგანო – როტორი. იგი წარმოადგენს ღრუტანიან ცილინდრს სფერული დისკით. მისი 90°-ით მობრუნებისას დისკი ჩაკეტავს მილსადენს. ნახ.7.3 ა)-ზე ნაჩვენებია ორი მოძრავი ცილინდრი დისკით. ა) გახსნილ მდგომარეობაში და ბ) ჩაკეტილ მდგომარეობაში. გახსნილ მდგომარეობაში ენერგიის დანაკარგი მინიმალურია, რადგანაც დისკები მთლიანად ათავისუფლებენ მილსადენის შიგა სივრცეს. გახსნის დროს წნევა საკეტის ორივე მხარეს თანაბარი უნდა იყოს. ასეთი საკეტების უარყოფით მხარეს წარმოადგენს ის, რომ მისი მასა საკმაოდ დიდია. თუ მას გამოვიყენებთ ერთნაირ პირობებში ისეთი ხვრელის გადასაკეტად, სადაც შეიძლება დისკური საკეტის გამოყენებაც აღმოჩნდებოდა, რომ სფერული საკეტის მასა 35-40%-ია, აღემატება დისკური საკეტის მასას. მაგრამ დიდი დაწნევების დროს, როცა დისკური საკეტის გამოყენება შეუძლებლია, სფერული საკეტების გამოყენება აუცილებელი ხდება.

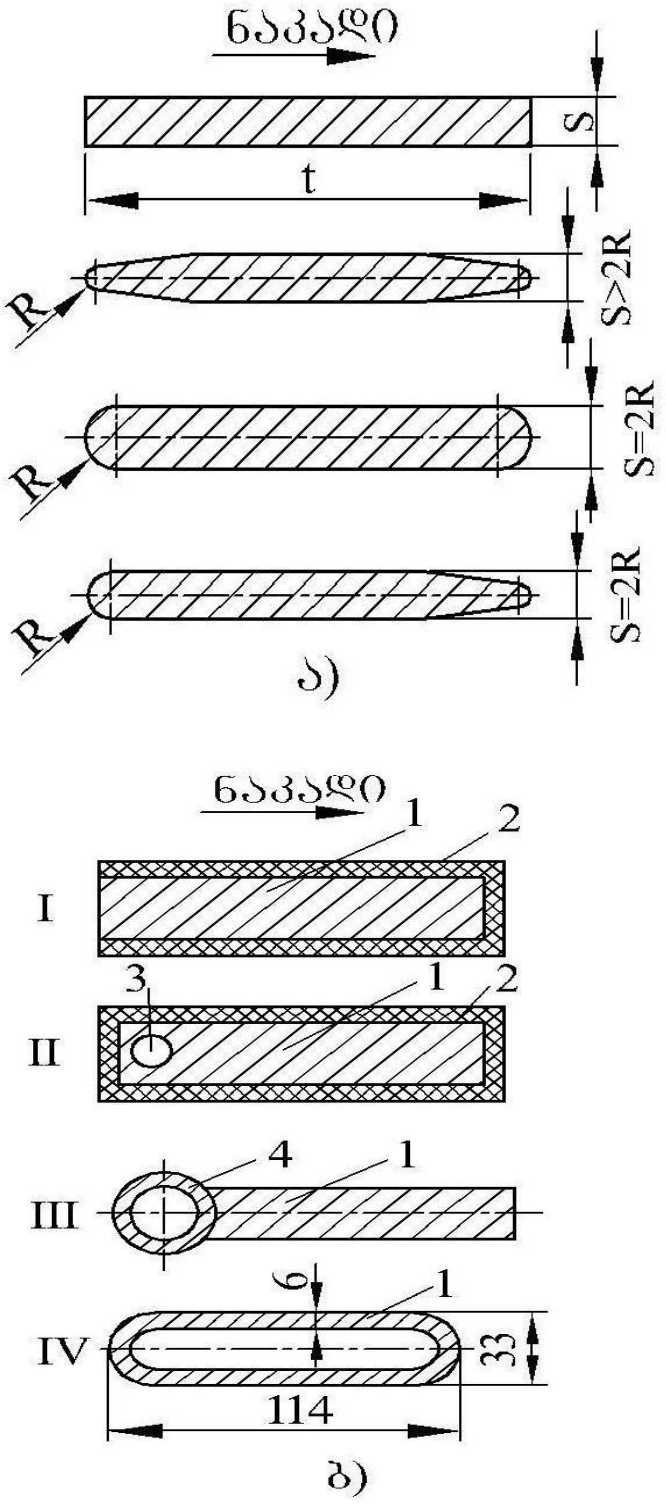
7.2.ნატანდამჭერი გისოსები და მათი გამოთვლის მოწყობილობები

ჰიდროელექტროსადგურებში ტურბინებისათვის წყლის მისაწოდებლად შენდება სხვადასხვა ტიპისა და ზომის კაშხალი, რომელიც ქმნის წყალმიმღებში წყლის მისაყვანად სათანადო პირობებს, მაგრამ მდინარეს ჩვეულებრივ პირობებში ყოველთვის მოაქვს ტივტივა ნატანი ლპობადი მორებისა და ნამტვრევი ტოტების სახით, ხევში დაძრული ყინულის ნამსხვრევევი, წყალმცენარეები და სხვა მოტივტივე სხეულები, რომელთა ტურბინის ფრთებში გატარება დაუშვებელია, ამიტომ წყალმიმღებს აუცილებლად უკეთდება ნატანდამჭერი გისოსები. მაგრამ ამ გისოსების კონსტრუქცია არ შეიძლება იყოს სტანდარტული, რადგანაც სხვადასხვა მდინარეებს განსხვავებული ტიპისა და ინტენსივობის ტივტივა ნატანი მოაქვთ. თვით წყალმიმღებიც შესაძლებელია განლაგებული იყოს სხვადასხვა სიღრმეზე.

გისოსები მზადდება ბრტყელი ლითონის ღეროებისგან, რომლებიც ეყრდნობა მზიდ კარკასს. ღეროების ფორმა და ზომები დამოკიდებულია მათზე განვითარებულ დატვირთვასა და ექსპლუატაციის პირობებზე. ნაკადის წყალმიმღებში შესვლის დროს დანაკარგის შესამცირებლად ღეროებს აძლევენ გარსდენის ფორმას. მათ შორის მანძილი ისე უნდა შეირჩეს, რომ გისოსიდან გასულმა ნაგავმა ვერ შეძლოს ტურბინის ფრთებში გაჭედვა. თუ საქშენის დიამეტრის მცირეა, მაშინ მანძილს განსაზღვრავს ნაგვის ამ დიამეტრში გასვლის შესაძლებლობა. მოსაბრუნებელფრთიანი და პროპელერებული ტურბინებისათვის ეს მანძილი შეიძლება იცვლებოდეს 10-20 სმ-ის ფარგლებში, ხოლო ფრთიანი ტურბინებისათვის მანძილს განსაზღვრავს საქშენის დიამეტრი, იგი შეიძლება იცვლებოდეს 2-7 სმ-ის ფარგლებში.

ნახ. 7.4-ზე ნაჩვენებია გისოსის ღეროების შესაძლო ფორმები: ა) ღეროების პროფილი; ბ) გამათბობელი ღეროების პროფილები. I. ელექტრული დენი ტარდება ღეროში; II ღეროს შიგნით განთავსებულია მილი ელექტროგამათბობლით; III ელექტროგამთბობი განთავსებულია ღეროს შუბლის ან შიგა ნაწილში. IV სითბოს მატარებელი მასა მოძრაობს ღეროს შიგნით. 1-ით აღნიშნულია ღერო, 2-ით თბოიზოლაცია. 3 მილაკი ელექტროგამთბობით ანდა სითბოს მატარებლით. 4-ით გამტარები; ნატანდამჭერი ღეროების აღნიშნული მოწყობილობები გამოიყენება მათ შორის ყინულის წარმოშობის თავიდან ასაცილებლად.

გისოსების სიმტკიცეზე ანგარიში ხდება სხვადასხავა დატვირთვაზე, იმის მიხედვით, თუ რა სიღრმეზე არის მისი ზღურბლი ჩაძირული ნორმალური შეტბორვის ნიშნულს ქვემოთ. თუ ჩაძირვის სიღრმე 20 მ-მდეა დონეთა შორის ვარდნა მიიღება 2მ-ის ტოლი, ხოლო თუ მეტია – 3მ. გისოსები დროთა განმავლობაში სხვადასხვა ტიპის ნაგავით იჭედება, რაც მოითხოვს გაწმენდას, რათა ჰესმა იმუშაოს ნორმალურ პირობებში.

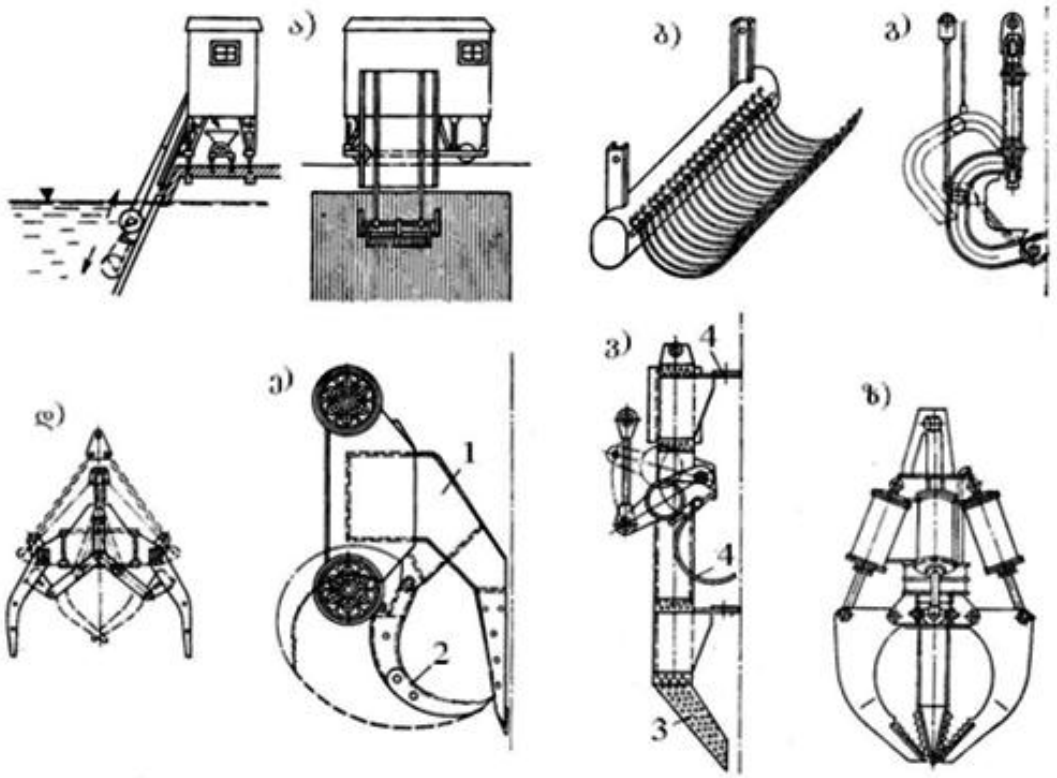


ნახ.7.4. გისოსების რიგელების და ღეროების მართობი კვეთის ფორმები

გისოსების დანაგვიანების ხარისხის მიხედვით, მის გასაწმენდად გამოიყენება სხვადასხვა სახის მანქანა და მექანიზმი. მაგალითად, გრეიფერი, ბულდბორი, მექანიკური ფოცხი (ნახ.7.5) გისოსის გასაწმენდი მოწყობილობები ჩამოკიდულია იმ კრანის ბაგირზე, რომელიც ემსახურება წყალმიმღებს ანდა სპეციალური გისოსის მწმენდავ მანქანებზე, რომელებსაც გადაადგილება შეუძლიათ გისოსის ფრონტის გასწვრივ. ფოცხი ძირითადად გამოიყენება

მცირე ზომის ნაგვისთვის, როგორიცაა ლპობადი ფოთლები, წყალმცენარეების და სხვ. ბულდბორი გამოიყენება გისოსის სიბტყის გასაწმენდად ისეთი ნაგვისაგან, რომელიც გაჭედილია გისოსის ღეროებს შორის და მოითხოვს დანით დანაკუწებას. გრეიფერი გამოიყენება გისოსის წინ მოცურავე ლპობადი მორების ამოსაღებად.

ა) გისოსის ჰორიზონტალურუბიანი გრეიფერი ე) გამოიყენება გისოსის სიბრტყიდან ნაგვის მოსაჭრელად. ის შედგება ქვედა და ზედა უბისაგან. ზემოდან ქვევით მოძრაობის დროს გრეიფერი ასუფთავებს გისოსის ზედაპირს და ნაგავს აქცევს ყბის არეში, რომელიც ზევით მოძრაობის დროს ამოიტანება წყლის ზედაპირზე გადასაყრელად. გამოცდილება გვიჩვენებს, რომ დანაგვიანების საწინააღმდეგოდ უნდა გვქონდეს 2-3 სახის გამასუფთავებელი მოწყობილობა.



ნახ.7.5. ნატანდამჭერი გისოსების მექანიკურად გასაწმენდი მოწყობილობები: ა) გისოსის გამწმენდი მანქანა მექანიკური ფოცხით; ბ) ფოცხი; გ) ჩამჩა; დ) ჰორიზონტალურყბიანი პნევმატური გრეიფერი; ე) გისოსის სიბრტყიდან ნაგვის მოსაჭრელი; ვ) ბულდბორი; ზ) გრეიფერი პნევმატური მოყვანით მოძრაობაში. 1. ზედა ყბა; 2.ქვედა ყბა; 3. დანა; 4. ფოცხი.

თავი VIII.

8.1 ამწე სატრანსპორტო მოწყობილობები

როგორც ჰესის შენობის შიგნით, ისე გარეთ წყალმიმღების უბნებში ლითონის კონსტრუქციების მონტაჟისა და სარემონტო სამუშაოების ჩასატარებლად გამოიყენება დიდი ტვირთამწეობის უნარისმქონე ამწე მექანიზმები. ჰესის შენობის შიგნით აგრეგატის მონტაჟისა და სარემონტო სამუშაოების შესრულების მიზნით უფრო ხშირად გამოიყენება ხიდურა ამწეები. მისი ბორბლები გადაადგილდება ჰესის შენობის კედელზე გაკეთებულ ლიანდაგებზე. ტიპიური ხიდურა ამწე ნაჩვენებია ნახ. 8.1-ზე. მისი ტვირთამწეობა სტანდარტების მიხედვით შეიძლება იყოს 80, 120, 125, 160, 200, 250 და 320 ტონა. ტვირთის აწევის სიმაღლე 20-31მ. დიდი სიმძლავრის ჰესების შემთხვევაში შეიძლება დამზადდეს ინდივიდუალური პროექტით უფრო დიდი ტვირთამწეობის ხიდურა ამწე. მისი ტვირთამწეობა შეიძლება გაიზარდოს 360, 400, 450, 500, 560, 630 და 1000 ტონამდე. ამწე კრანის მთავარ ელემენტებია: თვით ხიდის ლითონის კონსტრუქცია – 1, სატვირთო ურიკა – 2 და ამწის მამოძრავებელი მექანიზმი – 3, მთავარი – 4 და დამხმარე – 5 კაუჭი, რომლებსაც გადაადგილება შეუძლიათ დარბაზის გასწვრივ, ასევე მის მართობულად და ვერტიკალურად.

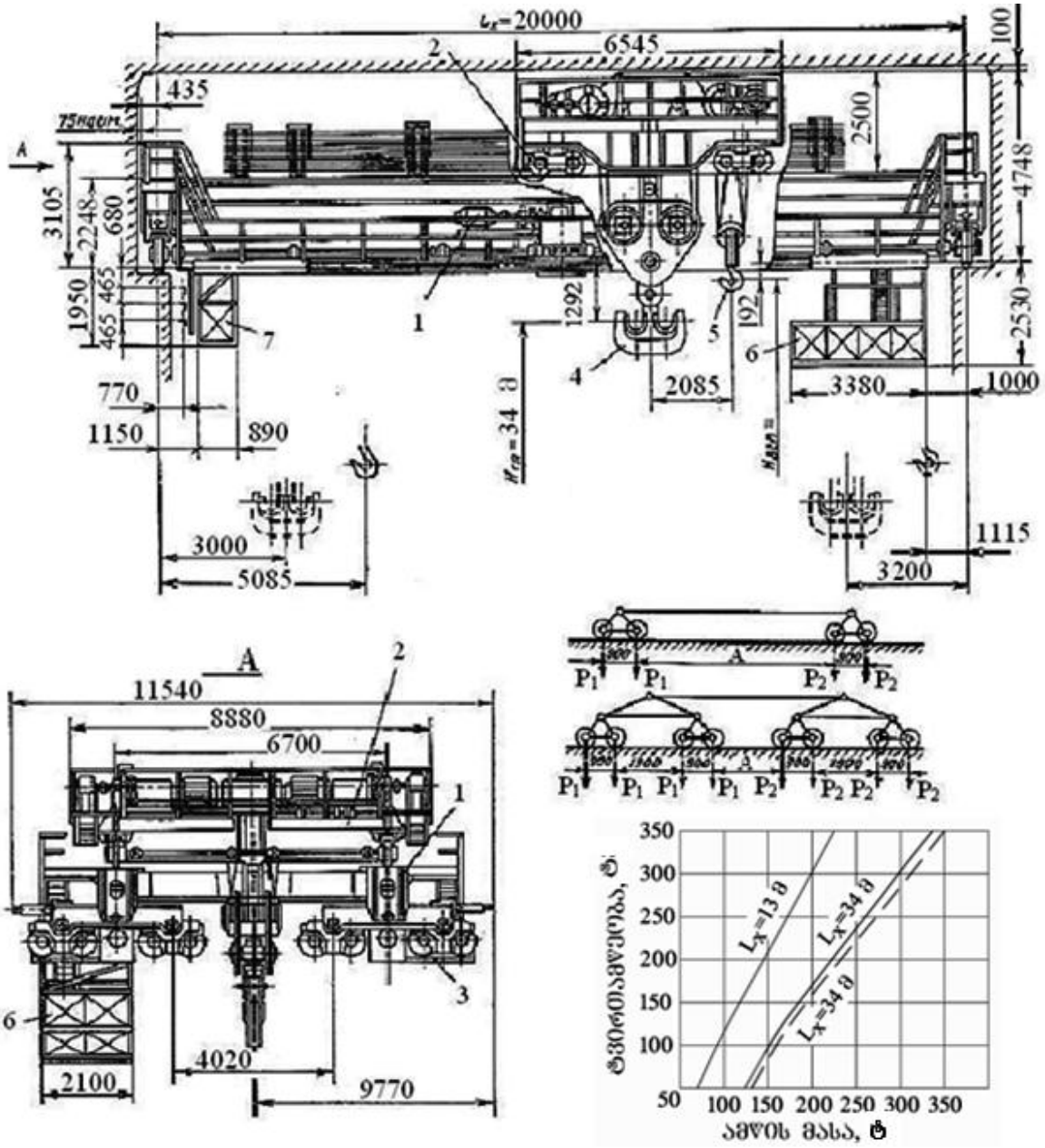
ჰიდროელექტროსადგურის ხიდურა ამწეები განეკუთვნება მსუბუქი რეჟიმით მომუშავე კრანებს, რადგანაც მათი მექანიზმები მცირე სიჩქარით გადაადგილდება. მისი მთავარი კაუჭის გადაადგილების სიჩქარე იცვლება 0,4-1,1 მ/წთ-ში, დამხმარე კაუჭის კი 2-8მ/წთ. ურიკის გადაადგილების სიჩქარე იცვლება 5-25მ/წთ-ში, თვით კრანის 12-40 მ/წთ-ში. მთავარ კაუჭს კედელთან ახლოს მისვლა არ შეუძლია და ამიტომ მძიმე ტვირთები ასაწევად მისგან მოშორებული უნდა იყოს გარკვეული მანძილით. ნახ.8.1-ზე ეს მანძილი 3მ-ს ტოლია.

მთავარი ძელის ქვედა სარტყელზე მაგრდება კრანის მმართველისათვის კაბინა (სათავსო) –6. ელექტროენერგია კრანისა და მისი მექანიზმების ასამოძრავებლად მიეწოდება გადაადგილების უნარის მქონე კაბელით.

სამანქანო დარბაზში მომუშავე კრანის ტვირთამწეობა განისაზღვრება იმ არადაშლადი დიდი მასით, რომლის გადაადგილებაც მას უხდება ტურბინა-გენერატორის მონტაჟისა და რემონტის დროს.

წყალმიმღების საკეტების ასამოძრავებლად და გისოსის გასაწმენდად გამოიყენება ხარიხა ამწეები, მათი საყრდენი ფეხები შეიძლება იყოს სხვადასხვა სიმაღლის იმის მიხედვით, თუ როგორია რელიეფი, რომელშიც იგი მოძრაობს, მათი პარამეტრები არასდროს არის სტანდარტული, რადგანაც საჭირო ტვირთამწეობა და გადაადგილების სივრცე ყოველთვის ინდივიდუალურია, ამიტომ მათი დამზადება ხდება ინდივიდუალური პროექტით. გადაადგილებისა და ტვირთის აწევის სიჩქარე აქაც საკმაოდ მცირეა, მაგრამ რადგან ისინი

ეყრდნობა სპეციალურად დამზადებულ რკინის მაღალ ფეხებს, მათი წონა ხიდურა ამწესთან შედარებით 15-20%-ით მეტია.



ნახ. 8.1 ლიანდაგზე მოძრავი ელექტრული ხიდურა ამწე-კრანი; ა) ხიდურა ამწე 250/30ტ ტვირთამწეობით, ბ) ხიდურა ამწის მასის განმსაზღვრელი გრაფიკი - L ამწის მალი.

ჰესებში საკეტების სწრაფად ჩასაკეტად ხშირად გამოიყენება სტაციონალური ამწე მექანიზმი, ელექტრული ჰიდროამწეები, მათი ტვირთამწეობა განისაზღვრება იმ ძალის მიხედვით, რომელიც საჭიროა ყველზე მძიმე ტვირთის აწევის ან ჩაშვებისათვის. ავაროიული საკეტების მომსახურების პირობებში ჩაშვების სიჩქარე 8-10მ/წთ-ში ასეთ საკეტებს სტაციონალური ეწოდება იმიტომ, რომ მათ თარაზულად გადაადგილება არ შეუძლიათ. უფრო

სრულყოფილად ითვლება ისეთი სტაციონალური ამწე, რომელსაც აქვს ზეთსაწნეო დანადგარით მკვებავი ჰიდრავლიკური მოწყობილობა და მოძრაობაში მოდის სერვომოტორების გამოყენებით.

ჰიდროამწეები ერთი სერვომოტორით კონსტრუქციული თვალსაზრით ძალიან მარტივებია. ისინი გამოიყენება ჰიდროტურბინის სწრაფმოქმედი საკეტების მომსახურებისთვის, ასევე წაყალსაგდებისა და სატურბინო წყალსატარების საკეტებში.

ჰიდროამწეები ტელესკოპური სერვომოტორებით საშუალებას იძლევია საკეტი აიწიოს დიდ სიმაღლემდე. მაგალითაად, თუ სერვომოტორის ცილინდრის სიგრძე 10მ-ია, საკეტის აწევა შესაძლებელია 19 მ-მდე.

ორმხრივი სერვომოტორის მოქმედებისას, ჰიდროამწე საშუალებას იძლევა საკეტი ჩავუშვათ მიმდინარე წყლის ნაკადში და ზღურბლზე დიდი ძალით მივაბჯინოთ ნაკადის საიმედოდ ჩასაკეტად.

8.2. ჰესის შენობაში განთავსებული დამხმარე მეურნეობები

ჰესის შენობაში განთავსებულია საზეთე მეურნეობა, რომელიც მოიცავს საპოხი და სატრანსფორმატორო იზოლაციის უნარის მქონე ზეთების შენახვისა და მოხმარებისთვის საჭირო მოწყობილობებს. საპოხი ზეთი ძირითადად გამოიყენება ტურბინებში საყრდენი ქუსლის განთავსების აუზში და აგრეთვე მბრუნავი ღერძის მიმმართველ საკისრებში. სატრანსფორმატორო ზეთი გრაგნილების გაცივების სისტემაში გამოიყენება და მას დენის გაუმტარობის, იზოლაციის თვისება აქვს. ამ ზეთების მარაგი ცალ-ცალკე სათავსოში ინახება და მათი არევა, არადანიშნულებით გამოყენება კატასტროფული შედეგის მომტანია. ერთი ტურბინისათვის საჭირო ზეთის საორიენტაციო მნიშვნელობა შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ფორმულით:

$$G = k\frac{N\sqrt{D}}{\sqrt{H}}, \qquad (8.1)$$

სადაც, N აგრეგატის ნომინალური სიმძლავრეა კვტ-ში;

D – ჰიდრომანქანიას მუშა თვლის დიამეტრია მ-ში;

H – დაწნევაა მ-ში, რომელიც იანგარიშება, როგორც სხვაობა ნშდ-სა და ქვემო ბიეფში არსებულ საშუალო მრავალწლიური ხარჯის შესაბამის დონეს შორის;

k – კოეფიციენტია, რომელიც მოსაბრუნებელ ფრთიანი ტურბინისათვის აიღება 0,9-1,1-ის ფარგლებში. ფრენსისის ტიპის ტურბინისათვის 0,45-0,65, ხოლო ჩამჩიანი ტურბინებისათვის 1,35-1,8.

ზეთის ვარგისიანობის ხანგრძლივობა რეგულირების სისტემა შეადგენს 12-15 ათას საათს, ხოლო შეზეთვის სისტემაში 500-1000 სთ-ს.

დიდი რაოდენობის ზეთის მარაგის შენახვა ჰესის შენობის შიგნით, ხანძარსაწინააღმდეგო მოთხოვნათა გათვალისწინებით, დაუშვებელია.

არსებული ნორმებით ჰესის შენობის ტერიტორიაზე მიწისზედა რეზერვუარებში დასაშვებია 300 ტომანდე ზეთის შენახვა, ხოლო მიწისქვეშა რეზერვუარებში კი 500 ტონამდე. თვით ჰესის შენობის შიგნით კი შესაძლებელია 100 ტონამდე ზეთის შენახვა. გაძლიერებული სახანძრო საშიშროების გამო საზეთე მეურნეობის სათავსოებს მოეთხოვება, რომ ისინი იყვნენ კარგი იზოლაციით დაცულები სხვა მომიჯნავე სათავსოებისაგან. ამავე დროს უნდა ჰქონდეთ მძლავრი სავენტილაციო სისტემა და უსაფრთხო ძირითადი და სათადარიგო შესასვლელ-გამოსასვლელი.

ჰიდროგენერატორის მუშაობის დროს მის სხვადასხვა მოწყობილობებში წარმოქმნილი გადახურების თავიდან ასაცილებლად გამოიყენება ტექნიკური წყალმომარაგება. კონკრეტულად იგი გამოიყენება ჰიდროგენერატორის ქუსლის აუზის გასაცივებლად, ძალოვნური ტრანსფორმატორის გამაცივებელ სისტემაში, სატურბინო საკისრების გადახურების თავიდან ასაცილებლად და სხვა მექანიზმებში, სადაც სითბოს გამოიყოფა.

წინასწარი მიახლოებითი გამოთვლების დროს წინა საპროექტო სტადიაზე ტექნიკური წყალმომარაგების სისტემაში საჭირო ტექნიკური წყლის რაოდენობა შეგვიძლია ვიანგარიშოთ შემდეგი ფორმულით:

$$Q = \frac{0{,}36 N_{\text{გენ}} (1 - \eta_{\text{გენ}})}{\Delta t} \qquad (8.2)$$

სადაც $N_{\text{გენ}}$ – გენერატორის ნომინალური სიმძლავრეა კვტ-ში;

$\eta_{\text{გენ}}$ – გენერატორის **მ ქ კ**.

Δt– გამაცივებელი წყლი ტემპერატურის ვარდნაა, რომელიც საშუალოდ 10°C-ის ტოლად მიიღება.

ტექნიკური წყალმომარაგების სისტემაში არსებული წყლის ხარჯის 60-65% გამოიყენება გენერატორების გასაციებლად, გენერატორის ქუსლისა და საკისრების გასაცივებლად 10÷20%, ხოლო ძალოვნური ტრანსფორმატორების გასაცივებლად ≈15%, ტექნიკური წყალმომარაგების სისტემაში მძლავრი ელექტროსადგურების შემთხვევაში საჭირო წყლის ხარჯმა შეიძლება მიაღწიოს 4-10 $მ^3$/წმ-ს. წყლის მაქსიმალური სიჩქარე წყალსადენებში შეიძლება იცვლებოდეს 3,5-7მ/წმ-ის ფარგლებში, სისტემის მილსადენების

დიამეტრი არ აღემატება 250-300 მმ-ს. სისტემიდან წყლის გადაღვრა ხდება სადგურის ქვედა ბიეფში. სისტემა აღჭურვილია სათანადო საზომი ხელსაწყოებით.

წყლის ხანძარჩამქრობი სპეციალური სისტემა პრინციპში არ განსხვავდება ტექნიკური წყალმომარაგების სისტემისაგან და იგი განკუთვნილია ცეცხლის ჩასაქრობად როგორც ჰიდროგენერატორებში, ისე ჰესის შენობაში.

ჰესის შენობაში უნდა არსებობდეს პნევმატური მეურნეობა, რადგანაც აგრეგატების რეგულირების სისტემის ამუშავება, მათი დამუხრუჭების ოპერაცია, ასევე მათი სინქრონულ-კომპენსატორულ რეჟიმში მუშა თვალის კამერიდან წყლის გამოტუმბვა ხორციელდება შეკუმშული ჰაერის გამოყენებით.

პნევმატური მეურნეობის სისტემა შედგება საკომპრესორო დანადგარების, რესივერების, მაგისტრალური ჰაერმიმწოდებელი მილებისა და შეკუმშული ჰაერის მოთხოვნილების ადგილზე მიმყვანი განშტოებებისაგან. ჰიდრომანქანების რეგულირებისათვის საჭირო ჰაერის წნევა მძლავრი აგრეგატებისათვის აღწევს 6 მგპა-მდე სხვა მომხმარებლებისათვის კი იცვლება 0,6-0,7 მგპა-ს ფარგლებში.

ტურბინის გამდინარე სივრცის დათვალიერებისა და რემონტების ჩატარების მიზნით საჭიროა წყლისაგან დაცარიელდეს ტურბინის სათანადო ნაწილი, ასევე წყალი უნდა გამოიტუმბოს გამწოვი მილის სივრცისგან. ამისათვის საჭიროა სატუმბო სადგურის მოწყობა. ეკონომიკურ გაანგარიშებათა საფუძველზე გადაწყდება თითოეულ აგრეგატს დაუყენდეს ინდივიდუალური ტუმბო, თუ შეიქმნას ერთ სატუმბო სადგური, რომელიც დაუკავშირდება ტურბინის კამერებს, რათა იქ მოთავსებული წყალი გადაქაჩოს ქვემო ბიეფში. თუ აგრეგატების სიმძლავრე მცირეა, შესაძლებელია გადასატანი ტუმბოს გამოყენება. მიზანშეწონილია ტუმბოების წარმადობა ისე შეირჩეს, რომ წყლის გადაქაჩვა მოხერხდეს 4-8 საათის განმავლობაში.

ჰესის შენობის მშენებლობისა და მისი საჭირო მოწყობილობებით აღწურვისათვის, ასევე ექსპლუატაციის პერიოდში სათანადო მოწყობილობების მიწოდებისათვის აუცილებელია სათანადო გაბარიტისა და მძიმე ტვირთების გატარების უნარის მქონე გზის მიყვანა ჰესის შენობამდე.

მიზანშეწონილია, რომ ჰესის შენობასთან მისასვლელი გზის ნიშნული ემთხვეოდეს მასში განთავსებული სამონტაჟო მოედნის ნიშნულს. როცა გვაქვს მიწისქვეშა ჰესის შენობა, მისი სამონტაჟო მოედნამდე მისასვლელად შესაძლებელია გაკეთდეს სატვირთო გვირაბი ანდა მის თავზე სატვირთო შახტა, რომელიც უზრუნველყოფს საჭირო, მოწყობილობების სამონტაჟო მოედანზე დალაგებას.

თავი IX

9.1. კალაპოტური ჰესის შენობები

იმის მიხედვით, თუ როგორი სქემით იქმნება წნევა და როგორია წნევის სიდიდე განარჩევენ ჰესის შენობის სამ ტიპს: კალაპოტური ჰესის შენობა, კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობა და დერივაციული ჰესის შენობა. ამის გარდა არსებობს ჰესის შენობის სპეციალური ტიპები, რომლებსაც მოკლედ ქვემოთ გავეცნობით.

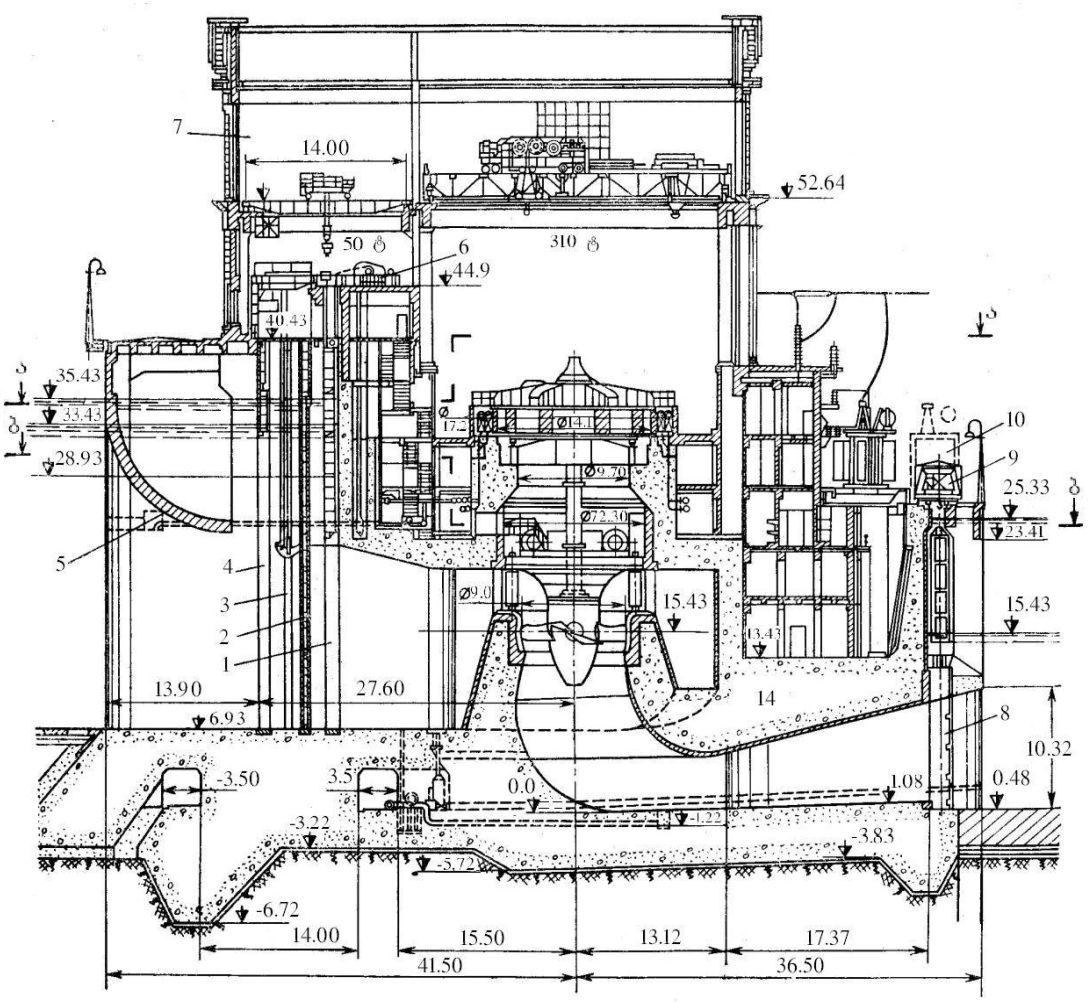
კალაპოტური ჰესის შენობები თავის თავზე იღებს ჰიდროსტატიკურ დაწნევას, რომელიც შეიძლება 30-40მ-ის ფარგლებში იცვლებოდეს. მათში ყოველთვის განლაგებულია წყალმიმღები ნაგებობა, საიდანაც მოკლე მანძილით წყალი ტურბინებს მიეწოდება. ტიპური კალაპოტური ჰესის შენობა ნაჩვენებია ნახ. 9.1-ზე. ამ ტიპის შენობები აღჭურვილია ნატანდამჭერი მოწყობილობებით, რომელთაც აქვთ სათანადო საკეტები, შედარებით მცირე დაწნევების დროს 10-20 მ-ის ფარგლებში ჰიდროაგრეგატს შეიძლება ჰქონდეს ჰორიზონტალური ან დახრილი ბრუნვის ღერძი.

ვერტიკალურღერძიანი აგრეგატების შემთხვევაში ბლოკის გამდინარე ნაწილი შედგება წაყალმიმღებისაგან, ბეტონის სატურბინო კამერისა და მოღუნული გამწოვი მილისაგან (ნახ. 9.1). ამ შემთხვევაში აგრეგატის ბლოკის ზომები განისაზღვრება ტურბინის კამერისა და გამწოვი მილის ზომებით. წყალმიმღების გეგმაში სიგანე ტოლია ტურბინის კამერის სიგანისა. ნატანდამჭერ გისოსებში სიჩქარის შესამცირებლად წყალმიმღების ზედა ნაწილი რკალისებურია, ნაკადის დინების გასწვრივ შენობის სიგრძე იანგარიშება იმ მოსაზრებიდან, რომ დაცული იყოს ნაგებობის მდგრადობა და კონსტრუქციის სიმტკიცე.

ჰესის შენობის ფუნდამენტის ფილის ჩაღრმავება ქვემო ბიეფში არსებული დონის ქვემოთ დამოკიდებულია გამწოვი მილით გაწოვის $-H_s$ სიმაღლისა და ამ მილის ზომებისაგან.

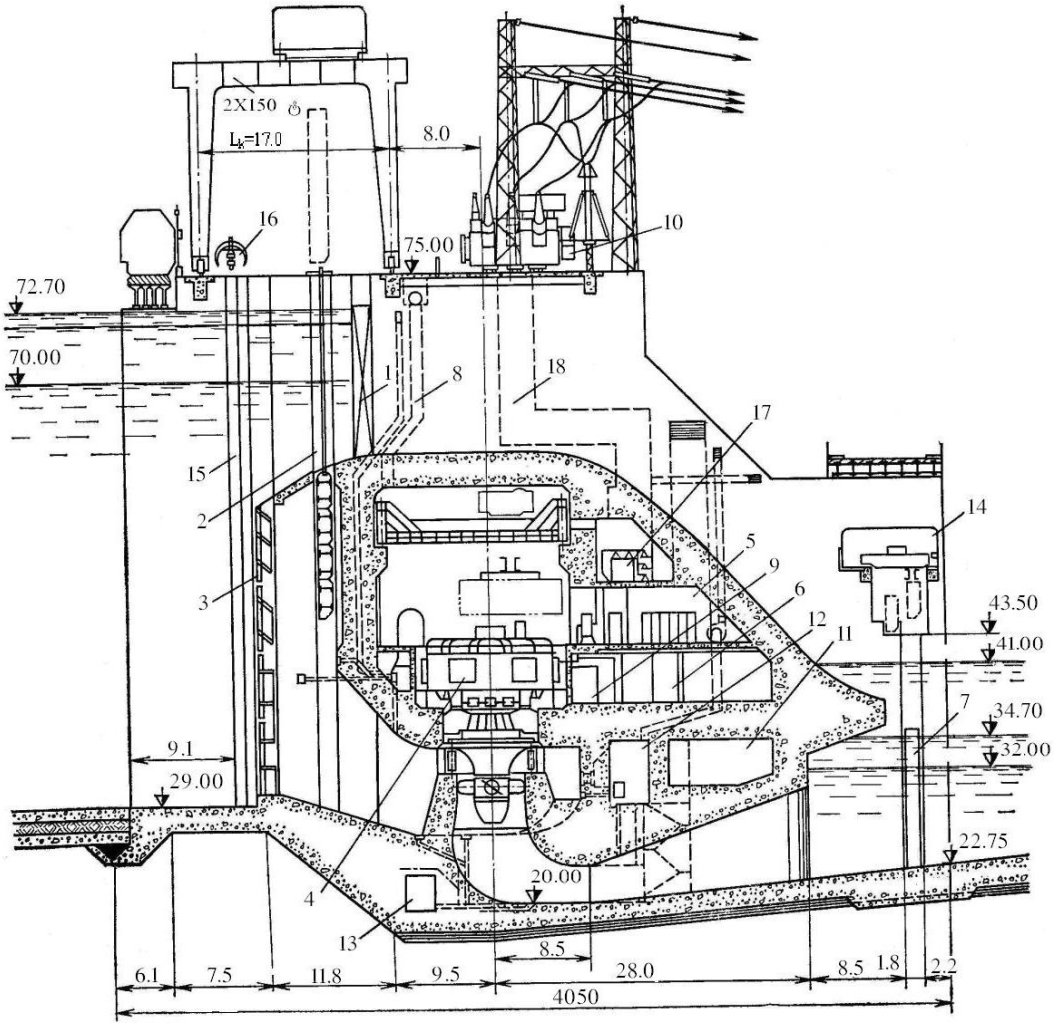
ვერტიკალური აგრეგატების შემთხვევაში მოსაბრუნებელფართიანი ტურბინებით მოღუნული გამწოვი მილის სიმაღლე არა უნდა იყოს ნაკლები 2,1 D –ზე, სადაც D ტურბინის დიამეტრია, რადგანაც ამ შემთხვევაში მცირდება აგრეგატის ენერგეტიკული მახასიათებლები და იზრდება მანქანაზე დინამიკური დატვირთვა. ორი მომიჯნავე აგრეგატის გამდინარე ნაწილი ერთმანეთისაგან გაიყოფა ბეტონის ბურჯებით, რომლის სისქე შეიძლება იცვლებოდეს 1,5-2,5 მ-ის ფარგლებში.

როცა ჰესის შენობა განთავსებულია კლდოვან ფუძეზე, გრუნტის სამუშაოების მოცულობის შემცირების მიზნით შენობის ფუნდამენტის მოხაზულობა მიჰყვება თხელი ბეტონის ფენით წყალმიმღებისა და გაწოვის მილის ფსკერს. ბეტონის ფენის სისქე დამოკიდებულია კლდოვანი საძირკვლის სიმაგრესა და აგრეგატის წონით მახასიათებლებზე.



ნახ. 9.1. კალაპოტური ჰესის შენობა კლდოვან საფუძველზე. 1. ავარიული საკეტის ღარი; 2. ნატანადამჭერი გისოსის ღარი; 3. ნატანადამჭერი მექანიზმის ღარი; 4. სარემონტო გადამკეტის ღარი; 5. მიმღები კედელი; 6. საკეტის სამართავი მექანიზმი; 7. საკეტების სათავსო; 8. გამწოვი მილის რემონტისთვის გადამკეტი; 9. სარემონტო გადამკეტის ამწე მექანიზმი; 10. ტრანსფორმატორების მდგომარეობა სარემონტოდ გამოგორებისას. 11. ზეთსაწნეო დანადგარი; 12. ტურბინის სარემონტო სვეტი

კალაპოტური სადგურების ერთ-ერთი გავრცელებული სქემაა ჰესის შენობის განთავსება კაშხლის წყლასაშვის შიგნით. ასეთ სადგურებს უწოდებენ შეთავსებულ სადგურებს, მათთვის დამახასიათებელი ტიპიური სქემა ნაჩვენებია ნახ.9.2-ზე. ჰესის ასეთი სქემები გამოიყენება 20-35 მ-იან სტატიკური დაწნევების პირობებში. ასეთი სქემის პირობებში წყლის წყალსაშვზე გადადინების შემთხვევაში ადგილი აქვს ეჟექციის ეფექტს, რაც ზრდის დაწნევას ტურბინაზე. წყალსაშვის ნორმალური მუშაობისათვის აუცილებელია წყლის გაწმენდა მოტივტივე და შეწონილი ნატანისაგან სათანადო გისოსების მოწყობით.



ნახ. 9.2. წყალსაშვიან კაშხალთან შეთავსებული ჰესის შენობა 1. წყალსაშვის მალის ძირითადი საკეტი; 2. სარემონტო გადამკეტის ღარი; 3. ნატანდამჭერი გისოსი; 4.ჰიდროგენერატორი; 5. მოწყობილობათა სათავსო; 6. საკაბელო კორიდორი; 7. გამწოვი მილის სარემონტო გადამკეტის ღარი; 8. სავენტილაციო არხები და საჰაერო მილი; 10. ტექნიკური წყალმომარაგების სისტემის სათავსო; 11. ქვიშით შევსების არეალი; 12. ტექნკური წყალმომარაგების სისტემის ფილტრების სათავსო; 13. „სველი“ არე; 14. გამწოვი მილის სარემონტო გადამკეტის მოწყობილობა; 15. გრეიფერის ღარი; 16. გრეიფერი; 17. ამამაღლებელი ტრანსფორმატორი; 18. დენის გამოსაყვანი შახტა;

როდესაც მდინარეს მოაქვს დიდი რაოდენობის ფსკერული და შეწონილი ნატანი, ჰესის შენობა უნდა განთავსდეს ბურჯებში. ამგვარ შეთანწყობას აქვს რიგი უპირატესობები იმის გამო, რომ შესაძლებელი ხდება მოტივტივე ყინულის და ფსკერული ნატანების წყალსაშვზე ფარების ახსნის შედეგად გატარება. ასეთ სქემას გააჩნია უარყოფით მხარეც: როცა სამანქანო დარბაზი ერთი ბურჯის შიგნით ვერ თავსდება, საჭირო ხდება რამდენიმე ბურჯით შიგა სივრცის შექმნა სამანქანო დარბაზის განსათავსებლად. ამ შემთხვევაში რთულდება კომუნიკაციის შესაძლებლობა ცალკეული აგრეგატის მომსახურების თვალსაზრისით.

თავი X

10.1 კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობები

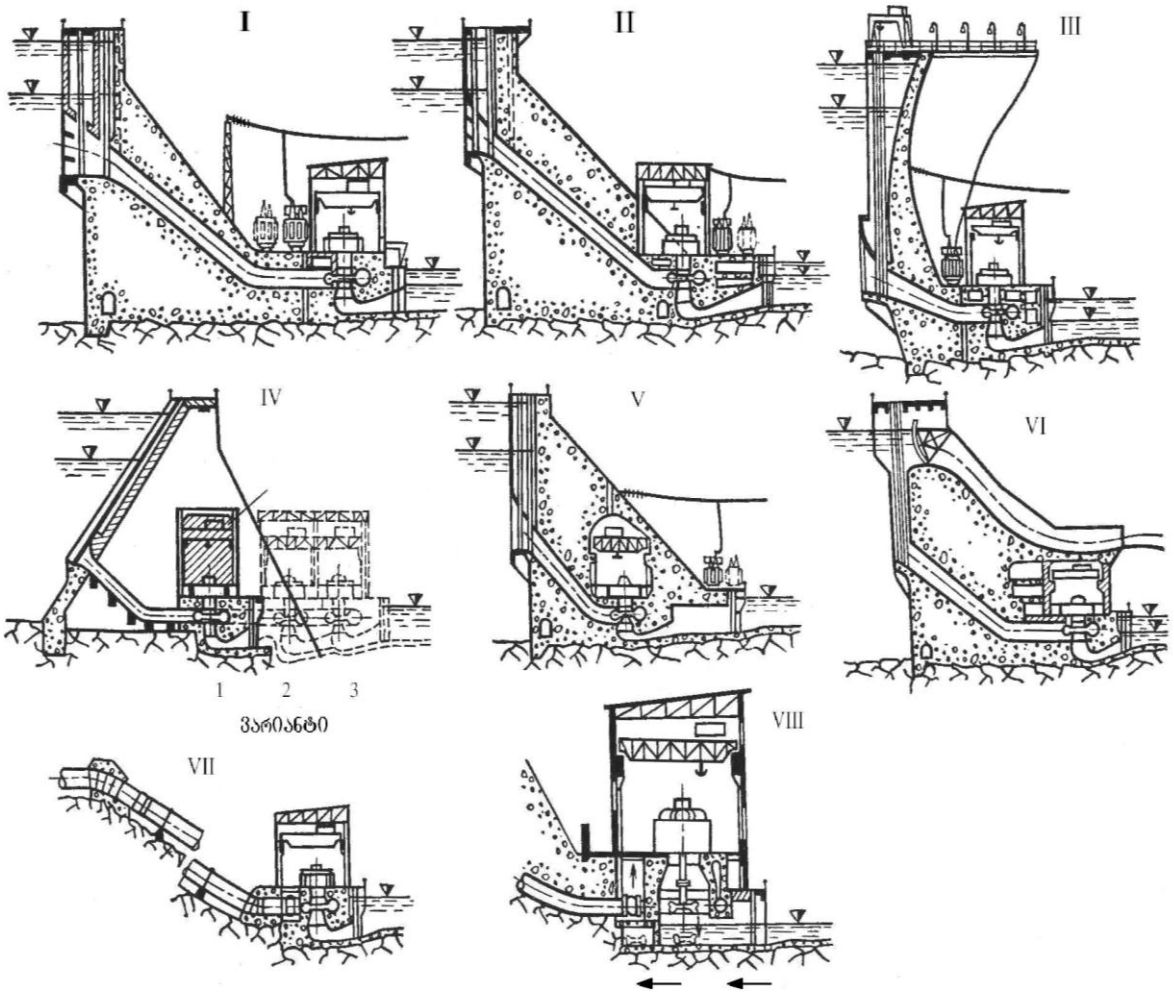
კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობის სქემის პირობებში ჰესის შენობა განლაგებულია კაშხლის ქვემო ბიეფის მხარეს მისი ზედაპირის მომიჯნავედ ან მის მახლობლად. ყველა შემთხვევაში იგი ბეტონის კაშხლის ზედაპირთან ნაკერის მოწყობით დამოუკიდებლად აწვება კლდის საფუძველს და არ ურთულებს თვით კაშხლის ფუძეს, მიიღოს დატვირთვა საკუთრივ კაშხლის ბეტონის წონისაგან. გრუნტის კაშხლის შემთხვევაში კი ჰესის შენობა მცირე მანძილით იქნება მოშორებული კაშხლის უდაწნეო ფერდობს, ყველა შემთხვევაში, როცა გვაქვს კაშხლური სქემით განხორციელებული ჰესი, თვით ჰესის შენობა თავის თავზე არ იღებს წყლის სტატიკურ დაწნევას, რასაც ადგილი აქვს კალაპოტური ჰიდროელექტროსადგურებში.

ნახ.10.1-ზე მოცემულია კაშხლური ჰესის შენობების გავრცელებული სქემები.

სქემა I-ის პირობებში ჰესის შენობა განლაგებულია ბეტონის კაშხლის ქვედა ზედაპირის მახლობლად, რის გამოც სატურბინო მილსადენის გარკვეულ მონაკვეთს აქვს თარაზული მდგომარეობა. ამ მონაკვეთზე ხერხდება ამამაღლებელი ტრანსფორმატორების განლაგება. ასეთი სქემით განხორციელებულია მძლავრი ბრატსკის, კრასნოიარსკის და სხვა ელექტროსადგურები, რომლებიც თავის დროზე რეკორდული სიმძლავრის ელექტროსადგურებს წარმოადგენდნენ.

როგორც წესი, ჰესის შენობა კაშხლის ტანისაგან გამოიყოფა ნაკერით, მაგრამ თუ საყრდენი კარგი კლდოვანი გრუნტია, ჰესის შენობა შეიძლება მცირედით შეჭრილი იყოს კაშხლის ტანში, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახაზზე ვარიანტი II-ით. ტრანსფორმატორები კი შეიძლება განლაგდეს ქვემო ბიეფის მხარეს, რაც მოითხოვს გამწოვი მილის შესაბამისად დაგრძელებას.

თაღოვანი კაშხლის შემთხვევაში ჰესის შენობის განლაგება მის მახლობლად ქვემო ბიეფში წარმოადგენს სირთულეს, მაგრამ ჩატარებულმა გამოკვლევებმა ზოგ შემთხვევაში უჩვენა, რომ ეს შესაძლებელია განხორციელდეს. სიმტკიცეზე გაანგარიშებებიდან ჩანს, თაღოვანი კაშხლის კონსტრუქციის სათანადოდ შერჩევის შემთხვევაში მის ქვედა ნაწილში შესაძლებელია სატურბინო მილსადენის გაყვანა და კაშხლის ზედაპირის სიახლოვეს ჰესის შენობის განლაგება, როგორც ეს ნაჩვენებია III ვარიანტში. თაღოვანი კაშხლის გეგმაში მისი მრუდხაზოვანი მოხაზულობის გამო ჰესის შენობისა და კაშხლის ზედაპირს შორის რჩება სივრცე, რომელშიც შესაძლებელია ამამაღლებელი ტრანსფორმატორების განლაგება.



ნახ. 10.1. კაშხლური ჰესის სქემები

თუ კონტრფორსებს შორის მანძილი საკმარისი იქნება სამანქანო დარბაზის განლაგებისათვის, შესაძლებელია აგრეგატების განთავსება კონტრფორსებს შორის. ზოგიერთ შემთხვევაში, როცა კონტრფორსებს შორის მანძილი მცირეა, შეიძლება ერთი კონტრფორსი გაიჭრას ისეთი ზომით, რომ მასში ამწე გაეტიოს და მაშინ სამანქანო დარბაზი განლაგდება ორ მომიჯნავე კონტრფორსებს შორის არსებულ სივრცეში (სქემა IV).

მაღალი გრავიტაციული კაშხლების შემთხვევაში ჰესის შენობა შეიძლება ჩაშენებული იქნას კაშხლის ტანში, როგორც ეს ნაჩვენებია IV ვარიანტში. ცხადია, ასეთი სქემის პირობებში საჭიროა კაშხლის სიმტკიცეზე ანგარიში იმის გათვალისწინებით, რომ აგრეგატების მუშაობას თან ახლავს ვიბრაციები, რაც მთლიანობაში კაშხლის მდგრადი მდგომარეობის ნორმის ფარგლებში შენარჩუნებაზე იმოქმედებს. სიმტკიცის ანგარიშებში ასევე გათვალისწინებული უნდა იქნას ის ფაქტორი, რომ მიმყვანი სატურბინო მილი და გამომყვანი გამწოვი მილი განლაგებულია კაშხლის ტანში.

როდესაც კაშხალი შენდება ვიწრო ხეობაში და კატასტროფული წყლის გადასაგდები მოწყობილობა ნაპირის მიდამოებში ვერ კეთდება, შესაძლებელია წყალსაგდები კაშხალში ჩაშენებული ჰესის შენობის თავზე მოვაქციოთ, როგორც ეს ნაჩვენებია VI ვარიანტში. ამ შემთხვევაში წყალდიდობის ხარჯი სპეციალური ტრამპლინით უნდა გადავაგდოთ ჰესის შენობიდან საკმაო მოშორებით, რათა მან არ გამოიწვიოს კაშხლის საძირკვლის გამოთხრა. ჰაერში გატყორცნილი წყლის ნაკადი განიცდის აერირებას და მის ფსკერზე დინამიკური ზემოქმედების ძალა მცირდება. აერირებული ნაკადის დამანგრეველი უნარის შეფასება აუცილებელია ნაგებობის საიმედოდ მუშაობის დასაგენად.

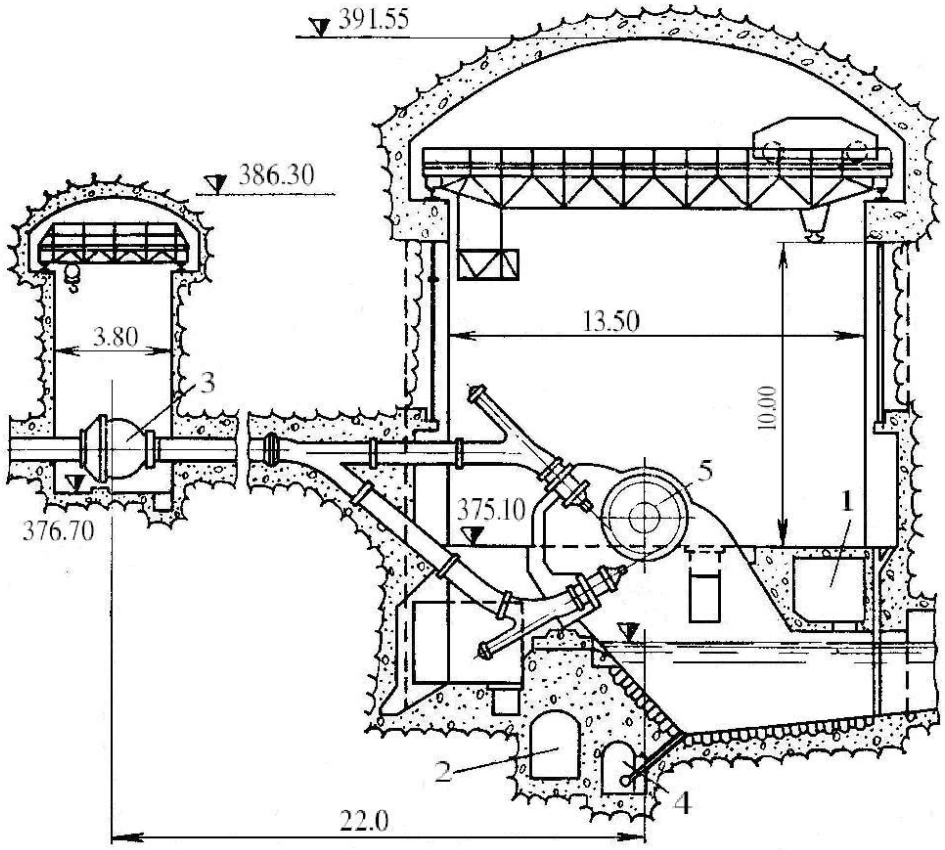
სქემა VII-ის მიხედვით სატურბინო მილსადენი ისე შედის ჰესის შენობაში, რომ ის ჩაანკერებულია კლდოვან გრუნტში, რის გამოც ჰესის შენობა მთლიანობაში განიხილება სიმტკიცეზე სატურბინო მილსადენთან ერთად. ასევე VIII სქემის ვარიანტში სატურბინო მილსადენი გადის ბეტონის მასივში და შედის ჰესის შენობაში, სადაც იგი მთავრდება საქშენებით, რათა ჩამჩიანი ტიპის ტურბინის ფრთებზე მიწოდებულიქნას წყლის ნაკადი, რომლის კინეტიკური ენერგია ელექტროენერგიად გარდაიქმნება.

10.2. დერივაციული ჰესის შენობები

დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურები ხასიათდება იმით, რომ აქ დერივაციით მიყვანილი სატურბინო ხარჯი ხშირ შემთხვევაში მცირეა, ხოლო სასარგებლო დაწნევა კი საკმაოდ დიდი კაშხლური ტიპის ჰესებთან შედარებით.

მაღალი დაწნევებისა და მცირე სატურბინო ხარჯების პირობებში მიზანშეწონილია აქტიური ჩამჩიანი ტურბინების გამოყენება. ტიპური სქემა ნაჩვენებია ნახ. 10.2-ზე. ტურბინის ღერძი შეიძლება იყოს როგორც ვერტიკალური, ისე ჰორიზონტალური. ამ შემთხვევაში ტურბინის დიდი ბრუნთა რიცხვი საშუალებას იძლევა, შემცირდეს აგრეგატის ზომები და შესაბამისად, ჰესის შენობის სივრცითი პარამეტრები.

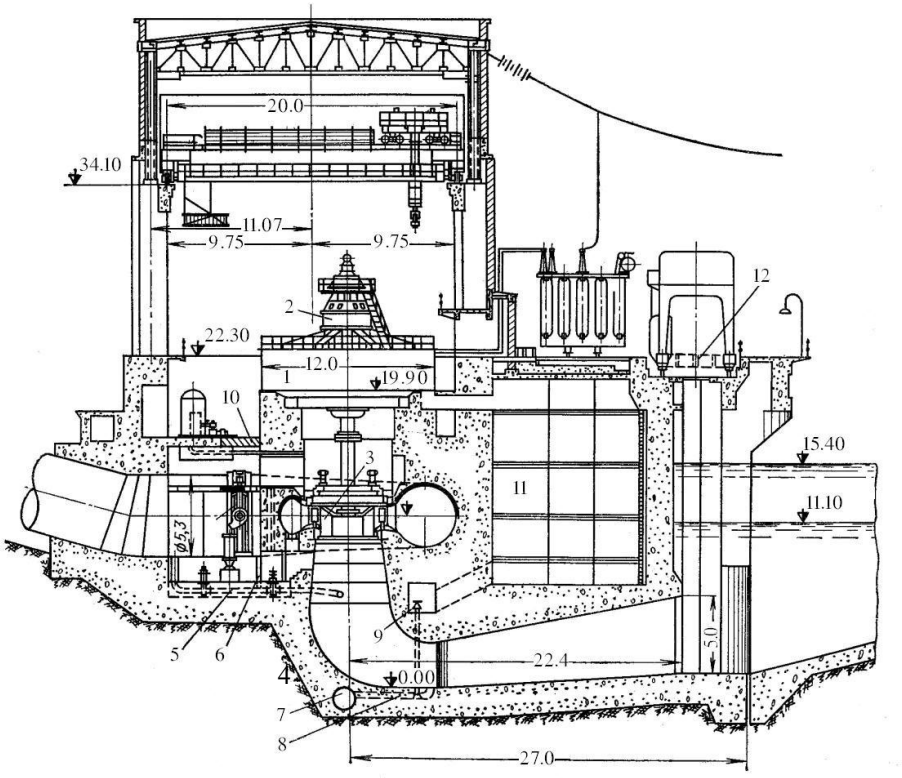
სატურბინო მილსადენი ჰესის შენობის შიგნით მიზანშეწონილია გაიყოს ორ ტოტად, რომლებიც მთავრდება საქშენით, საიდანაც გამოდინებული წყლის ნაკადი დიდი სიჩქარით ეცემა ტურბინის ჩამჩებს. ნაკადი გადასცემს რა თავის ენერგიას, მოწყდება ტურბინის ჩამჩის ზედაპირს და ვერტიკალურად ჩამოიღვენთება ტურბინის ქვეშ მოწყობილ ჭაში, საიდანაც თვითდინებით სპეციალურად მოწყობილი არხით გამოედინება ქვემო ბიეფში.



ნახ. 10.2. ჰესის შენობა ჩამჩიანი ტურბინებით – 1. საკაბელო არხი; 2. მშრალი სივრცე; 3. სფერული საკეტი; 4. სველი სივრცე; 5. ჰორიზონტალური ჩამჩიანი ტურბინა.

როცა აგრეგატის ღერძი ჰორიზონტალურია, იგი სამანქანო დარბაზის სიგრძის მიმართულებით არის ორიენტირებული, ამ დარბაზის სიგანე მნიშვნელოვნად მცირდება და ამავე დროს შესაძლებელი ხდება ორი ტურბინის ერთ გენერატორთან მიერთება. ამ შემთხვევაში შესაძლებელია, რომ ისინი გვერდიგვერდ ისე ახლოს იყოს, რომ მათ შორის განთავსდეს გენერატორი იმავე თარაზულ ლილვზე, რომელზეც ბრუნავს ტურბინა. ასეთი სქემით იზრდება გენერატორის სიმძლავრე და ამავე დროს, ჩამჩიანი ბორბლის მოხსნა და რემონტი ხერხდება თვით გენერატორის დაშლის გარეშე.

დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურის შემთხვევაში ჰესის შენობის ტიპიური სქემა როცა გამოყენებულია ფრენსისის ტიპის ტურბინა, ნაჩვენებია ნახ-10.3.ზე. იგი წარმოადგენს მინგეჩაურის ჰიდროელექტროსადგურის ჰესის შენობის განივ ჭრილს. როგორც ნახაზიდან ჩანს, აგრეგატების ღერძი არ ემთხვევა ჰესის შენობის გრძივ ღერძს. იგი გარკვეული მანძილით გადაწეულია ქვემო ბიეფის მხარეს, რის გამოც გარკვეული მანძილი რჩება კედლამდე ზემო ბიეფის მხარეს. ეს საშუალებას იძლევა მონტაჟის ან დემონტაჟის დროს მოწყობილობები გადავიტანოთ ამწე კრანით ზემო ბიეფის მხარეს დარჩენილი სივრცითი დარბაზის გასწვრივ სამონტაჟო მოედნამდე.



ნახ. 10.3 მინგეჩაურის ჰესის შენობა. 1. ჰიდროგენერატორი; 2. ქუსლი; 3. რადიალურ ღერძული ტურბინა; 4. დისკური საკეტი; 5. სატურბინო მილსადენიდან გადასასხმელი ხაზი; 6. სპირალური კამერიდან გადასასხმელი ხაზი; 7. კოლექტორი; 8. გამწოვი მილიდან გადასასხმელი ხაზი; 9. გადასასხმელი ხაზი; 10. ასასხსნელი სახურავი დისკური საკეტის ამოსაღებად; 11. ტექნოლოგიური სათავსო; 12. ტრანსფორმატორის სატარებელი ურიკა.

10.3. მიწისქვეშა ჰესის შენობები

ხშირად, მდინარის ჩამონადენის ენერგეტიკული ათვისების ოპტიმალური სქემის დამუშავების დროს, ხელსაყრელია ჰესის შენობის მიწისქვეშ განლაგება. კლდის მასივის დამუშავების თანამედროვე ტექნოლოგიების პირობებში, როცა ჰესის შენობის მდინარის ნაპირზე განლაგებისათვის არ არსებობს მოხერხებული ადგილი, დიდ სირთულეს არ წარმოადგენს მისი მოთავსება მიწის ქვეშ. ეს ეკონომიკურად უფრო ეფექტურიც გამოდის, თუ მდინარის მოხვეული უბანის ვარდნის ათვისება მოკლე გვირაბის მეშვეობით მოხერხდება, ან ერთი მდინარის ხეობიდან მეორეში გადაგდებით, შედარებით მოკლე გვირაბით დიდი დაწნევის მიღებაა შესაძლებელი.

ჰესის შენობის მიწისქვეშ განლაგებას ის უპირატესობაც აქვს, რომ მშენებლობის და ექსპლუატაციის შემაფერხებელ ფაქტორს არ წარმოადგენს კლიმატური პირობები, კერძოდ, გაზაფხულის წყალდიდობისა და ზამთრის ყინვების ზემოქმედება მშენებლობის პროცესებზე. გარდა ამისა, მცირდება მშენებლობის პროცესის უარყოფითი ზეგავლენა ბუნების წონასწორობაზე.

ჰესის შენობის მიწისქვეშ განლაგების გადაწყვეტილების მიღება დიდწილად დამოკიდებულია იმ საკვლევ-საძიებო სამუშაოების შედეგებზე, რომელმაც უნდა მოგვცეს მონაცემები დასამუშავებელი გრუნტის მექანიკურ მდგომარეობაზე, მის გეოლოგიური წყობის მაჩვენებელზე. ზოგ შემთხვევაში საკმაოდ ძნელია საინჟინრო გეოლოგიური პირობების საკმაო სიზუსტით დადგენა გვირაბის მთელ ტრასაზე და სამანქანო შენობისათვის საჭირო მოცულობის სივრცეზე.

მიწისქვეშა ჰესის შენობის ერთ-ერთ უარყოფით მხარეს წარმოადგენს ისიც, რომ საკუთარი საჭიროებისათვის ელექტროენერგიის დანახარჯი მეტია, ვიდრე მიწისზედა ჰესებში. ენერგიის დანაკარგი იზრდება აგრეთვე ამამაღლებელ ტრანსფორმატორებამდე დენის მიწოდების გამო, რადგანაც ეს ტრანსფორმატორები, ხშირ შემთხვევაში აგრეგატისაგან დიდ მაძილზე, მიწის ზედაპირზე არის განთავსებული. ეს მანძილი შეიძლება იყოს 200-დან 300 მ.

მიუხედავად აღნიშნულისა, პერსპექტივაში მიწისქვეშა ჰესის შენობის ეკონომიკური და ტექნოლოგიური უპირატესობა საგრძნობი გახდება თანამედროვე მაღალმექანიზირებული ტექნოლოგიების გამოყენების კვალობაზე.

მიწისქვეშა ჰესის შენობა შესაძლებელია განლაგებულ იქნას საკმაო მოშორებით მდინარის კალაპოტიდან, იქ, სადაც უნდა გამოვიდეს გადამუშავებული წყალი. სწორედ ასეთ შემთხვევას ჰქონდა ადგილი ენგურჰესის შენობის განთავსების შესახებ გადაწყვეტილების მიღების დროს.

რადგანაც გადამუშავებული წყლის გამომყვანი უდაწნეო გვირაბი საკმაოდ გრძელია, სარემონტო საკეტი მიზანშეწონილია განთავსდეს აგრეგატთან მაქსიმალურად შესაძლო სიახლოვეს, რათა ტურბინის რემონტის დროს გამწოვ მილში დარჩენილი გადასაქაჩი წყლის მოცულობა შემცირდეს. ამ მიზნით გამწოვი მილის ბოლოს აწყობენ სპეციალური გალერეას, სადაც განათავსებენ სარემონტო საკეტებს, და მათი მომსახურებისათვის საჭირო ამწევ მექანიზმებს. საკეტების დასამონტაჟებლად გადაადგილდება სპეციალური სატრანსპორტო გვირაბით.

საშუალო და დიდი დაწნევების დროს რადიალურ-ღერძულ ტურბინები შედარებით მცირე ზომებისაა, რის გამოც, ჰესის შენობის შიგნით ან მის უშუალო სიახლოვეს, ალმაცერად შესაძლებელია წინა სატურბინო საკეტების განლაგება. საკეტების ასეთი განლაგება ნაჩვენებია ენგურჰესის მიწისქვეშა ჰესის შენობის ნახ. 10.4-ზე.

სამანქანო დარბაზის ზომების შემცირებლად, ცდილობენ საკეტი მაქსიმალურად მიუახლოვონ აგრეგატს. სწორედ ამიტომ ენგურჰესის შენობის შიგნით განლაგებულია სატურბინო საკეტები სატურბინო მილის ჰესის შენობის გრძივი ღერძის მიმართ დახრილი

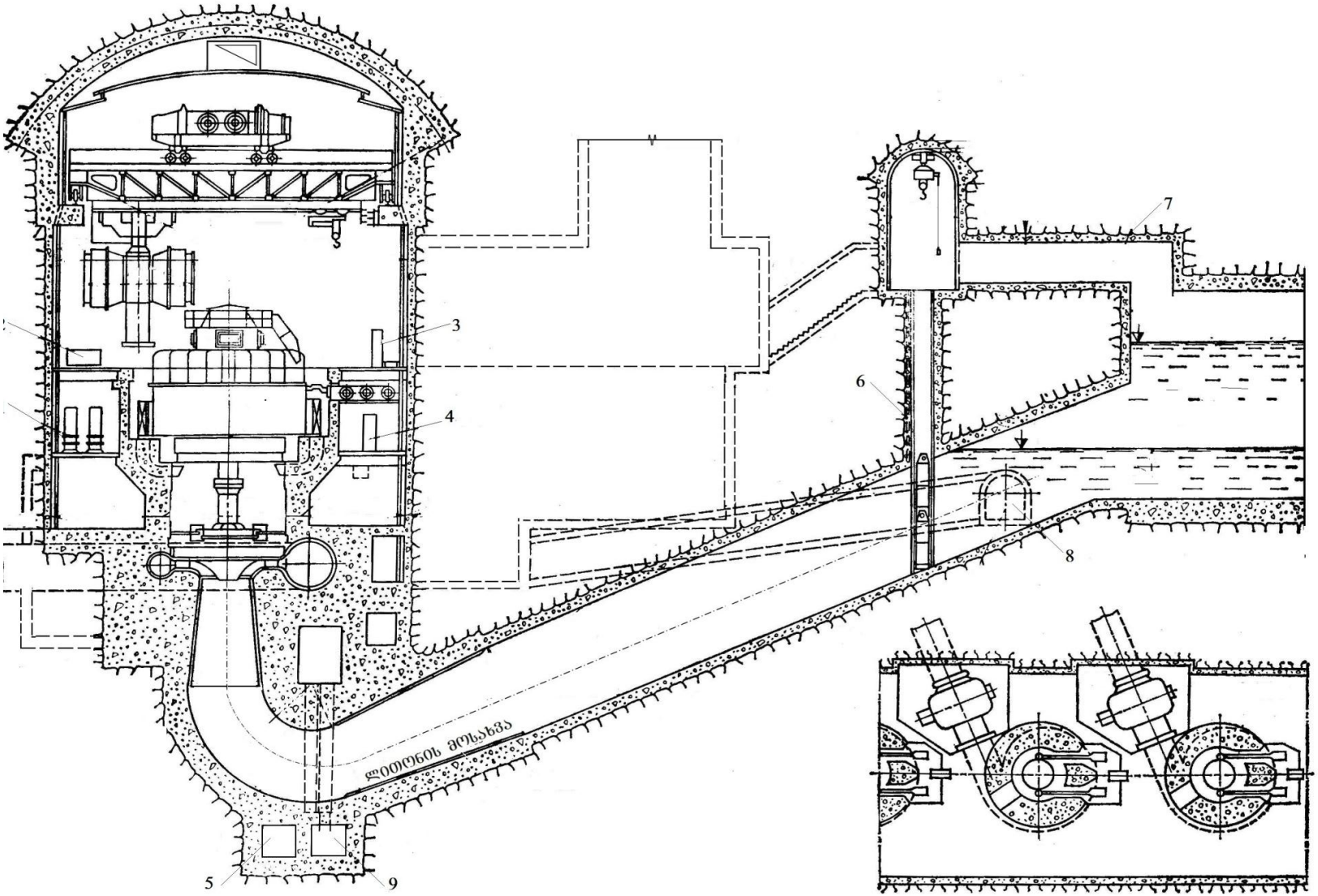
მიყვანით. ასევე შესაძლებელია წინა სატურბინო საკეტების განთავსება აგრეგატებს შორის, მაგრამ ამ შემთხვევაში სამანქანო შენობის ზომები სიგრძეში იზრდება.

ზოგ მიწისქვეშა სადგურებში სამანქანო დარბაზის გრუნტის გამომუშავების შემცირების მიზნით, აგრეგატის ღერძის დახრა შეიძლება ჰორიზონტალური იყოს, მაგრამ ეს უფრო მიზნაშეწონილია მაშინ, როცა გვაქვს ჩამჩიანი ტურბინები.

მიწისქვეშა ჰესის შენობიდან წყლის გამოყვანა, როგორც წესი, ხორციელდება უდაწნეო გვირაბით, მაგრამ როცა ქვემო ბიეფში წყლის დონის ცვლაბედობა დიდა, შესაძლებელია დაწნევიანი დერივაციაც იქნას გამოყენებული, ამ შემთხვევაში საჭირო ხდება გამომყვანი გვირაბის დასაწყისში სათანაბრებელი რეზერვუარის მოწყობა.

სამონტაჟო და სარემონტო სამუშაოების ჩასატარებლად მიწისქვეშა ჰესის შენობაში ეწყობა სამონტაჟო მოედანი, რომელიც ჰორიზონტალური სატრანსპორტო გვირაბით ან ვერტიკალური შახტით უკავშირდება მიწის თავისუფალ ზედაპირს. სატვირთო გვირაბის ან შახტის ზომები იანგარიშება იმის გათვალისწინებით, რომ შესაძლებელი იყოს საჭირო მოწყობილობების გატარება. მთელ სიგრძეზე ეწყობა სავენტილაციო არხები და გასასვლელები მომსახურე პერსონალისათვის. სატვირთო შახტის თავზე ეწყობა განტვირთვისათვის საჭირო სათავსოები, რომლებთანაც მიიყვანება საავტომობილო გზა. ელექტროენერგიის გენერირების პროცესში მიწისქვეშა ჰესის შენობაში გამოიყოფა დიდი რაოდენობის სითბო. მას სამანქანო დარბაზის კედლები ვერ გააციებს, რის გამოც აუცილებელი ხდება სპეციალური სავენტილაციო სისტემა, რომელიც უზრუნველყოფს ტემპერატურისა და სინოტივის შენარჩუნებას მისაღებ ფარგლებში. მიზანშეწონილია ტემპერატურა არ აღემატებოდეს 15-18 °C, ხოლო სინოტივე – 70%-ს.

ახალი სუფთა ჰაერი სპეციალური არხებით იჭირხნება სატრანსპორტო გვირაბში, ასევე შენობის (სალტეების) შახტაში. აგრეგატის მუშაობის შედეგად გამთბარი ჰაერი გარეთ გამოიდევნება გვირაბისა და შახტის მეშვეობითაც. სავენტილაციო კამერიდან ჰაერი მიეწოდება სამანქანო დარბაზსა და გენერატორის ქვეშ მდებარე სათავსოს.



ნახ.10.4. ენგურჰესის მიწისქვეშა ჰესის შენობა, ა) მართობული ჭრილი აგრეგატის ღერძზე.

1. მოწყობილობა სითბოს ცვლილებისთვის; 2. გამფართოებელი რეზერვუარი; 3. მართვის ფარი; 4. საკუთარი საჭიროების ფარი 380/220 კვ; 5. სადრენაჟო გალერეა; 6. საავარიო მილი M=250მმ; 7. გალერეა ჰაერის მოდინებისთვის; 8. გალერეა წყალმომარაგების მილსადენების ჩასაწყობად; 9. გალერეა გამწოვი მილების დასაცლელად.

მიწისქვეშა ჰესის შენობის აგებისას გარკვეული სირთულე იქმნება ამამაღლებელი ტრანსფორმატორების განთავსებასთან დაკავშირებით. თუ ჰესის შენობა მდებარეობს თავისუფალი ზედაპირიდან 200-300მ-ის სიღრმეზე, უფრო ნაკლებ მანძილზე მიზანშეწონილია ამამაღლებელი ტრანსფორმატორები განლაგებული იყოს მიწის ზედაპირზე და იქვე განთავსდება ღია გამანაწილებელი მოწყობილობა, საიდანაც მომხმარებლებს მაღალი ძაბვის სადენებით მიეწოდება ელექტროენერგია. ტრანსფორმატორების მიწის ზედაპირზე განლაგების შემთხვევაში ელექტროენერგიის გენერატორიდან ტრანსფორმატორებამდე მიყვანა ხორციელდება სპეციალურ შახტებში განთავსებული დენგამტარების (შინები) მეშვეობით. რადგანაც ასეთ დენგამტარებში ხდება დიდი რაოდენობით სითბოს გამოყოფა, საჭირო ხდება დენგამტარის ჰაერით იძულებით გაცივების სისტემის მოწყობა.

შინების შახტაში დენგამტარი კაბელების მდგომარეობის დათვალიერებისა და შესაძლო რემონტის ჩატარების მიზნით კეთდება კიბეები, ხოლო მოსამსახურე პერსონალის გადასაყვანად მონტაჟდება სამგზავრო ლიფტი.

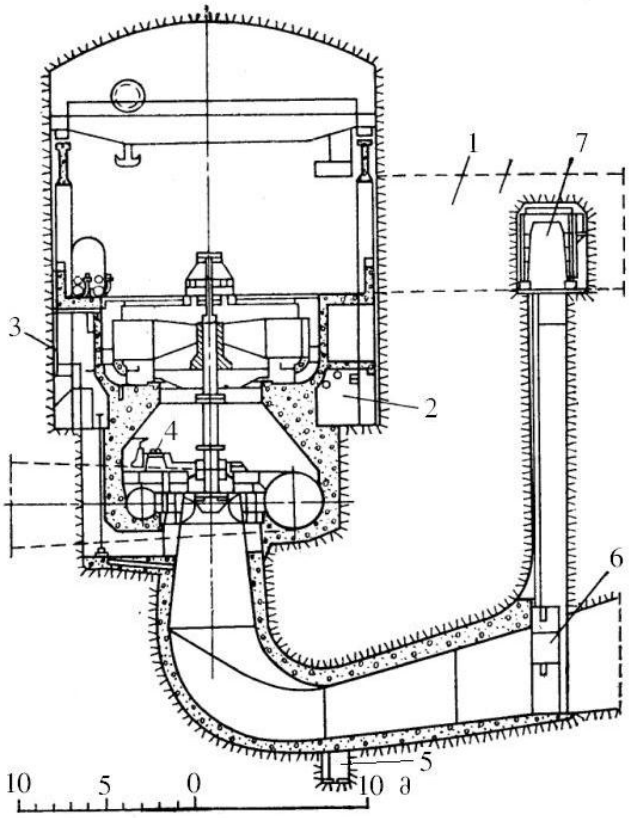
თუ ჰესის შენობა მიწის ზედაპირიდან 300მ-ზე უფრო ღრმადაა, ამამაღლებელი ტრანსფორმატორების განლაგება მიწის ზედაპირზე მიზანშეწონილი არ არის, რადგანაც ელექტროენერგიის დანაკარგი დენგამტარებში, რომლებითაც დენი უნდა მივიყვანოთ ტრანსფორმატორამდე, საკმაოდ დიდი გამოდის. ამ შემთხვევაში ტრანსფორმატორები უნდა განთავსდეს მიწისქვეშ სამანქანო შენობის მახლობლად ზემო ბიეფის ან ქვემო ბიეფის მხარეს. ამ შემთხვევაში დენის მისაყვანად ღია გამანაწილებელ მოწყობილობამდე გამოიყენება მაღალი ძაბვით მომუშავე კაბელები. თუ გადასაცემი დენის ძაბვა ძალიან მაღალია, მაგ., 110-500კვ-ის ფარგლებში, კაბელები თავსდება საიზოლაციო ზეთით გავსებულ ფოლადის მილში. ჩვეულებრივ შემთხვევაში გახურებული კაბელების გასაციებლად გამოიყენება ვენტილაცია.

მიწისქვეშა ჰესის შენობის ზომები დამოკიდებულია მათში განთავსებულ ჰიდროძალოვნურ მოწყობილობებზე, მაგრამ მის კედლისა და თაღის მოსახვის კონსტრუქცია განპირობებულია არსებული გეოლოგიური პირობებით. როცა საქმე გვაქვს მაგარ წყალგაუმტარ კლდოვან გრუნტთან, ჰესის შენობის მოსახვა ხდება მოპირკეთებით და სამანქანო შენობის თაღის ისარიც მცირეა. დარბაზის თაღის ნაწილი შეიძლება ანკერებით იქნას გამაგრებული. თვითონ თაღი ტორკრეტით იფარება.

ნაკლებად მტკიცე კლდოვანი გრუნტის შემთხვევაში სამანქანო დარბაზის თაღი უფრო ჩაზნექილი კეთდება და მაგრდება მოსახვის სქელი ფენით, რომელიც ქუსლის მხარეს უფრო სქელდება. თუ კლდოვანი გრუნტი ბზარებიანია, უკეთდება ცემენტაციაც. თუ მცირე ქანებია, კეთდება შეპკურებითი ბეტონი.

საშუალო სიმტკიცის ქანების შემთხვევაში სამანქანო დარბაზის კედელს უკეთდება მონოლითური ბეტონის მოსახვა სისქით 25-50სმ-ის ფარგლებში.

მცირე სიმტკიცის კლდოვანი გრუნტის შემთხვევაში კეთდება როგორც თაღის, ასევე კედლების მძლავრი რკინა-ბეტონის მოსახვა. ნახ.10.5-ზე ნაჩვენებია მაგარი კლდოვანი გრუნტის შემთხვევაში ჰესის შენობის განივი ჭრილი, საიდანაც ჩანს, რომ კედლისა და თაღის მოსახვა არ არის გაკეთებული, რადგანაც მისი საჭიროება არ არსებობს.



ნახ. 10.5. ჰარსპრონგეთის ჰესის შენობა (შვედეთი); N_{daad}=378 მგვტ; H=105მ; 1. მისასვლელი გვირაბი; 2. წყლით გასაცივებელი მილის და კაბელების სათავსო; 3. გენერატორის ძაბვის სალტე; 4. სერვომოტორი; 5. სადრენაჟო გალერეა; 6. გამწოვი მილის საკეტი; 7. საკეტების გალერეა.

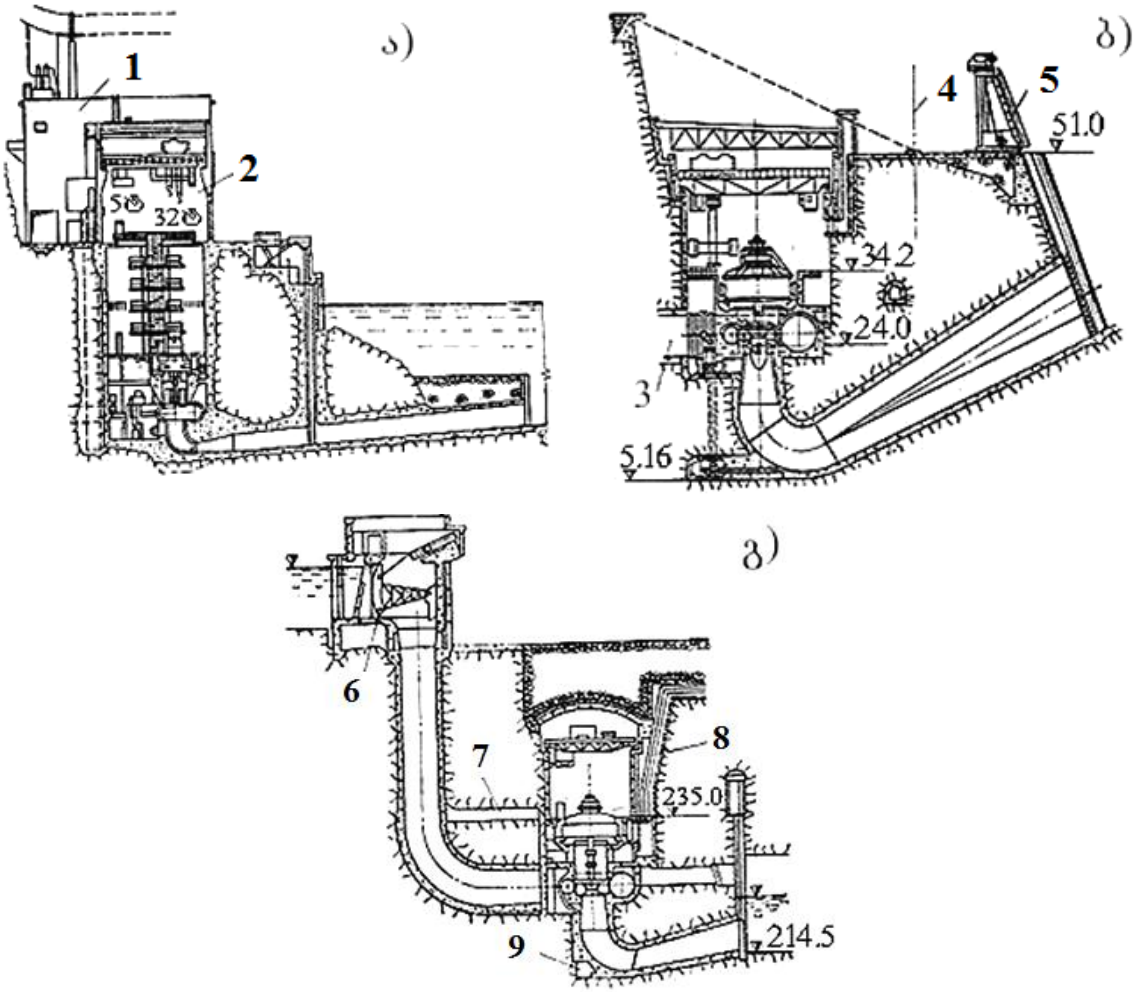
მაგარი კლდოვანი გრუნტის შემთხვევაში ხიდურა მაწის საყრდენი შეიძლება გაკეთდეს კლდეში ჩაჭრით, ხოლო სუსტი და საშუალო სიმაგრის კლდის შემთხვევაში ხიდურა ამწის საყრდენი კეთდება ძელის სახით, რომელიც ეყრდნობა კედლის მოსახვას მიყრდნობილ სვეტებს. ზოგჯერ დასაშვებია, საყრდენი ძელის ქვეშ კლდის გასამაგრებელი ცემენტაცია.

ზოგიერთ შემთხვევაში, როცა ამისთვის სათანადო გეოლოგიური და ტოპოგრაფიული პირობები არსებობს, მიზანშეწონილია ნახევრად მიწისქვეშა ჰესის შენობის განხორციელება. ტიპური ნახევრად მიწისქვეშა ჰესის შენობები ნაჩვენებია ნახ. 10.6. ა) ვარიანტში მიწის ზედაპირის დონეზე, სამანქანო დარბაზის თავზე ეწყობა სამონტაჟო ამწე კრანი. ბ) ვარიანტში ჰესის შენობის გადახურვა კეთდება ბრტყელი მზიდ ღერძებზე დაყრდნობით. მაგრამ როგორც

ვარიანტ გ)-ში ნაჩვენებია, გადახურვა შეიძლება იყოს თაღისებრი ბეტონისაგან, რომელზეც მიწის გრუნტია დაყრილი.

შესაძლებელია სხვა ტიპის გადახურვების გაკეთება, მაგრამ ყველა შემთხვევაში სამანქანო დარბაზის კედელი მოითხოვს ბეტონის ან რკინა-ბეტონის მოსახვას. ეს დამოკიდებულია გრუნტის გეოლოგიურ წყობაზე.

ნახევრად მიწისქვეშა ჰესის შენობებში ელექტროენერგიის გადაცემა გენერატორიდან ამამაღლებელ ტრანსფორმატორებამდე გამარტივებულია, რადგანაც ისინი ეწყობა მიწის ზედაპირზე გენერატორიდან მცირე მანძილზე, რის გამოც ელექტროენერგიის დანაკარგები ასევე მცირეა. ამასთან, გამარტივებულია ჰესის შენობის სამანქანო დარბაზის ვენტილაცია, მიწის ზედაპირთან სიახლოვის გამო. ამ შემთხვევაში მარტივადაა შესაძლებელი კონსტრუქციული ღონისძიებების გატარება.



ნახ.10.6. ნახევრად მიწისქვეშა ჰესის შენობა; ა) მანსურ-ედაბბის ჰესი (მაროკო); ბ) ვილიუსის ჰესი; გ) სტრორფინფორსის ჰესი (შვედეთი); 1. დახურულ გამანაწილებელი მოწყობილობის შენობა; 2. ჰესის სამანქანო დარბაზი; 3. სატურბინო წყალსატარი; 4. მიმყვანი გზის ღერძი; 5. გამწოვი მილის საკეტი. 6. სეგმენტური საკეტი; 7. საწნეო შახტაში სამოძრაო მილი; 8. საგენერატორო შახტის გამომყვანები; 9. სადრენაჟო გალერეა

თავი XI

11.1. ჰიდროელექტროსადგურების შენობის კონსტრუქციები

ჰესის შენობა თავისი კონსტრუქციული წყობის მიხედვით საკმაოდ რთულ ნაგებობას წარმოადგენს. მასზე განვითარებული დატვირთვების მიხედვით ის პირობით შეგვიძლია ორ ნაწილად გავყოთ:

1) ყველაზე დიდი და სპეციფიკური დატვირთვის ქვეშ მყოფი აგრეგატული ნაწილი, რომელშიც განთავსებულია აგრეგატის გამდინარე ტრაქტი – სატურბინო კამერა, გამწოვი მილი, ჰიდრომანქანური მოწყობილობები;

2) ჰესის შენობის ზედა ნაწილი შედგება სამანქანო დარბაზის, ამწე სატრანსფორმატორო მოწყობილობებისა და მექანიზმებისაგან, რომლებსაც საექსპლუატაციო პერსონალი ემსახურება.

ჰესის განსაკუთრებული დანიშნულების მქონე ნაწილია სამონტაჟო მოედანი, რომელიც თავისი კონსტრუქციით გამოირჩევა აგრეგატის ბლოკისგან.

შენობის აგრეგატული ნაწილი თავის თავზე იღებს როგორც ჰიდროსტატიკურ, ისე ჰიდროდინამიკურ დატვირთვებს და გადასცემს მას საყრდენ ფუძეს, რომელიც შეიძლება იყოს, კლდოვანი ან თიხოვანი გრუნტის შემცველი. ამიტომ აგრეგატული ნაწილის ზომებზე გავლენას ახდენს არა მარტო მისი მასის სიდიდე, არამედ საყრდენის გეოლოგიური პირობები.

თუ ჰესის შენობა განლაგებულია კლდოვან გრუნტზე, აგრეგატული ნაწილი მნიშვნელოვნად შემსუბუქებული იქნება. ასევე მაღალი დაწნევის სადგურებში, სადაც მეტალის სპირალური კამერა გამოიყენება ხერხდება აგრეგატული ნაწილის რკინა-ბეტონის კონსტრუქციის შემსუბუქება.

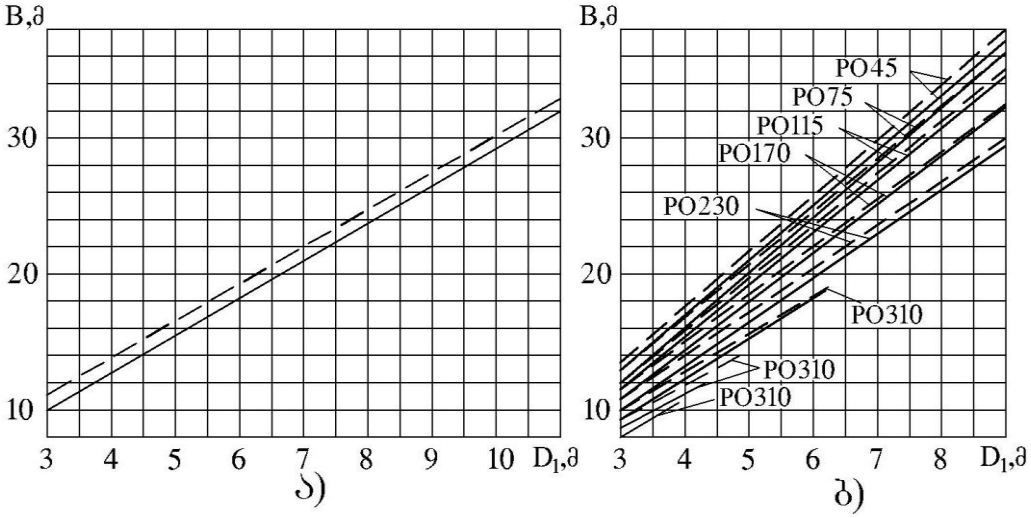
შენობის აგრეგატულ ნაწილში დიდი ადგილი უკავია გამწოვ მილს, რომლის ზომებიც როგორც წესი, დგინდება ჰიდრომანქანის დამამზადებული ქარხნის რეკომენდაციით, მაგრამ ამ რეკომენდაციებიდან გადახვევა შესაძლებელია, როცა შენობის ფუნდამენტის ფილა ეყრდნობა მყარ კლდოვან გრუნტს. ამ შემთხვევაში შეიძლება გამწოვი მილის სიმაღლე გავზარდოთ, რაც გამოიწვევს აგრეგატის მქკ-ს გაზრდას. მართალია, ასეთი გადაწყვეტა გამოიწვევს მშენებლობის გაძვირებას, მაგრამ ეკონომიკური გაანგარიშებები მოგვცემს საშუალებას, განისაზღვროს მილის აწევის შესაძლო სიმაღლე. გამწოვი მილის სიგრძეც ინიშნება დამამზადებელი ქარხნის რეკომენდაციით, მაგრამ შესაძლებელია მისი შეცვლაც ჰესის შენობის წყობის გათვალისწინებით. მილის დაგრძელებაც აუმჯობესებს აგრეგატის ენერგეტიკულ მახასიათებელს.

გამწოვი მილის სიმაღლისა და სიგრძის შემცირებაც შესაძლებელია რეკომენდებულთან შედარებით, მაგრამ ასეთი გადაწყვეტილებაც შეთანხმდეს დამამზადებელ ქარხანასთან, თუ იგი ეკონომიკური გაანგარიშებებით დასაბუთებული იქნება.

სატურბინო კამერა აგრეგატის გამდინარე ნაწილის სიგანეს განსაზღვრავს. ამიტომ აგრეგატის ბლოკის სიგანე აგრეგატის დამოკიდებულია სატურბინო კამერისა და მეზობელ აგრეგატებს შორის არსებული ბურჯების სიგანეზე. განხორციელებული ელექტროსადგურების სტატისტიკური ანალიზის მიხედვით აგრეგატის ბლოკის სიგანე შეგვიძლია შევაფასოთ შემდეგი ფორმულით $(3,45\div2,9)D$, სადაც D – ჰიდრომანქანის მუშა თვალის დიამეტრია. მაგრამ არის შემთხვევა, როცა მუშა თვალის დიდი დიამეტრის პირობებში გაიზარდა ბლოკის სიგანე და მან მიაღწიოს $(3,5\div4)D$.

კალაპოტური ელექტროსადგურების შემთხვევაში აგრეგატის წყალმიმღები უშუალოდ ებჯინება სატურბინო კამერას და ამიტომ წყალმიმღების სიგანე თავისი ბურჯებით ყოველთვის იქნება აგრეგატის ბლოკის სიგანის ტოლი.

წინა საპრექტო სტადიაზე საკმაო სიზუსტით განსაზღვრისათვის მიზანშეწონილია გამოვიყენოთ გრაფიკი, რომელიც საშუალებას მოგვცემს, დავადგინოთ აგრეგატული ბლოკის სიგანე, როცა გვაქვს კალაპოტური ჰესის შენობა. ასეთი გრაფიკი ნაჩვენებია ნახ. 11.1-ზე.



ნახ.11.1. ჰესის შენობის აგრავატული ბლოკის სიგანის დასადგენი საორიენტაციო გრაფიკები: ა) არაშეთავსებული კალაპოტური შენობა; ბ) კაშხალთან მდებარე და დერივაციული სადგურების შენობები: უწყვეტი ხაზით – არაკლდოვან ფუძეზე; წყვეტილი ხაზით კლდოვან ფუძეზე;

ამ გრაფიკის ბ) ვარიანტში ნაჩვენებია აგრეგატის ბლოკის სიგანის დასადგენი გრაფიკი კაშხლათან მდებარე და დერივაციული ჰესის შენობის პირობებში. ამ უკანასკნელ შემთხვევაში როგორც გრაფიკიდან ჩანს, ბლოკის სიგანე დამოკიდებულია არა მარტო მუშა თვალის დიამეტრზე, არამედ რადიალურ ღერძული ტიპის ტურბინაზე განვითარებულ წნევზე და

იმაზეც, თუ როგორია ჰესის შენობის ფუძეში გრუნტი. დაწნევის ერთი და იმავე პირობებში, როცა გრუნტი კლდოვანია მუშა თვალის დიამეტრი კი ერთნაირი ბლოკის სიგანე გამოდის ოდნავ მეტი. კლდოვანი გრუნტის შესაბამისი გრაფიკი ნაჩვენებია წყვეტილი ხაზებით.

აგრეგატის ზედა ნაწილის ზომები განისაზღვრება როგორც ამწე მექანიზმის, ისე იმ მოწყობილობების ზომებით, რომლებიც ტრანსპორტირებული უნდა იქნეს სამონტაჟო მოედნამდე. მოწყობილობების ტრანსპორტირების სქემის მიხედვით ინიშნება სამანქანო დარბაზის სიგანე B და მისი სიმაღლე. როტორის გენერატორების თავზე ტრანსპორტირება ამცირებს სამანქანო დარბაზის სიგანეს, მაგრამ ზრდის მის სიმაღლეს. აღნიშნულ ვარიანტში სამანქანო დარბაზის სიგანე შეიძლება შემცირდეს 1,3 $D_{\text{გენერატ}}$-მდე.

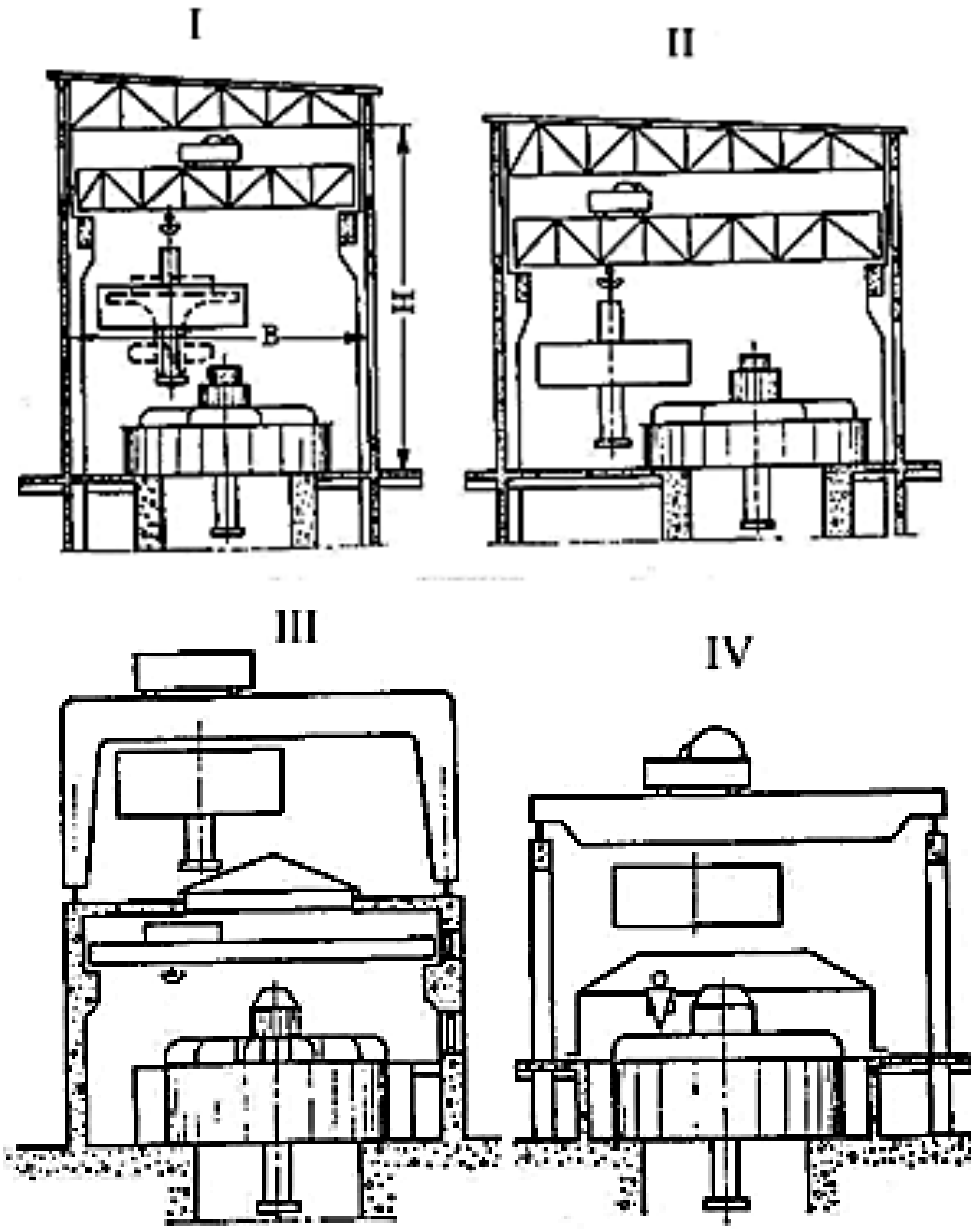
უნდა აღინიშნოს, რომ გენერატორის ზედა ნაწილი, რომელიც აგრეთვე იწოდება ზედა ნაშენად, ყველაზე მეტ დატვირთვას იღებს ამწე კრანის მოწყობილობისაგან. ამ დატვირთვის შემცირება შესაძლებელია გენერატორის როტორის დაშლის სქემის სრულყოფის საფუძველზე. ასე მაგალითად, შესაძლებლია როტორის აწყობა მოხდეს უშუალოდ აგრეგატის ბლოკში. ამ შემთხვევაში სამონტაჟო მოედანზე დაშლილი სახით მიეწოდება როტორის ქუსლი და გარსაცმი თავისი პოლუსებით აეწყობა აგრეგატის ბლოკში. ასევე აქვე აეწყობა გენერატორის სტატორი.

როცა ტრანსპორტირებას დაქვემდებარებული მოწყობილობა გადადგილდება სამონტაჟო მოდენამდე ჰესის შენობის ღერძიდან დახრილად, მაშინ შენობის გრძივი ღერძი არ ემთხვევა აგრეგატების ღერძს. ნახ. 11.2-ის II სქემაზე აგრეგატის ღერძი გადახრილია ქვედა ბიეფის მხარეს.

გადახურული ტიპის ჰესის შენობის ზედნაშენი მიუხედავად მისი სიძვირისა, ხშირად გამოიყენება სხვადასხვა კლიმატურ პირობებში, რადგანაც ამ შემთხვევაში მოწყობილობათა ექსპლუატაცია მოხერხებულია.

მაგრამ ნახევრად დახურული ჰესი შენობის ზედნაშენი ხასიათდება გაცილებით მცირე ზომის სიგანით – B და სიმაღლით – H. დახურული შენობის გარეთ გამოიტანება მხოლოდ ამწე კრანი. სხვა ყველა მოწყობილობა რჩება შენობის შიგნით (ნახ.11.2 –III სქემა).

აგრეგატის ნაწილების აწყობა-დაშლა ხდება აგრეგატის თავზე მოწყობილი სახურავების გამოყენებით, ეს სახურავი შეიძლება ამწე კრანით მოხსნილი და გვერდზე გადადებული ან საგორავის გვერდზე გადაგორებული. ასეთივე მოსახსნელი სახურავი კეთდება სამონტაჟო მოედნის თავზე. ზოგიერთი დამხმარე მოწყობილობების ტრანსპორტირება შეიძლება მოხერხდეს მცირე სიმძლავრის ამწე მექანიზმით, რომელიც ჰესის შენობის გადახურულ მცირე სიმაღლის სამანქანო დარბაზში განთავსდება. შესაძლებელია ჰესის შენობას სამანქანო დარბაზი საერთოდ არ ჰქონდეს. ასეთი ვარიანტი ნაჩვენებია IV სქემაზე. მაგრამ ღია სამონტაჟო მოედანზე რემონტი მოუხერხებელია და ამიტომ ამ ვარიანტმა პრაქტიკაში გავრცელება ვერ პოვა.

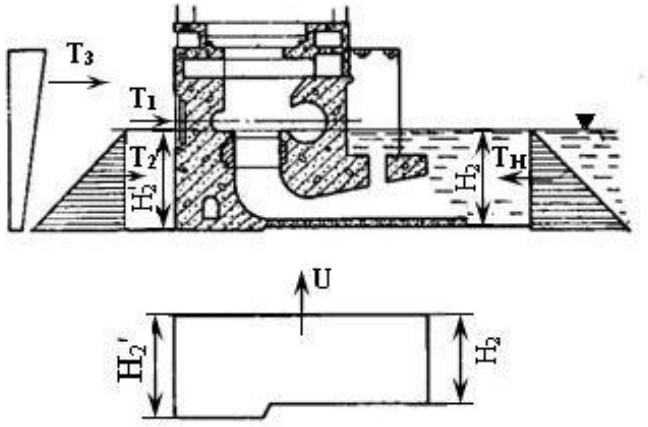


ნახ. 11.2. სადგურის შენობის ზედა ნაშენის ტიპები

საქართველოში, რელიეფიდან გამომდინარე, ჰიდრორესურსების ჰიდროენერგეტიკული ათვისება მიზანშეწონილია განხორციელდეს კაშხალთან მდებარე და დერივაციული ჰიდროელექტროსადგურების განხორციელების გზით. ამიტომ საჭიროა მეტი ყურადღება დავუთმოთ ასეთი სქემით განხორციელებულ ელექტროსადგურების ჰესის შენობის მდგრადობაზე და სიმტკიცეზე ანგარიშს. კაშხლურ სადგურებში ძირითად ნაგებობას, რომელიც თავისთავზე იღებს ზემო ბიეფის წყლის სტატიკურ დატვირთვას, წარმოადგენს კაშხალი. მისი დაძაბული მდგომარეობის მდგრადობის გაუმჯობესების მიზნით იმ მონაკვეთზე, სადაც მას ჰესის შენობა ემიჯნება, ახორციელებენ წყლის ქვეშ არსებული გრუნტის

ცემენტაციას მისი გრუნტის გამონოლითების მიზნით. ასეთი გამონოლითება შეიძლება მოგვიანებით, ჰესის პირველი ტურბინის ექსპლუტაციაში შეყვანის პერიოდისათვის.

კაშხალთან მდებარე ჰესის შენობის ძვრაზე მდგრადობის გაანგარიშების დროს, როცა გვაქვს კლდოვანი გრუნტი, უნდა გავითვალისწინოთ ნახ. 11.3-ზე ნაჩვენები სახის ძალები: ა)ჰიდროსტატიკური დაწნევა ზემო ბიეფიდან T_1; ბ) ჰიდროსტატიკური დაწნევა ქვედა ბიეფიდან T_H.



ნახ. 11.3 კლდოვან ფუძოვანი ჰესის კაშხალთან არსებული შენობის საანგარიშო სქემა

სქემაზე არ არის ნაჩვენები შენობის წინა, მოწყობილობისა და სპირალურ კამერაში არსებული წყლის წონა, არც გამწოვ მილში და მისთავზე არსებული წყლის წონა.

როცა არსებობს დრენაჟი და არ არსებობს ნაკერი კაშხალსა და ჰესის შენობას შორის, თუ ნაკერი მათ შორის ჩაცემენტებულია, მაშინ ანგარიშებში გათვალისწინებული უნდა იქნას აგრეთვე ზემო ბიეფის T_3 დაწნევაც, რომელიც შეიქმნება, როცა ზემო ბიეფში გვექნება ნორმალური შეტბორვის დონეს პლუს ტალღური ზემოქმედება, წყალსაცავში საანგარიშო ამპლიტუდის მქონე ტალღების აგორების დროს.

საანგარიშო ვერტიკალური ძალების შემადგენლობაში გათვალისწინებული უნდა იქნას 1) ბეტონის მასივის წონა, აგრეგატის მოწყობილობათა წონა და ჰესის შენობის ზედნაშენის წონა; 2) ტურბინის გამდინარე ნაწილში არსებული წყლის წონა; 3) წყლის შემატივტივებელი უკუწნევის ძალა U. სეისმური ძალების გათვალისწინება ხდება ნორმატიული დოკუმენტების შესაბამისად.

ჰესის შენობის ფუძეში გრუნტზე წნევის განსაზღვრისას იკრიბება ყველა ვერტიკალური ძალა შემატივტივებელი უკუწნევის ძალის გამოკლებით. თუ ამ ძალას აღვნიშნავთ N-ით და გვექნება ბრტყელი ფუძე, მასზე განვითარებული არაცენტრალური მოქმედი ძალა, მკუმშავი ძაბვა იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$\sigma_{\min}^{\max} = \frac{N_1}{B_{\text{ბლ}}} \cdot (1 \pm \frac{6e}{B_{\text{ბლ}}}),$$

სადაც $N_1 = \frac{N}{B_{\text{ბლ}}}$ არის ბლოკის 1 მ სიგანეზე მოსული ვერტიკალური ძალა. $B_{\text{ბლ}}$ ფუძის სიგანეა დინების მიმართულებით, e - ექსცენტრიტეტია. გამოთვლილი ძაბვა არ უნდა აღემატებოდეს დასაშვებ სიდიდეს, ამავე დროს ექსპლუატაციის პერიოდში არ უნდა წარმოიშვას საყრდენში გამჭიმავი ძაბვა. დამყოლი თვისების მქონე ფუძის გრუნტში სასურველია ძაბვა დინების მიმართულებით შეძლებისდაგვარად თანაბრად იყოს განაწილებული.

როცა გვაქვს კაშხლური ან დერივაციული სქემით განხორციელებული ელექტროსადგურის ჰესის შენობა, მისი საყრდენი კლდოვანი საფუძველი არ გამოდის ბრტყელი არ გამოდის, რადგანაც გამწოვი მილი არღვევს ფუძის თარაზულობას. ამ შემთხვევაში გამოიყენება უთანაბრო კუმშვის ფორმულა, რომელსაც შემდეგი სახე აქვს:

$$\sigma_{\min}^{\max} = \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W}$$

სადაც N მართობული (ნორმალური) ძალაა; F – ბლოკის ფუნდამენტური ფილის ფართი, რომელშიც არ შედის გამწოვი მილის საყრდენი ფართი; M – ფუნდამენტის ფილის ძირის ფართის ნეიტრალური ღერძის მიმართ ყველა ძალების მომენტებია; W – წინაღობის მომენტია.

ამ გამოსახულებაში მართობული ძალებიდან უნდა გამოირიცხოს გამწოვი მილის საყრდენზე მოქმედი და შემატივტივებელი უკუწნევის ძალა.

გარდა ზემოთ აღნიშნული ძალისა, როცა ბეტონის ან რკინა-ბეტონისაგან ვაშენებთ მასიურ ნაგებობებს, მხედველობაში მისაღებია ის ტემპერატურული პროცესები, რომლებიც იწვევენ ბეტონში ბზარების გაჩენას. ეს შეიძლება გამოწვეული იყოს შემდეგი ფაქტორების გავლენით: 1) ცემენტის ჰიდრატაციის დროს გამოყოფილი სითხით, 2) დაბეტონების დროს, ნაგებობის ცალკეულ ადგილებში გარემოს ტემპერატურათა დიდი სხვაობით, 3) ბეტონის ტენიანობის ცვალებადობით, 4) გარემოს ტემპერატურის მკვეთრი ცვალებადობით, განსაკუთრებით ზამთრის პერიოდში. ამ ფაქტორების უარყოფითი ზეგავლენისაგან თავის დაღწევის მიზნით ხშირად ბეტონის მასივებს უკეთებენ დროებით ნაკერებს, რომლებიც დასაბეტონებელი მასის ზომას ამცირებს. ამასთანავე დასაბეტონებელი მასის ზედაპირზე აწყობენ წყლის გამაცივებელ სისტემას. საჭირო დამცავი ღონისძიებების დაგეგმვის დროს ითვალისწინებენ გაზაფხულ-ზაფხულისა და შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში ტემპერატურათა

ცვლილების ამპლიტუდას. ითვლება, რომ ტემპერატურის წლიური ცვალებადობა ბეტონის მასივის 7-8 მ სიღრმეში აღწევს.

11.2. სამონტაჟო მოედანი

ჰესის ზედნაშენის კონსტრუქციებს შორის დანიშნულების სპეციფიკურობით გამოირჩევა სამანქანო დარბაზის იატაკის დონეზე განთავსებული სამონტაჟო მოედანი. ის განკუთვნილია მშენებლობის პერიოდში სადგურზე დასამონტაჟებელი აგრეგატების ასაწყობად და ექსპლუატაციის პერიოდში რემონტის, აგრეთვე ძალოვნურ ტრანსფორმატორებზე რევიზიის ჩასატარებლად. სამონტაჟო მოედნის მოთხოვნილი ზომები მშენებლობისა და ექსპლუატაციის პერიოდებში შეიძლება განსხვავებული იყოს. თუ აგრეგატების რიცხვი ბევრია, მშენებლობის პერიოდში სამონტაჟო მოედნის ფართი შედარებით უფრო დიდი გამოდის, ვიდრე ეს საჭიროა ექსპლუატაციის პერიოდში. ამიტომ ეწყობა დროებითი სამონტაჟო მოედანი, რომელიც იქმნება აგრეგატის ბლოკის გარკვეული ნაწილის, სპეციალური ფილით გადახურვის შედეგად.

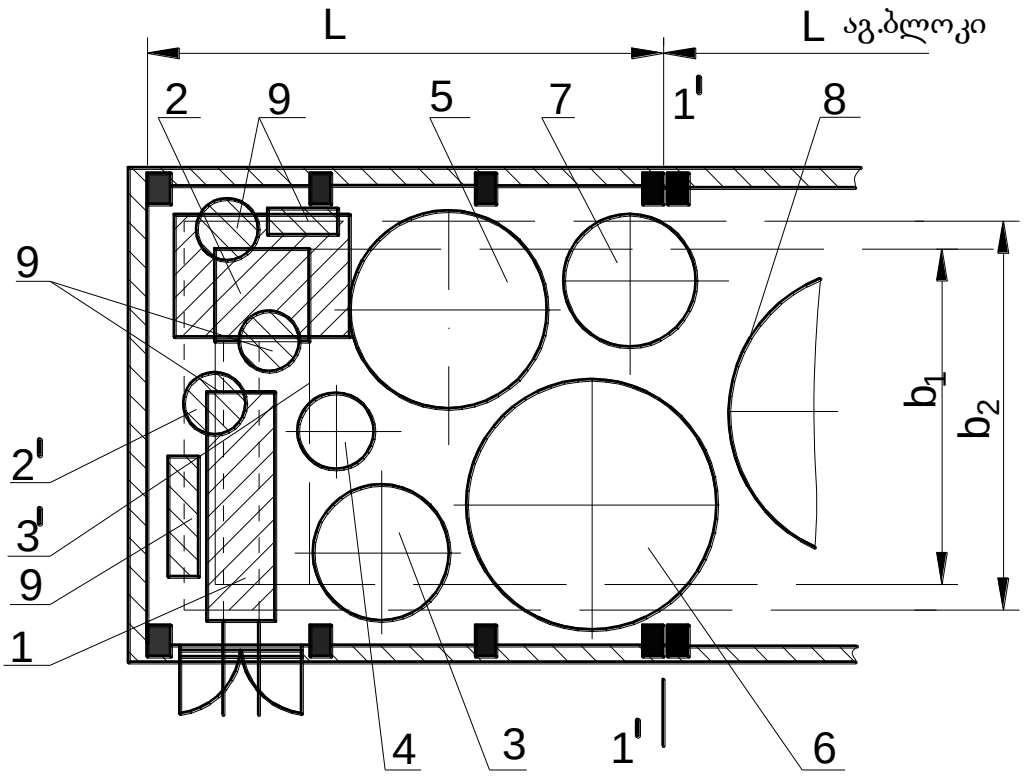
უმრავლეს შემთხვევაში, როცა აგრეგატების რაოდენობა არ აღემატება 8-ს. სამონტაჟო მოედნის ფართი იანგარიშება ერთი აგრეგატის ერთდროული აწყობისა და დაშლის მოთხოვნის უზრუნველყოფის დაცვის პრინციპის მიხედვით.

სამონტაჟო მოედანს აუცილებლად ემსახურება ამწე მექანიზმი. სამონტაჟო მოედნის სიგრძე იანგარიშება იმ პირობების დაცვით, რომ ყველა რემონტს დაქვემდებარებული მოწყობილობები განლაგებული იქნას მის სიგრძეზე. მაგალითად, სამონტაჟო მოედნის სივრცეში შესაძლებლი უნდა იყოს, რომ განლაგდეს: გენერატორის ზედა ჯვარედინა, გენერატორის როტორი, ქუსლი, ტურბინის სახურავი, სერვომოტორი, ტურბინის მუშა თვალი, ასევე შესაბამისი ფართი ტრანსფორმატორის რევიზიისთვის. ნახ.11.4

ჩვეულებრივ, უმრავლეს შემთხვევაში, სამონტაჟო მოედნის სიგრძე შეგვიძლია ვიანგარიშოთ $(1,0\div1,2,)\cdot L_{\text{აგ.ბლოკი}}$ გამოსახულებით, სადაც $L_{\text{აგ.ბლოკი}}$ აგრეგატის ღერძებს შორის მანძილია. სამონტაჟო მოედნის სიმაღლე კი დამოკიდებულია ამწე მექანიზმის სიმაღლით ზომებზე. კრანის კაუჭის აწევის სიმაღლეს განსაზღვრავს ტრანსფორმატორის მაგნიტგამტარის ამოღების აუცილებლობა. კაუჭის მიერ მაგნიტგამტარის ამოღების დროს ვერტიკალური მანძილის შესამცირებლად ხშირად ტრანსფორმატორს ათავსებენ სპეციალურად შექმნილ ორმოში. რემონტის შემდეგ ეს ორმო იფარება ფილით.

სამონტაჟო მოედნის სიგრძის განსაზღვრის დროს მხედველობაში უნდა იქნას მიღებული ის ფაქტი, რომ კაუჭი ვერ მიდის კედელთან 3-5 მეტრზე უფრო ახლოს. ყველაზე

მძიმე წონისაა გენერატორის როტორი, რის გამოც ის ადგილი, სადაც ის უნდა განლაგდეს, იატაკს უკეთდება სპეციალური გამაგრება.



ნახ. 11.4. მოწყობილობების განთავსების სქემა სამონტაჟო მოედანზე; 1. სატრანსპორტო პლატფორმა; 2. სატრანსფორამტორო ორმო; 3. ტურბინის მუშა თვალი; 4. ქუსლი საყრდენით; 5.ჰიდროგენერატორის როტორი; 6. ჰიდროგენერატორის ჯვარედინა; 7. ტურბინის სახურავი; 8.აგრეგატი; 9. ამგზნები, ტურბნის ლილვი და სხვა დეტალები; 1′. ჯდომის ნაკერი; 2′. სამანქანო დარბაზის ძირითადი ამწის მოქმედების ზონა; 3′. შეწყვილებული ამწის მოქმედების ზონა; b_1 -მთავარი კაუჭის მოქმედების ზონა; b_2 – დამხმარე კაუჭის მოქმედების ზონა.

III ნაწილი

თავი XII. ჰიდროელექტროსადგურების წყალსატარი ნაგებობები

12.1. ჰიდროელექტროსადგურების წყალმიმღებები

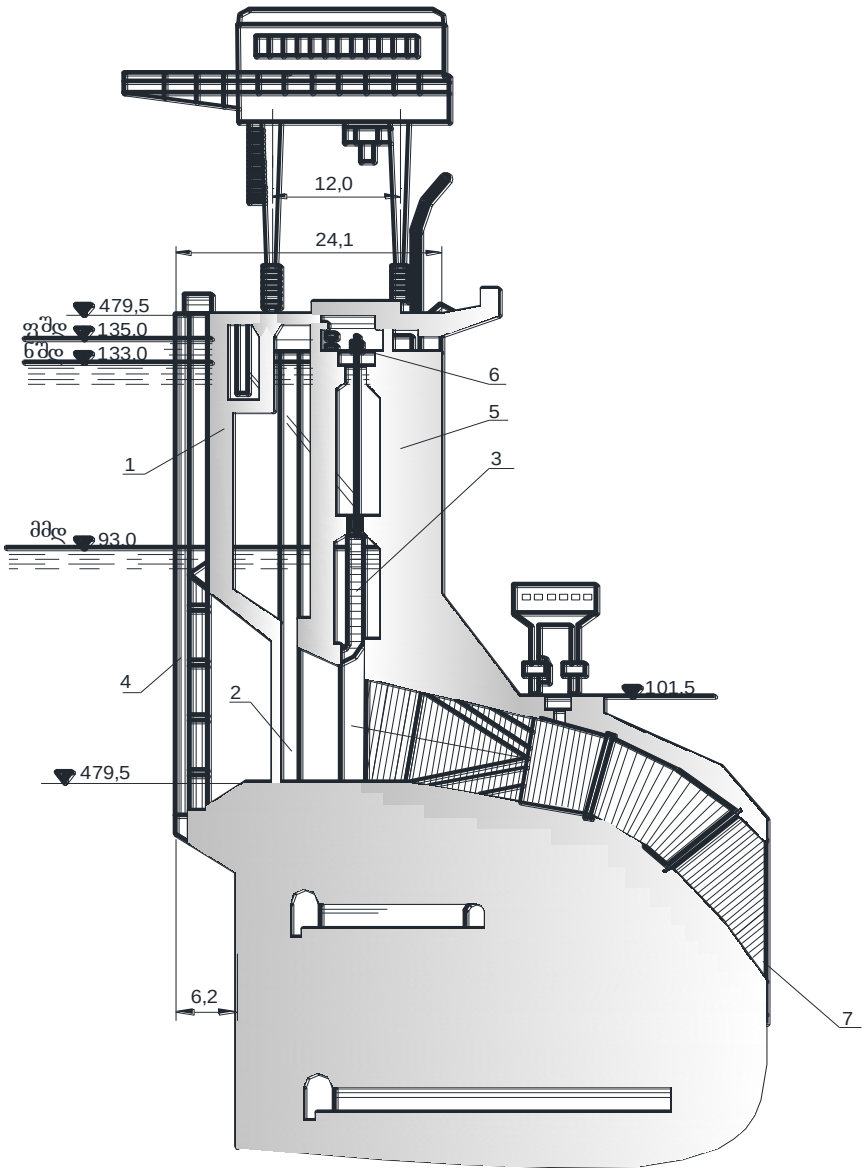
წყალმიმღების დანიშნულება არის დერივაციის ან უშუალოდ სატურბინო მილსადენის საშუალებით, საჭირო რაოდენობის წყალი მიაწოდოს ტურბინებს. მათი მოხაზულობა და კონსტრუქციული გადაწყვეტა ისეთი უნდა იყოს, რომ ნაკადის წნევის დანაკარგი მის გისოსებში გავლისას იყო მინიმალური. წყალმიმღებები მათი კონსტრუქციული გადაწყვეტის მიხედვით შეიძლება იყოს ორი სახის: დაწნევიანი და უდაწნეო წყალმიმღები.

დაწნევიანი წყალმიმღებები გამოიყენება მაშინ, როცა წყალმიმღების წინ ადგილი აქვს დონის მნიშვნელოვან ცვლილებას. ასეთ შემთხვევასთან გვაქვს საქმე, როცა კაშხალი ქმნის წყლის სარეგულაციო სასარგებლო მოცულობას. უდაწნეო წყალმიმღებები გამოიყენება, მაშინ როცა წყლის დონის ცვალებადობა წყალმიმღების წინ უმნიშვნელოა და გამოწვეულია მოდინებული ხარჯის ცვლილებით.

დაწნევიანი წყალმიმღებები შეიძლება იყოს სამი სახის:

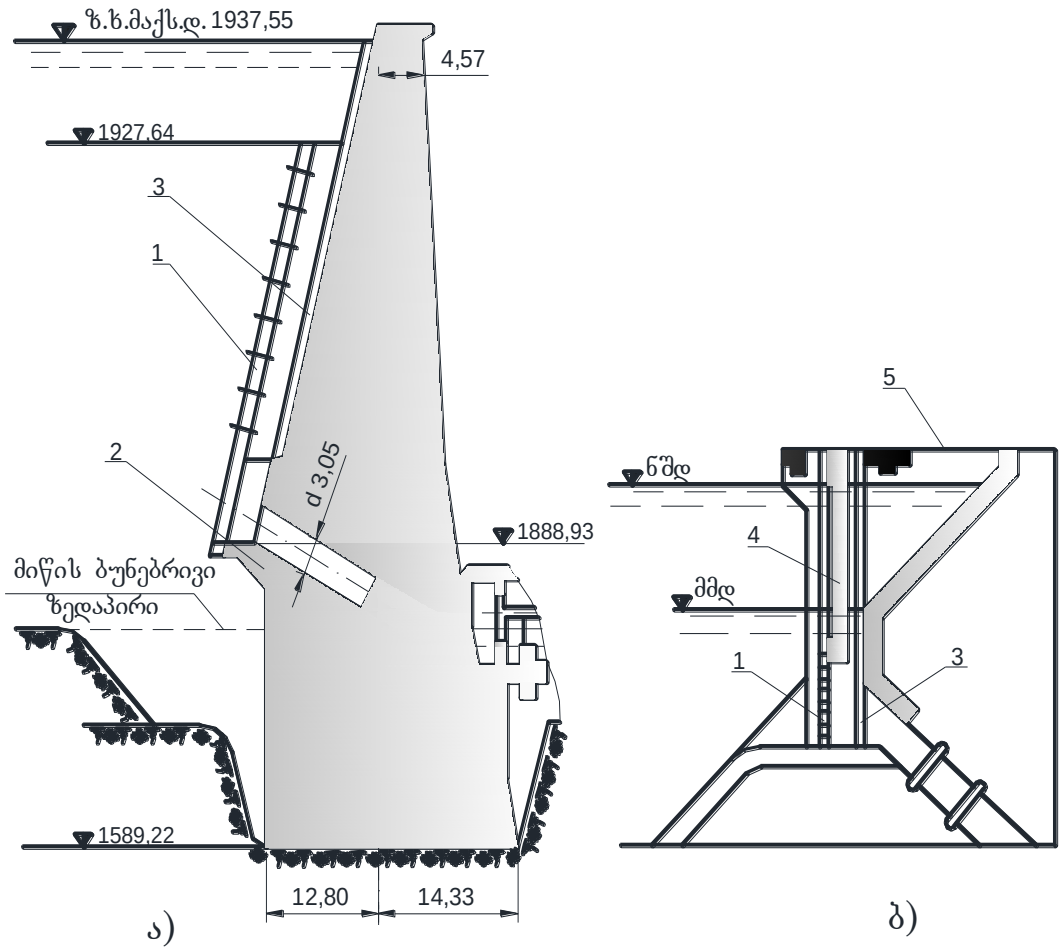
1. ერთ-ერთ სახეს წარმოადგენს კაშხლური წყალმიმღები, რომელიც შეიძლება განთავსებული იყოს უშუალოდ კაშხლის ტანში. ასეთი სქემა ნაჩვენებია ნახ. 12.1. აქ წყალმიმღების ძირის და ზედა კედლის მოხაზულობა ისეთია, რომ მილსადნში წყლის შესასვლელად ხელსაყრელი პირობები იქმნება.

როდესაც გვაქვს თაღოვანი ან თაღოვან-გრავიტაციული კაშხალი, მაშინ წყალმიმღები ეწყობა კაშხლის ტანში. საკმაო სიღრმეში ნორმალურ შეტბორვილ დონიდან ქვევით. ამიტომ მას შეიძლება არ გაუკეთდეს ნატანდამჭერი გისოსი თუ წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე დიდი არ არის, მაშინ წყალმიმღები აღჭურვილი იქნება ნატანდამჭერი გისოსებით და სარემონტო, აგრეთვე სარემონტო-ავარიული საკეტებით. რადგანაც ასეთი კაშხლების სისქე წყალმიმღების განლაგების ადგილიც შემცირებულია, მას ძირში უკეთდება წყალსაცავის სიღრმეში გამოწეული კონსოლი. ნახ. 12.2ა) ამავე ნახაზზე ნაჩვენებია წყალმიმღების განლაგება კონტრფორსულ კაშხლებში. ეს წყალმიმღებიც აღჭურვილია გისოსით და სარემონტო საკეტით. აქ ნატანდამჭერი გისოსი მოწყობილია ვერტიკალური რკინა-ბეტონის კედელში, რომელსაც ქვემოთ გარსადენის ფორმის მქონე ჰორიზონტალური ფილა ზღუდავს ნახ. 12.2. ბ).



ნახ. 12.1. კაშხლური წყალმიმღები გრავიტაციული კაშხლის ტანში: 1.საკავი კედელი;
2. სარემონტო საკეტი; 3. ავარიულ-სარემონტო საკეტი; 4. გისოსი; 5. სააერაციო მილი; 6.ჰიდროამწე; 7. სატურბინო მილსადენი.

2. როგორც დერივაციული, ასევე კაშხლური ტიპის ელექტროსადგურებში, როცა გვაქვს გრუნტის კაშხლები, წყალმიმღების განლაგება მიზანშეწონილია განხორციელდეს კაშხლის მახლობლად ნაპირზე. ამისთვის საჭიროა შეირჩეს ისეთი კლდოვანი უბანი, სადაც შესაძლებელი იქნება გათხრითი და დაბეტონების სამუშაოების შესრულება ისე, რომ მდინარის ფერდებმა მდგრადობა შეინარჩუნოს. ნახ. 12.3-ზე ნაჩვენებია სანაპირო ტიპის წყალმიმღები, გისოსითა და ავარიულ-სარემონტო საკეტით. მისი მუშაობისას გათვალისწინებულია წყალსაცავში დონის ცვალებადობის შესაძლებლობა ფორსირებული დონიდან ∇424,2მ მკვდარი მოცულობის დონემდე ∇399მ.

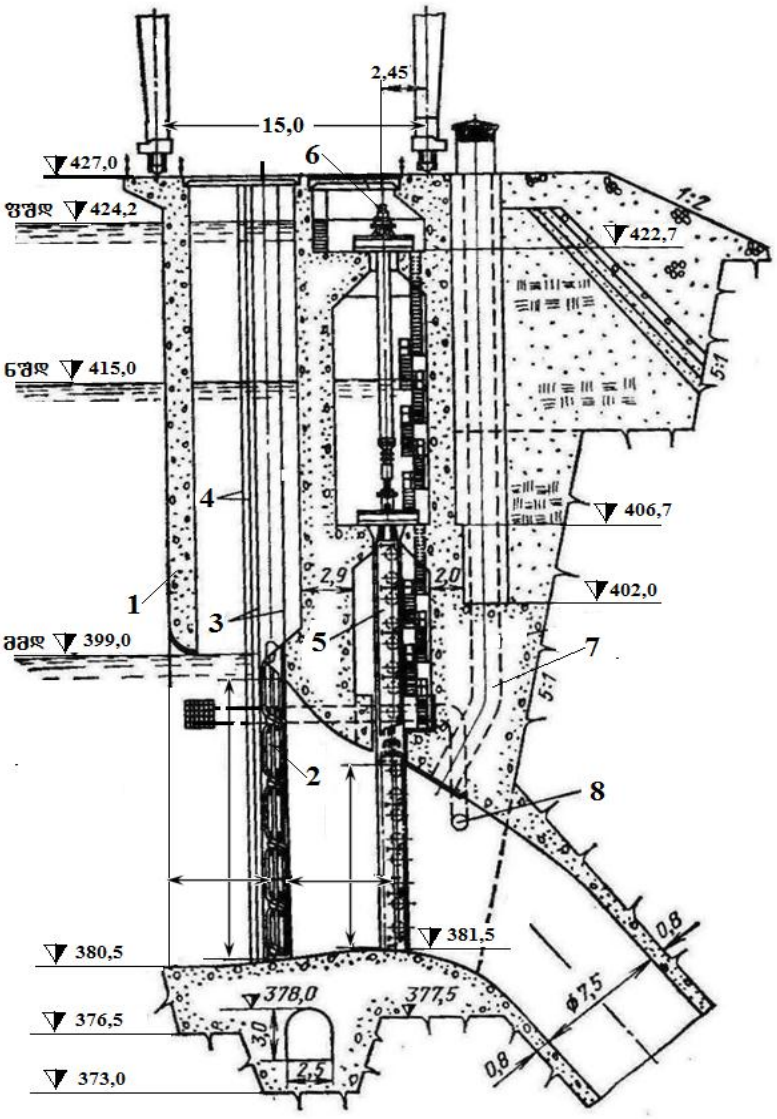


ნახ. 12.2. წყალმიმღებები. ა) თაღოვან კაშხალში; ბ) კონტრფორსულ კაშხალში; 1-ნატანდამჭერი გისოსი; 2. კონსოლი; 3. ღარი სარემონტო საკეტისთვის; 4. რკინა-ბეტონის კედელი; 5. ბურჯი.

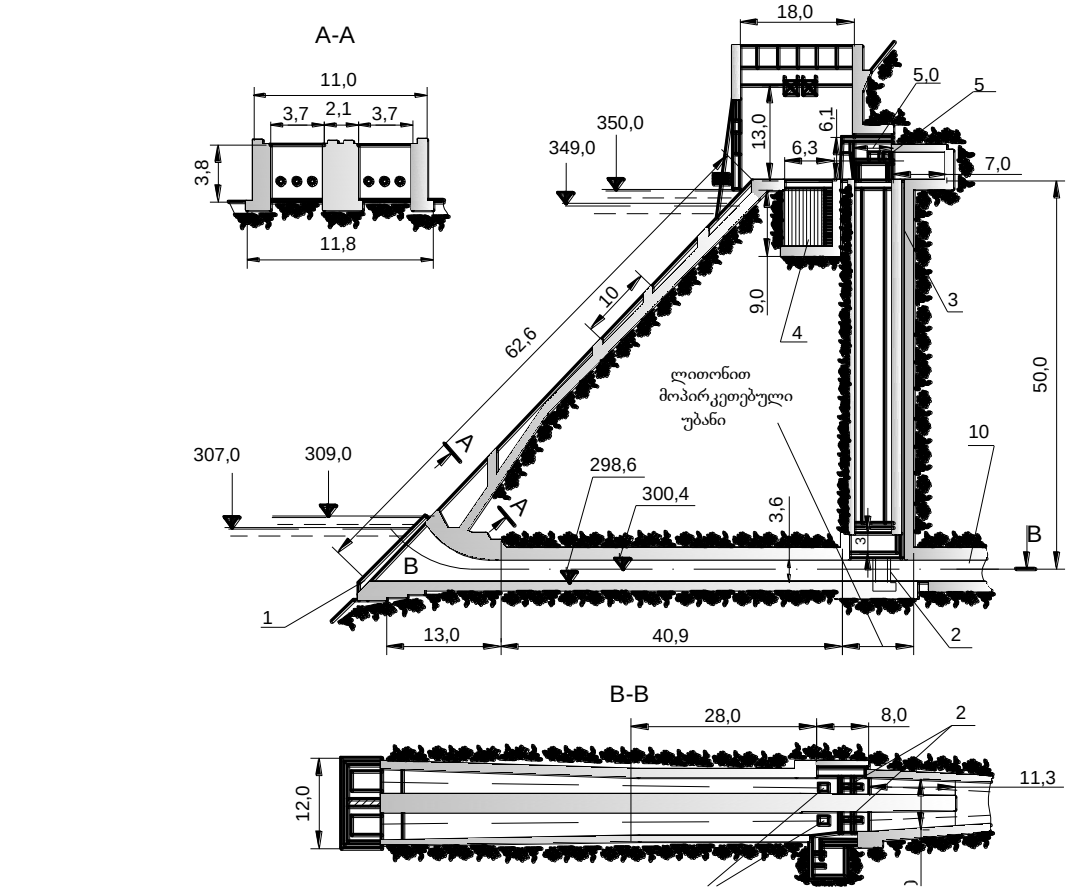
როცა წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე უფრო მეტია (მაგ.: ენგურჰესის წყალმიმღები), გამოიყენება შახტური ტიპის სანაპირო წყალმიმღებები, ასეთი წყალმიმღებების ტიპიური სქემა ნაჩვენებია ნახ. 12.4 ა) ბ)-ზე.

3. კოშკური წყალმიმღებები გამოიყენება, მაშინ, როდესაც წყალსაცავის ფერდობებზე სამშენებლოსამშენებლო სამუშაოების წარმოებამ შეიძლება ფერდობის ჩამოშლა გამოიწვიოს. ასეთი ტიპის წყალმიმღებები წარმოადგენენ კაშხლის მახლობლად წყალსაცავის სიღრმეში აღმართულ კოშკური ფორმის მქონე ნაგებობებს, რომლებსაც გარშემო პერიმეტრზე განალგებული აქვთ წყალმიმღებების ხვრეტები (ნახ.12.5). ისინი როგორც წესი, ხშირად გამოიყენებიან თხელკედლიანი თაღოვანი კაშხლის ანადა გრუნტის კაშხლის განხორციელების პირობებში, თუ წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე დიდია, კოშკური წყალმიმღები გამოდის ძალიან მაღალი და მისი მდგრადობის შენარჩუნება სეისმურ რაიონებში ზოგჯერ შეუძლებელი

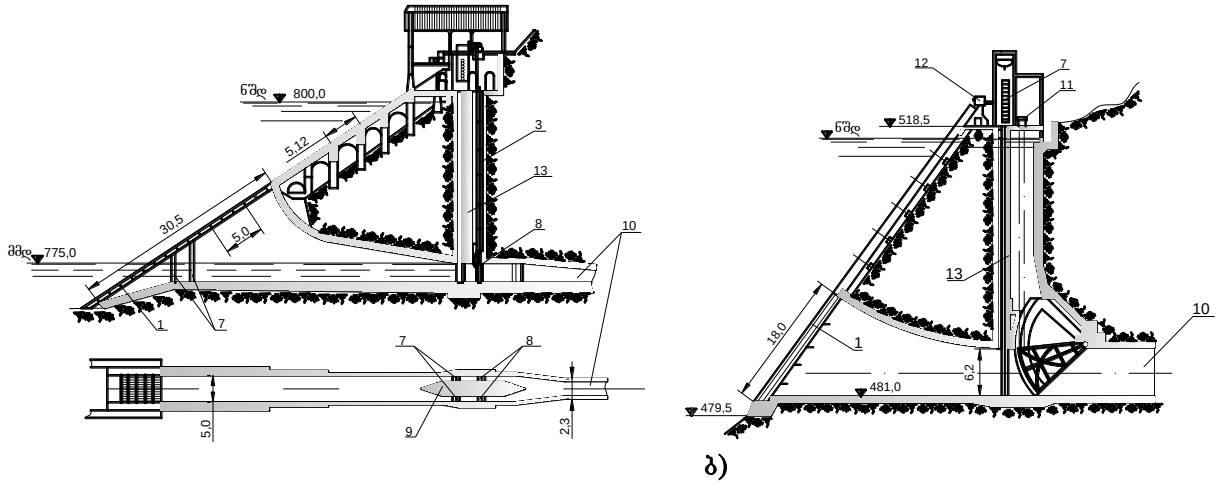
ხდება, რის გამოც წყალმიმღების ასეთი კონსტრუქციის განხორციელებაზე უარი უნდა ითქვას. საქართველოში კოშკური ტიპის წყალმიმრების განხორციელებულია ჟინვალჰესში.



ნახ. 12.3 სანაპირო ტიპის წყალმიმღები. 1. საკავი კედელი 2. გისოსი; 3. გისოსისა და სარემონტო საკეტის შეთავსებული ღარი; 4. გრეიფერის ღარი; 5. ავარიულ-სარემონტო საკეტი; 6. ჰიდროამწე; 7. სააერაციო მილი; 8. მომვლელი მილი.



ა)



ბ)

ნახ. 12.4. შახტური ტიპის სანაპირო წყალმიმღები. ა) დისკური საკეტის მომსახურების მშრალი შახტი; ბ) სველი შახტით. 1. ნატანდამჭერი გისოსი; 2. დისკური საკეტი; 3. სააერაციო შახტი; 4. გისოსისა და სარემონტო ჩამკეტის შენახვის ადგილი; 5. ჯალამბარი; 6. საბრომი; 7.სარემონტო ღობურა; 8. ავარიულ-სარემონტო საკეტი; 9. შუალედური ბურჯი; 10. დერივაციული გვირაბი; 11. სეგმენტური საკეტის ამწე; 12. გისოსის საწმენდი მანქანა; 13. რკინაბეტონის კედელი

დაწნევინი წყალმიმღებები, როგორც ზევით იყო აღნიშნული, გამოიყენება წყალსაცავიანი ჰესების შემთხვევაში და ამიტომ წყალმიმღების ხვრეტი განლაგებული უნდა იყოს წყალსაცავის სიღრმეში იმის გათვალისწინებით, რომ არ მოხდეს მის წინ მოტრიალე ძაბრის შექმნა და ჰაერის ჩატაცება დაწნევიან წყალსატარში. ამისათვის, როგორც პრაქტიკა გვიჩვენებს, წყალმიმღების ზედა ზღურბლის ჩაღრმავება წყალსაცავის მინიმალური დონის ქვევით შეიძლება დაინიშნოს 0,2-2,0 მეტრის ფარგლებში, მაგრამ მისი კონკრეტული მნიშვნელობის დასადგენად მიზანშეწონილია ლაბორატორიული გამოკვლევების ჩატარება.

ასევე საჭიროა წყალმიმღების ქვედა ზღურბლის ნიშნულიც დადგინდეს იმ მოსაზრებით, რომ წყალსაცავში ნატანის დალექვის დონე, რომელიც შეიქმნება ჰესის ექსპლუატაციის საანგარიშო პერიოდის ბოლოს, არ მიუახლოვდეს წყალსაცავის ქვედა ზღურბლის ნიშნულს 3-5 მ-ზე უფრო მეტად.

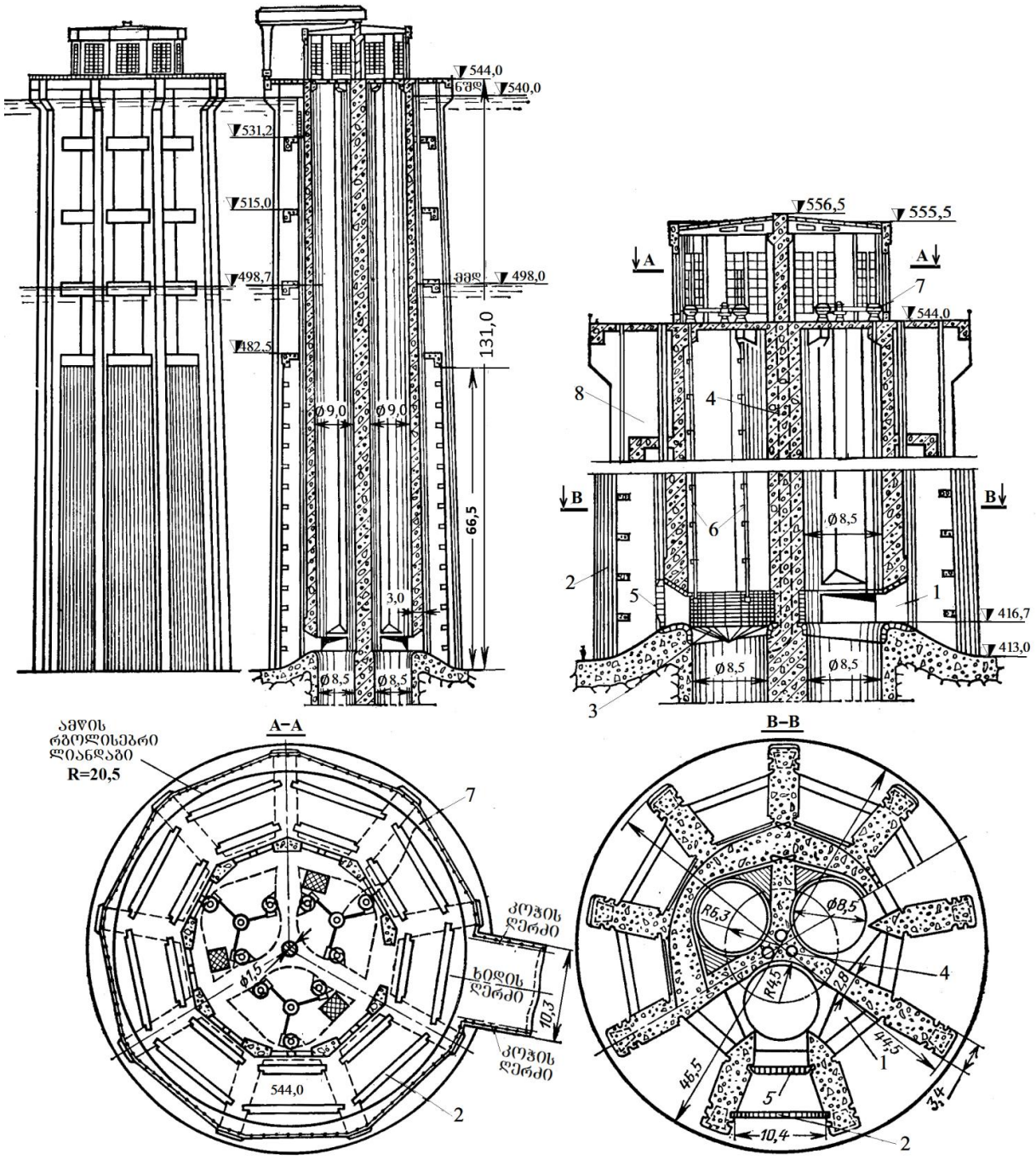
იმისთვის, რომ გისოსები არ გაიჭედოს შეწონილი ნატანით, საჭიროა წყალმიმღებში სიჩქარე შემცირებული იქნას 1-1,2მ/წმ-მდე, როცა მისი ზღურბლი განლაგებულია წყალსაცავის ნორმალური შეტბორილი დონიდან 20-25მ-ის სიღრმეზე. უფრო ღრმად განლაგების შემთხვევაში წყალმიმღებში სიჩქარე შეიძლება შემცირდეს 0,6-0,8 მ/წმ-ის ფარგლებში. თუ წყალმიმღების ზღურბლი საკმაოდ დაბლაა განლაგებული და წყალი ნაკლებად დაბინძურებულია, გისოსების გაწმენდა შეიძლება არ იყოს გათვალისწინებული, რის გამოც წყალმიმღებში სიჩქარე შეიძლება შემცირდეს 0,25-0,5 მ/წმ-მდე.

წყალმიმღების შესასვლელი უბის კონფიგურაციას წაეყენება მოთხოვნა, რომ მას ჰქონდეს ისეთი გარსდენის ფორმა, რომელიც ადგილობრივ დანაკარგს შეამცირებს მინიმუმამდე. გამოკვლევებით დადგენილი იქნა, რომ წყალმიმღების გავლაზე ნაკადს ექნება მინიმალური დანაკარგი, თუ მისი ჭერი და ზღურბლი ოვალური ფორმის იქნება.

მთლიანი დანაკარგი წყალმიმღების უბანში წყლის ნაკადის გავლისას შეიძლება გაანგარიშებულ იქნეს შემდეგი მარტივი ფორმულით:

$$h_{\text{დან}} = \sum_{i=1}^{n} \xi_i V^2/2g \ ,$$

სადაც $\sum_{i=1}^{n} \xi_i$ არის წნევის დანაკარგების კოეფიციენტების ჯამი, რომელიც შედგება ადგილობრივ წინააღმდეგობაზე გავლისას წარმოქმნილი და სიგრძეზე დანაკარგისაგან. ამ კოეფიციენტების კონკრეტული მნიშვნელობები, მათ შორის გისოსების კონსტრუქციის გათვალისწინებით), მოცემულია ყველა გავრცელებული ტიპის წყალმიმღებებისათვის ჰიდრავლიკის ცნობარებში V წყლის ნაკადის საშუალო სიჩქარეა მ/წმ-ში.



ნახ.12.5 კოშკური ტიპის წყალმიმღები ხვრეტებით. 1. წყალმიმღები ხვრეტები; 2. ნატანდამჭერი გისოსები; 3. ცილინდრული სარემონტო საკეტი; 4. სააერაციო მილი; 5. სარემონტო ზღუდარები; 6. ცილინდრული საკეტის ხრახნული ამწის ზოლურები; 7. ხრახნული საწეველა; 8. სარემონტო ღობურების შესანახი ადგილი.

სიღრმითი წყალმიმღებების შემთხვევაში ნაკლებად მოსალოდნელია გისოსების მოტივტივე თოშით გაჭედვა, მაგრამ ზოგიერთ შემთხვევაში, როცა გისოსები არც თუ ისე ღრმად არის განლაგებული, მაინც გასათვალისწინებელია ნატანდამჭერი გისოსის დათბუნების სისტემით აღჭურვა. ამისათვის კეთდება სპეციალური სასიგნალიზაციო სისტემა, რომელიც

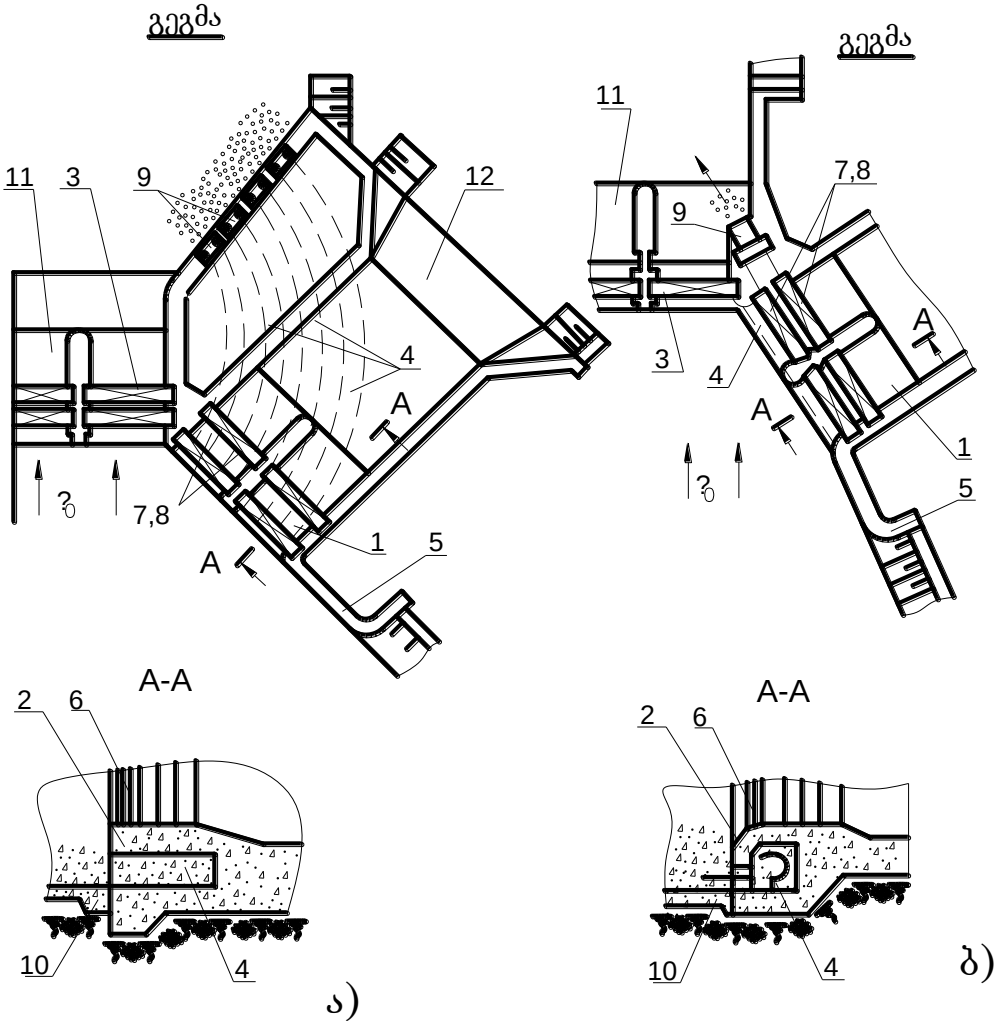
აღმოაჩენს მოტივიტივე თოშის გისოსთან მიახლოებას და მასთან მიკვრის პროცესს. ამ შემთხვევაში ჩაირთვება გათბობის სისტემა, რომელიც გისოსის ღეროებს გაათბობს ისეთ ტემპერატურამდე, რომელიც თოშის სახით მოსულ დამსხვრეულ ყინულებს გაადნობს, რის გამოც არ შეიზღუდება წყალმიმღების გამტარუნარიანობა.

12. 2. უდაწნეო ზედაპირული წყალმიმღებების ტიპები და კონსტრუქციები

უდაწნეო წყალმიმღებები, ისევე როგორც დაწნევიანი, უნდა აღიჭურვოს გისოსებით, საკეტებით და ამწე-სატრანსპორტო მექანიზმებით. განსხავავება ის არის, რომ უდაწნეო წყალმიმღებების გისოსების ღეროებს შორის მანძილი შედარებით მეტია და 20-30 სმ-მდე აღწევს, ასეთი გისოსების მექანიკური გაწმენდა არ გაითვალისწინება. გასაწმენდად გამოიყენება სპეციალური მექანიზმები. მოტივტივე ყინულის მოსაშორებლად კეთდება სპეციალური კედელი, რომელიც ყინულის ნამსხვრევებს მიმართავს წყალსაშვისკენ. თოშის მოსაცილებლად კი კეთდება სპეციალური შემკრები და ქვემო ბიეფისაკენ გადამშვები ღარები.

ზედაპირული უდაწნეო წყალმიმღების მოწყობისას განსაკუთრებული სირთულეს წარმოადგენს ფსკერული ნატანის მოშორება. ამ ამოცანის გადასაწყვეტად წარმატებით გამოიყენება წყალმიმღებები ფსკერული გამრეცხი გალერეებით (ნახ 12.6). იგი განთავსებულია წყალმიმღების ზღურბლის ქვემოთ და წყალმიმღებში შემავალი წყლისაგან ფსკერულ ნატანის მოშორებას ახერხებს. ფსკერული ნატანი გამოდის სათავო კვანძის ქვემო ბიეფში. გარკვეული პერიოდის განმავლობაში გალერეები შეიძლება ჩაიკეტოს და მაშინ ფსკერული ნატანი გროვდება წყალმიმღების ზღურბლის წინ, მაგრამ როცა ამ დაგროვების შედეგად მისი ზედაპირის დონე მიუახლოვდება წყალმიმღების ზღურბლის დონეს, საკეტები უნდა გაიხსნას და დაგროვილი ნატანი გადაიშვას ქვედა ბიეფში.

გალერეის განივი ზომები არ შეიძლება 1 მ-ს აღემატებოდეს, რის გამოც, ხშირად საჭირო ხდება რამდენიმე გალერეის მოწყობა. ისინი გეგმით გაღუნულია, მათში მოხვედრილი ნატანი ისევ მდინარის კალაპოტში ბრუნდება. გალერაში ნაკადის სიჩქარე ისევ შეიძლება იცვლებოდეს 4-7 მ-ის ფარგლებში. რადგანაც ამ სიჩქარით ფსკერული ნატანის გადაადგილება განსაკუთრებით გალერეის ჩაღუნვის უბანში დიდი ხეხვით ზემოქმედებას ახდენს მის კედელებზე, ამიტომ გალერეას მოაპირკეთებენ მაგარი გრანიტით ან თუჯის ფილებით.

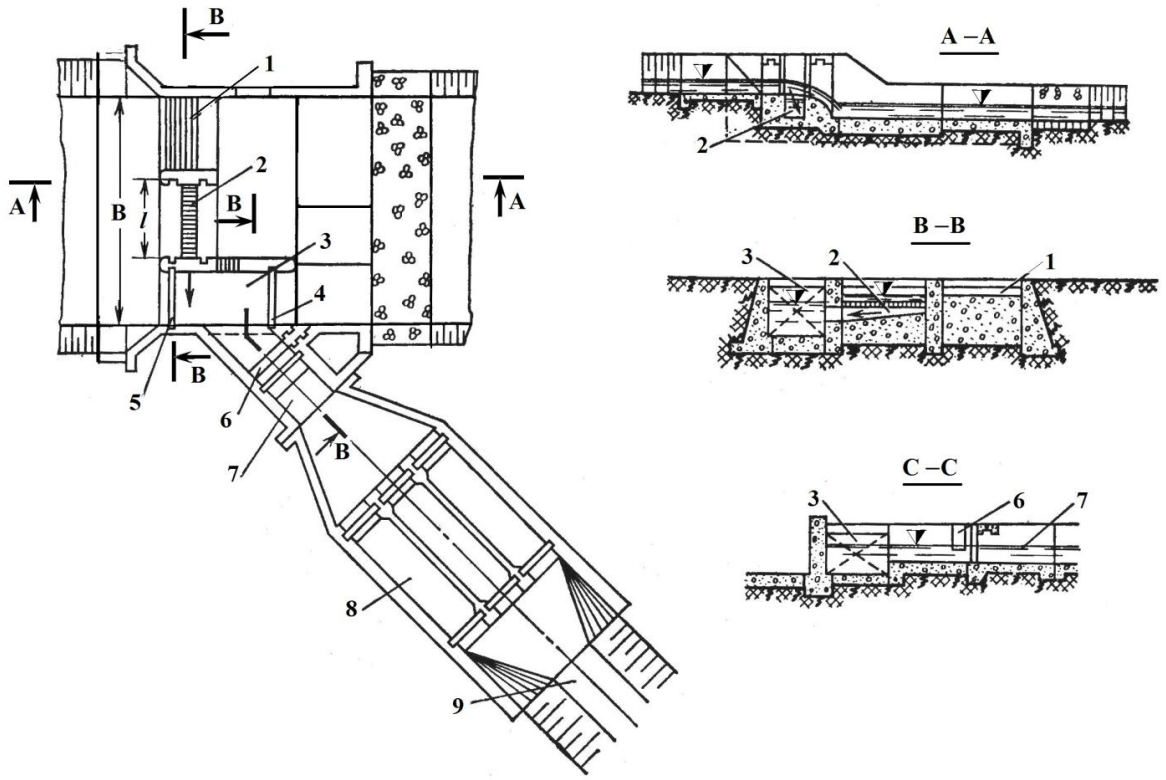


ნახ. 12.6 ზედაპირული წყალმიმღებები ფსკერული გამრეცხი გალერეებით: ა) მრუდხაზოვანი და ბ) სწორხაზოვანი ფორმის გალერეით; 1. წყალმიმღები; 2. წყალმიმღების ზრურბლი; 3. კაშხლის გამრეცხი ხვრეტების საკეტები; 4. ფსკერული გამრეცხი გალერეები; 5. ზედა დგარი; 6. ნატანდამჭერი გისოსი; 7-8. წყალმიმღების საკეტები; 9. გამრეცხი გალერეის საკეტები; 10. საყვინთი; 11. წყალსავლები კაშხალი; 12. სადერივაციო არხი

როცა მდინარის მთიან უბანში, სადაც მდინარეში ხარჯის მკვეთრ ცვლილებასთან ერთად ადგილი აქვს ფსკერული ნატანის რაოდენობის მკვეთრ ცვლილებას, მიზანშეწონილია მოეწყოს ფსკერული გისოსები წყალმიმღების ზღურბლზე, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ.12.7. ამ შემთხვევაში კაშხლის ზღურბლი 3-5 მ-ით მაღლაა ზემო ბიეფის ფსკერთან შედარებით. სალექარის მოწყობის შემთხვევაში ეს სიმაღლე შეიძლება შემცირდეს.

გისოსების სიგანე შეიძლება იცვლებოდეს 1-2მ-ის ფარგლებში, სიგრძე კი მისაღები წყლის ხარჯის რაოდენობაზეა დამოკიდებული. წყალდიდობის შემთხვევაში მოდინებული ხარჯის ნაწილი გადაშვებული უნდა იქნას კაშხლის წყალსაშვიან უბანში, რომლის ზღურბლი მაღლაა წყალმიმღების ზღურბლთან შედარებით.

ფსკერული ნატანები, რომლებიც წყალმიმღები გალერეიდან გამრეცხ კამერაში ხვდება ქვემო ბიეფში უნდა გადაიშვას ამ კამერის ზედა და ქვედა საკეტების გახსნით.



ნახ. 12.7. ფსკერული გისოსებიანი წყალმიმღები. 1. წყალსაგდებიანი კაშხალი; 2. ფსკერული წყალმიმღები, გისოსით გადაკეტილი კამერა; 3. გამრეცხი კამერა; 4-5. გამრეცხი კამერის ქვედა და ზედა საკეტი; 6. თოშსაგდები; 7. წყალმიმღები გამრეცხი კამერიდან წყლის ასაღებად; 8. სალექარი; 9. დერივაციული არხი.

12.3.ჰიდროელექტროსადგურების სალექარები

დაბალდაწნევიანი კაშხლების შემთხვევაში მდინარის მიერ ტრანსპორტირებული ფსკერული და შეწონილი ნატანის ტურბინებში მოხვედრის თავიდან აცილების მიზნით ეწყობა სალექრები. როგორც ცნობილია, მთის მდინარეებს განსაკუთრებით წვიმიანობის შემდეგ მოაქვთ დიდი რაოდენობით, როგორც ფსკერული, ისე შეწონილი ნატანი, რომლებიც დერივაციული ნაგებობის არხების და სატურბინო მილსადენის, ასევე ტურბინის ფრთების ცვეთას იწვევს და ამცირებს მათ ქმედითუნარიანობას. ამიტომ აუცილებელია ნატანის მოშორება წყლის იმ ნაკადისაგან, რომელიც მიეწოდება ტურბინებს.

მღალდაწნევიან კაშხლებში კი, სადაც იქმნება საკმაო მოცულობის წყალსაცავი, ასეთი პრობლმა არ იქმნება, რადგანაც როგორც ფსკერული ასევე შეწონილი ნატანი წყალსაცავში ილექება და ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში ნატანისგან გაწმენდილი წყალი მიეწოდება ტურბინებს.

ნატანისგან მიყენებული ზარალის თავიდან აცილების მიზნით უნდა გატარდეს სათანადო ღონისძიებები. ფსკერული ნატანის მოშორების გზები განხილული იყო წყალმიმღები

ნაგებობის შესწავლის პროცესში. შეწონილი ნატანების მოსაშორებლად გამოიყენება სხვადასხვა ტიპის სალექარები, რომელთა კონსტრუქციები ნაჩვენებია ნახ.12.8-ზე.

როგორც ნახაზებიდან ჩანს, სალექარი არის უდაწნეო დერივაციულ წყალსატარებთან შედარებით ძლიერ გაზრდილ ცოცხალი კვეთის მქონე ჰიროტექნიკური ნაგებობა, რომელშიც წყლის სიჩქარე იმ დონემდე უნდა შემცირდეს, რომ მოხდეს შეწონილი ნატანის დალექვა რაც შეიძლება მალე. სალექარში მოხვედრილი შეწონილი ნატანის თითოეული ნაწილაკი ფსკერისკენ მოძრაობს, თან გადაადგილდება ჰორიზონტალური მიმართულებით. მისი სიჩქარის ჰორიზონტალური მდგენელი გამოითვლება ფორმულით:

$$V_{\text{ჰორ}} = \frac{Q}{C_{\text{მუშა}} \cdot B_{\text{კამერ}} \cdot h_0} \qquad (12.1)$$

სადაც Q სალექარში გამავალი წყლის ხარჯია, $C_{\text{მუშა}}$ – სალექრის მუშა კამერების რაოდენობა. $B_{\text{კამ}}$ და h_0 – შესაბამისად სალექარში გამავალი წყლის ნაკადის სიგანე და სიღრმეა.

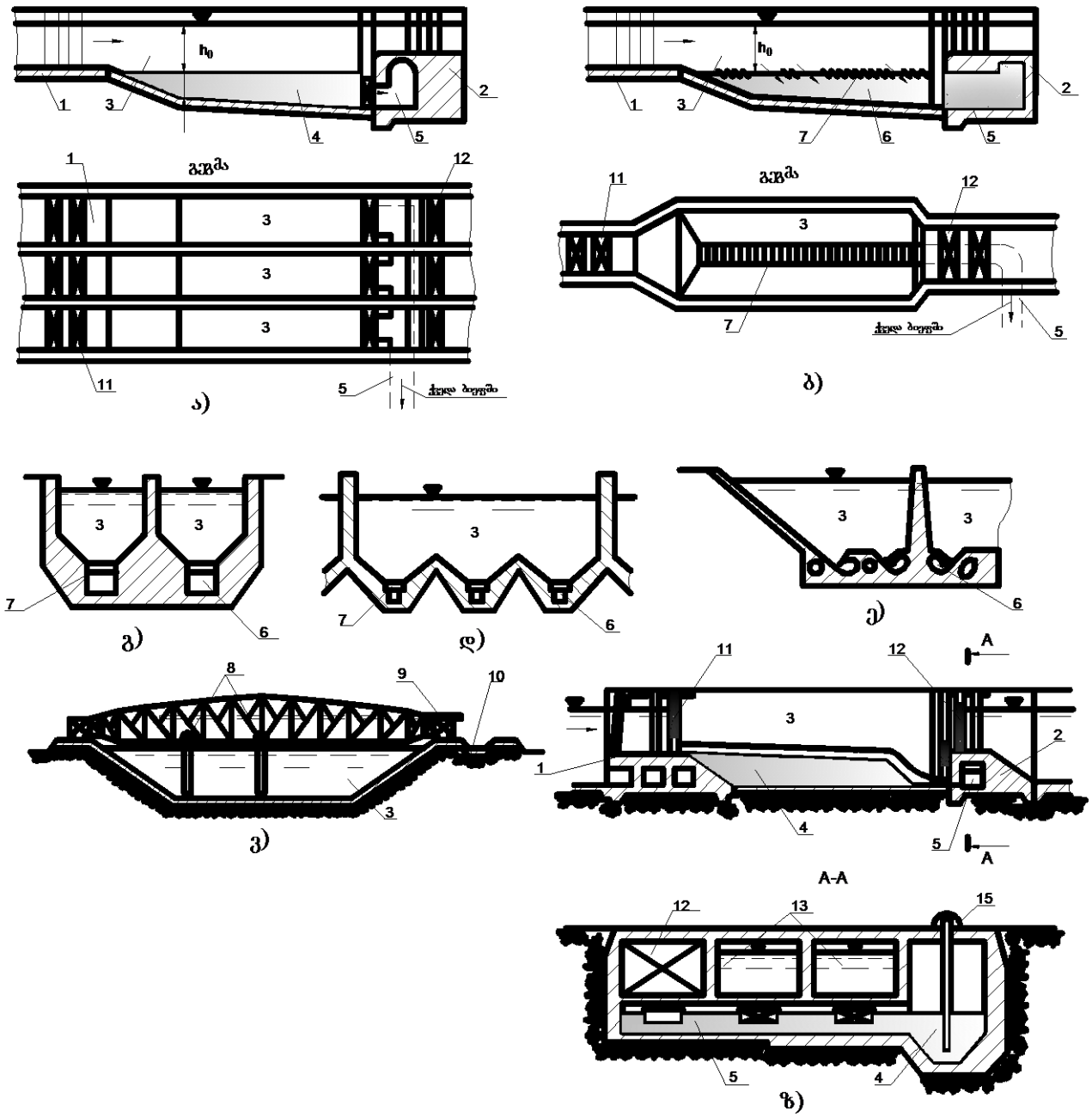
ნაწილაკები მოძრაობს აღნიშნული სიჩქარით თარაზული მიმართულებით (ჰორიზონტალურად), ამავე დროს იძირება ფსკერის მიმართულებით და მათი ვერტიკალური მდგენელი იწოდება სითხის ნაწილაკის ჰიდრავლიკურ სიმსხოდ და აღინიშნება ω_0 მ/წმ, ეს ის სიჩქარეა, რომლითაც შეწონილი ნაწილაკი უძრავ წყალში ჩაიძირება. ცხადია, შედარებით მსხვილი ნაწილაკის ჰიდრავლიური სიმსხო მეტია, და ამიტომ ერთნაირი თარაზული სიჩქარის პირობებში მსხვილი ნატანი უფრო ადრე დაილექება ფსკერზე. რადგანაც მცირე ნაწილაკების თარაზული მდგენელი არ იცვლება, ხოლო ვერტიკალური მდგენელი ω_0 შედარებით მცირეა, ისინი დალექვამდე გაივლის შედარებით მეტ მანძილს თარაზული მიმართულებით და თუ გამოვითვლით ტურბინის ფრთების ცვეთისათვის უსაფრთხო ნაწილაკების სიმსხოს, ჩვენ შეგვიძლია განვსაზღვროთ სალექარის სიგრძე შემდეგი ფორმულით:

$$l = h_0 V / \omega \qquad (12.2)$$

მაგრამ, რადგანაც ω_0 წარმოადგენს უძრავ სითხეში ჩაძირული ნაწილაკის სიჩქარეს, მაშინ როდესაც სითხის ნაწილაკები იძირება მოძრავ ტურბულენტურ ნაწილში, ცხადია ჩაძირვის სიჩქარე ასეთ ნაკადში ნაკლები იქნება, ამიტომ საჭიროა (12.2) ფორმულაში თანამამრავლის სახით შეყვანილიქნას მაკორექტირებელი კოეფიციენტი – k>1.

სალექარის სიგრძის გაანგარიშების მეთოდები ალბათობის თეორიის გამოყენებით პირველად შემუშავებული იქნა მ. ველიკანოვის მიერ 1936 წელს, შემდგომ ამ მეთოდის სრულყოფა მოახდინა ა. ზეგჟდამ მიერ. ამჟამად გაანგარიშებათა გამარტივების მიზნით

გამოიყენება გრაფიკები, რომლებიც ითვალისწინებს, როგორც სალექარის სიღრმეს, ისე ნაკადის ფრაქციულ შემადგენლობას.



ნახ. 12.8 ჰესის სალექარების სქემები. ა) პერიოდული მოქმედების მრავალკამერიანი სალექარი დალექილი ნატანის პერიოდული გარეცხვით; ბ) უწყვეტი მოქმედების ერთკამერიანი დალექილი ნატანის უწყვეტი ჰიდრავლიკური გარეცხვით; გ) უწყვეტი მოქმედების ორკამერიანი სალექარის მართობული ჭრილი; დ) სალექარის განიერი კამერის მართობული ჭრილი; ე) სალექარის დანალექის უწყვეტი რეცხვის მართობული ჭრილი; ვ) ერთკამერიანი სალექარის მართობული ჭრილი, როცა დანალექის მოშორება ხდება მიწისმწოვით; ზ) ნატანის მოშორება პერიოდულად კომბინირებული სისტემით; 1. ზედა ზღურბლი; 2. გამოსასვლელი ზღურბლი; 3. კამერა; 4. მკვდარი მოცულობა; 5. გამრეცხი გალერეა; 6. შემკრები-გამრეცხი გალერეა; 7. გისოსი; 8-მიწისმწოვი; 9. ღარი; 10. სატალახე ღარი; 11-12. საკეტები შესასვლელ და გამოსასვლელ ზღურბლზე; 13. მუშა კამერები; 14. შემკრები ჭა; 15. ტუმბო

ნახ. 12.8 ა)-ზე ნაჩვენებია სალექარი პერიოდული მოქმედების კამერებით, ასეთ სალექრებში ფსკერზე ჩამოცვენილი შეწონილი ნაწილაკები თანდათანობით ავსებენ კამერის ქვედა მკვდარ ზონას, სიღრმით $h_{მკვდ.}$ როცა ის გაივსება, იქმნება საშიშროება ასეთი ნაწილაკების დერივაციულ წყალსატარში მოხვედრისა. ამიტომ იხსნება გამრეცხი საკეტი და იწყება დალექილი ნატანის მოშორება მის ქვემო ბიეფში გადაშვების გზით. ნატანის მოშორების პერიოდში სალექარის კამერა გათიშულია დერივაციისგან.

არსებობს სალექრები, რომელთა ნატანის მოშორების პერიოდში არაა გამორთული დერივაციისგან ნახ.12.8 ბ-დ), ამიტომ შეიძლება მხოლოდ ერთი სალექარიც ემსახურებოდეს წყლის მიწოდებას დერივაციაში. ასეთ სალექარებს მუდმივი მოქმედების კამერებიანი სალექარი ეწოდება.

პერიოდული მოქმედების სალექარში დალექილი ნატანის მოსაშორებლად იკეტება, როგორც შესასვლელი 11, ასევე გამოსასვლელი 12 საკეტები და იხსნება გამრეცხის საკეტი და კამერა წყლისგან ცარიელდება. შემდეგ წყლის ჭავლით ირეცხება ფსკერზე დალექილი ნატანი, ბოლოს გამრეცხი გალერეის საკეტი იკეტება და კამერა მუშაობაში ირთვება.

ზოგჯერ, სალექარის ღირებულების შემცირების მიზნით, შესაძლებელია კამერების რაოდენობის შემცირება და მათი სიგანის მნიშვნელოვნად გაზრდა, მაგრამ ამას მივყავართ სიჩქარის სიგანეში უთანაბრო განაწილებამდე, რაც დალექვის ინტენსივების უთანაბრო განაწილებას იწვევს და ართულებს მისი გარეცხვის შესაძლებლობას. ნახ.12.8 დ). ზოგჯერ სალექარის ფსკერზე აწყობენ სპეციალურ დამრეც ზედაპირებს, რომლებიც ხელს უწყობს ნატანის თავმოყრას და ქვემო ბიეფში გადაშვებას 12. 8. ე) ნახ. 12 8. ზ) ნაჩვენებია ნატანის პერიოდული კომბინირებული სისტემით მოშორების ვარიანტი, მაგრამ ყოველი კონკრეტული სქემის გამოყენება საჭიროა დასაბუთებული იყოს ეკონომიკურ გაანგარიშებათა საფუძველზე. ამ უკანასკნელ ვარიანტში ნატანის მოსაშორებლად გამოიყენება როგორც, ჰიდრავლიკური, ისე ჰიდრომექანიკური ხერხები. ნატანის მოშორების ჰიდრომექანიკურ ხერხი მიწისმწოვი ტურბოებით, რომლებიც განთავსებულია მოძრავ ფერმაზე, ნაჩვენებია ნახ. 12.8 ვ). ასეთ სალექრებს გარკვეული უპირატესობა აქვთ, ამ შემთხვევაში არაა საჭირო ძვირად ღირებული საკეტებიანი გალერეის მოწყობა ნატანის მოსაშორებლად.

არსებობს საანგარიშო ფორმულები, რომლებიც საშუალებას იძლევა გარკვეული მიახლოებით დადგინდეს ნატანით სალექრის მკვდარი მოცულობის ავსებისა და ამ მოცულობის სალექრიდან მოშორებისთვის საჭირო დრო. მათ აქ არ განვიხილავთ სალექრების პროექტირების საკითხებში მათი ნაკლები აქტუალობის გამო. დაინტერესებულ პირს ასეთი ანგარიშების წარმოების მეთოდიკას შეუძლია გაეცნოს სპეციალურ ცნობარებში.

12.4. ჰიდროელექტროსადგურების დერივაციული წყალსატარები

დერივაციული წყალსატარი არის ჰიდროტექნიკური ნაგებობა, რომელიც აწარმოებს წყლის ტრანსპორტირებას წყალმიმღებიდან სატურბინო მილსადენამდე. ის შეძლება იყოს როგორც დაწნევიანი, ისე უდაწნეო.

დაწნევიანი წყალსატარი არის წრიული განიკვეთის მქონე გვირაბი და გამოიყენება მაშინ, როცა სათავო ნაგებობები ქმნიან კვირეული და მეტი ხანგრძლივობის სარეგულაციო მოცულობის წყალსაცავებს. იმის მიხედვით, თუ როგორი ჰიდროდინამიკური დაწნევა შეიძლება შეიქმნას წყლის ტურბინებში მიწოდების პროცესში, დაწნევიანი გვირაბის მოსახვა შეიძლება იყოს გაკეთებული ბეტონის ან რკინაბეტონისგან.

უდაწნეო დერივაციული წყალსატარი შეიძლება აიგოს გვირაბით ან არხით. ასეთ დერივაციას გამოიყენებენ მაშინ, როცა ტრასა არ გადის ძლიერ ცვალებადი ნიშნულების მქონე კლდოვან ზედაპირზე. უდაწნეო დერივაციის განხორციელება გაცილებით იაფია არხებით, ვიდრე უდაწნეო გვირაბით, მაგრამ ამ უკანასკნელის გამოყენებას მაშინ აქვს უპირატესობა, თუ დერივაციის სიგრძე საგრძნობლად მოკლდება. უდაწნეო გვირაბი უპირატესად გამოიყენება მიწისქვეშა ჰესის შენობიდან გადამუშავებული წყლის გამოსაყვანად.

თუ დერივაციის ტრასაზე, წყალმიმღებიდან სატურბინო მილსადენამდე რთული ტოპოგრაფიული და გეოლოგიური პირობებია, შეიძლება განხორციელებული იქნას დაწნევიანი დერივაციული მილსადენი, რომელიც მზადდება ლითონის ან რკინა-ბეტონისაგან.

დერივაციული წყალსატარის ჰიდრავლიკური გაანგარიშება მოიცავს დერივაციული ნაგებობის ცოცხალი კვეთის ფორმისა და ფართის დადგენას, რაც დამოკიდებულია, როგორც ნაგებობის ფსკერის ქანობზე, ისე გამავალ საანგარიშო ხარჯზე. როგორც წესი, საანგარიშო ხარჯი ენერგო-ეკონომიკური გაანგარიშებების მიხედვით ცნობილად ითვლება და ამიტომ საანგარიშო განტოლება შეიძლება ჰიდრავლიკაში ცნობილი შეზის ფორმულით წარმოვადგინოთ:

$$\omega = \frac{Q}{C\sqrt{Ri}} \tag{12.3}$$

სადაც ω – ნაკადის ცოცხალი კვეთის ფართია;

Q – საანგარიშო ხარჯი;

$C = \frac{1}{n}R^{y}$ – სიმქისის (შეზის) კოეფიციენტია, რომელიც განისაზღვრება ფსკერის ხორკლიანობის კოეფიციენტის და ჰიდრავლიკური რადიუსის $R = \frac{\omega}{\chi}$ -ის მიხედვით. χ – სველი პერიმეტრია, i – წყალსატარის ფსკერის ქანობია;

როგორც (12.3) ფორმულიდან ჩანს, ცოცხალი კვეთი ω და ფსკერის ქანობი i ურთიერთ უკუპროპორციულ დამოკიდებულებაში არიან. ამიტომ გამოდის, რომ თუ გავზრდით ფსკერის ქანობს, შემცირდება ცოცხალი კვეთი და შესაბამისად დერივაციის მართობი კვეთის ზომები, რაც თითქოს ნაგებობების ზომას შეამცირებს და დანახარჯების ეკონომიას გამოიწვევს. მაგრამ იგივე ფორმულა უჩვენებს, რომ ამ შემთხვევაში ნაკადის ენერგიის დანაკარგის ოდენობას გაზრდის, რადგანაც იგივე (12.3) ფორმულის მიხედვით დანაკარგი გამოითვლება შემდეგნაირად:

$$i = \frac{h_{\text{დან}}}{l} = \frac{Q^2}{\omega^2} \cdot \frac{1}{c^2 R} \tag{12.4}$$

სადაც l დერივაციის სიგრძეა.

როგორც ფორმულიდან ჩანს, გრძელი დერივაციის შემთხვევაში, რომელიც შეიძლება 10-15 კმ-ს შეადგენდეს ენერგიის დანაკარგი საკმაოდ დიდი შეიძლება იყოს და ამიტომ მის შესამცირებლად საჭიროა შემცირებულიქნას $-V = Q/\omega$ საშუალო სიჩქარე, მაგრამ ღია არხში საშუალო სიჩქარის შემცირება იზღუდება იმ მოსაზრებიდან გამომდინარე, რომ არ მოხდეს შეწონილი ნატანის დალექვა. მიწის არხებში საშუალო სიჩქარის გაზრდაც იზღუდება გრუნტის წარეცხის შესაძლებლობებიდან გამომდინარე.

უდაწნეო დერივაციის განიკვეთის ფრომის შერჩევის დროს გაითვალიწინება, როგორც გრუნტის შემადგენლობა, ისე მიწის ზედაპირის ტოპოგრაფია იმ მიზნით, რომ შემცირდეს მიწის სამუშაოები. ხოლო დაწნევიანი დერივაციის პირობებში, როცა მოსახვა ტორკრეტისგან კეთდება, შესაძლებელია სიჩქარის გაზრდა, მაგრამ მისი სიდიდე იზღუდება დანაკარგის გაზრდის გამო, რასაც მივყავართ ტურბინებზე სასარგებლო დაწნევის შემცირებამდე. აქ საკითხი უნდა გადაწყდეს ენერგო-ეკონომიკური გაანგარიშებების საფუძველზე. ასეთი გაანგარიშებების სტატისტიკა უჩვენებს, რომ საშუალო სიჩქარე დერივაციაში შეიძლება გაზარდოს 4-6 მ/წმ-მდე.

საყურადღებოა ის ფაქტი, რომ დერივაციის განივკვეთის ზომები იანგარიშება ტურბინების საანაგრიშო ხარჯის მიხედვით, მაგრამ ჰესის სიმძლავრე იცვლება, რაც დერივაციაშიც ხარჯის ცვლილებას იწვევს. როცა მცირდება სიმძლავრე, დერივაციის წყლის ხარჯიც მცირდება და როცა იზრდება, შესაბამისად, ხარჯიც იზრდება. სიმძლავრის ცვალებადობის პერიოდში არხით განხორციელებულ დერივაციაში მყარდება წყლის უთანაბრო მოძრაობა. დაწნევიანი გვირაბით განხორციელებულ დერივაციაში კი იცვლება საშუალო სიჩქარე. სიჩქარის ასეთი ცვლილება გვირაბის კედლებზე დაწნევის ცვლილებასაც იწვევს,

რაც აუცილებლად, გათვალისწინებულ უნდა იქნას კედლის დაძაბულ-დეფორმირებული მდგომარეობის გაანგარიშების დროს.

უდაწნეო დერივაციის პირობებში ტურბინების ჩართვა-გამორთვა იწვევს ხარჯის ცვლილებასთან ერთად საშუალო სიჩქარის და მისი შესაბამისი სიღრმის ცვლილებას, რაც არხის კედელების ნიშნულის სათანადოდ გაზრდას მოითხოვს იმ ნიშნულთან შედარებით, რომელიც საკმარისია თანაბარი მოძრაობით საანგარიშო ხარჯის გასატარებლად. არხის კედლის ნიშნულის სათანადო გაზრდით შესაძლებელია მოდინებული ხარჯის აკუმულირებაც.

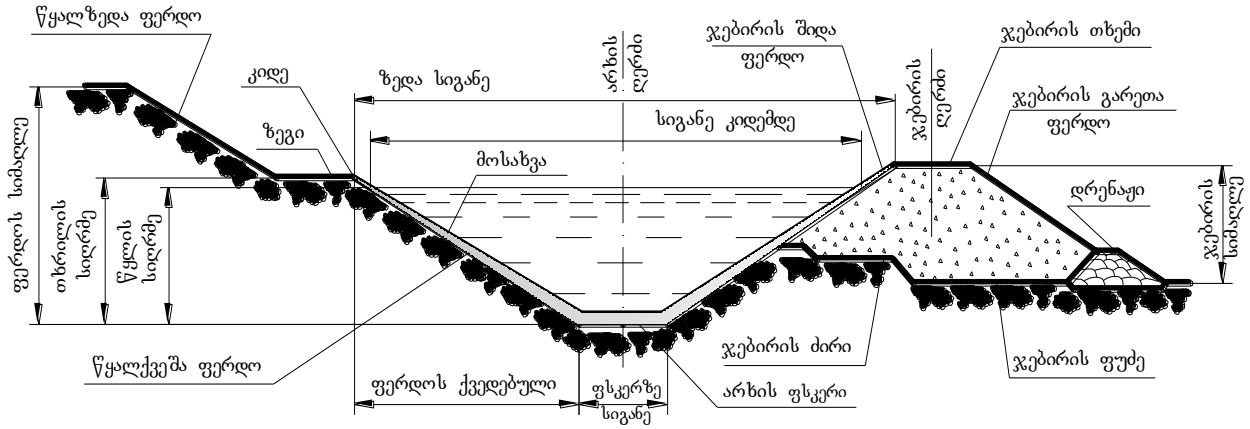
როცა ტურბინების გამორთვა ან ჰესის სიმძლავრის შემცირება ხდება. არხის სიღრმითი პარამეტის გაზრდა, მართალია, იწვევს დანახარჯების ზრდას, მაგრამ ეს მოხერხებულია ჰესის სიმძლავრის შესაცვლელად მომხმარებელთა მოთხოვნის შესაბამისად. ისეთი არხებს, რომლებიც მოდინებული ხარჯის აკუმულირებას ახერხებს, თვითრეგულირებადი არხები ეწოდება.

მკაცრი კლიმატის რაიონში, ზამთარში აუცილებელია არხის წყლის ზედაპირზე წარმოქმნილი ყინულისა და თოშის პრობლემის გათვალისწინება. ამ დროს, ვიდრე არხიდან წყალი გადავა სატურბინო მილსადენში, მიზანშეწონილია არხის ბოლოში დამონტაჟდეს სპეციალური მოწყობილობა, რომელიც უზრუნველყოფს ყინულის ნატეხებისა და თოშის ქვემო ბიეფში გადაშვებას.

ასევე აუცილებელია, დერივაციის ტრასის გასწვრივ მიწის არხიდან გრუნტში ფილტრაციის პროცესის შესწავლა, ხოლო ბეტონის მოსახვის მქონე არხში ფილტრაციული ნაკადის მოსახვის კედელზე ზემოქმედების საშიშროება, რომელსაც შეუძლია კედელი გადააყირავოს, როცა აგრეგატების გამორთვის შემთხვევაში არხში წყლის დონე დაეცემა.

მიწის არხების განიკვეთი სხვადასხვა ფორმისაა. ყველაზე გავრცელებულია ტრაპეციული ფორმის მიწის არხები, მაგრამ რბილი თიხოვანი გრუნტების შემთხვევაში ადგილი ექნება არხის ფერდოების ჩამოშლას, რის გამოც უმჯობესია არხის ფორმა იყოს პარაბოლური ფორმის, კლდოვანი გრუნტების შემთხვევაში კი შესაძლებელია მართკუთხა ფორმის მიცემა. არხი შეიძლება მთლიანად თხრილში განხორციელდეს, მაგრამ უფრო ხშირად აპირკეთებენ ბეტონის ფილებით, რაც ამცირებს სიმქისის კოეფიციენტს და იძლევა წყლის სიჩქარის გაზრდის შესაძლებლობას. ეს კი საშუალებას იძლევა შევამციროთ არხის ზომები და შესაბამისად, სამშენებლო დანახარჯები. ამავე დროს, ბეტონის ფილები იცავს არხს კედლის გრუნტის ჩამოშლისაგან, როცა არხში წყლის დონე იცვლება და დინება იღებს ტალღურ ფორმას. ასევე ბეტონის კედელი უფრო მდგრადია მოცურავე სხეულების, მათ შორის ყინულის ნატეხების მიმართ. გასაგებია, რომ ბეტონის მოსახვის გაკეთება აძვირებს მშენებლობის ხარჯებს, მაგრამ ის არხში სიჩქარის გაზრდის საშუალებით ამცირებს

განიკვეთის ზომებს და ამიტომ ყველა შემთხვევაში დადებითი და უარყოფითი შედეგების შეჯერება უნდა მოხდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებების საფუძველზე. აღსანიშნავია ის ფაქტორიც, რომ დერივაციის ტრასის გასწვრივ, როცა მიზნად დასახულია ტრასის სიგრძის შემცირება, შესაძლებელია ტოპოგრაფიული პირობების შეცვლა იმ მხრივ, რომ თარაზული ზედაპირი შეიძლება შეიცვალოს დახრილით. ამ შემთხვევაში არხის ფერდობები უნდა მოპირკეთდეს ბეტონის ან რკინა-ბეტონის მასალით. როცა არხი გაივლის დახრილი ზედაპირის მონაკვეთს, მიწის მოთხრილი ნაწილი გამოდგება ჯებირეს ასაგებად, რაც საერთო ანგარიშით შეამცირებს სამშენებლო სამუშაოების მოცულობას. ასეთი არხის ტიპური სქემა ნაჩვენებია ნახ. 12.9-ზე.

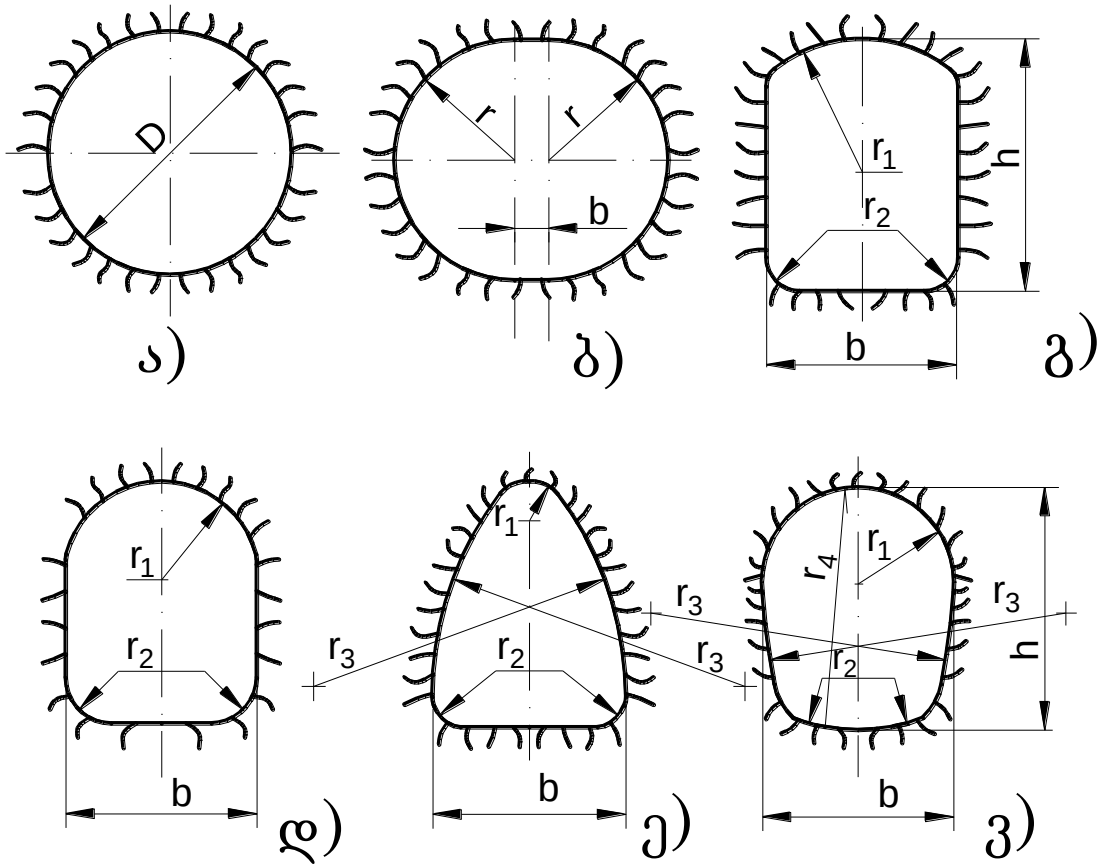


ნახ. 12.9. არხის კალაპოტის კონსტრუქციული ელემენტები;

ამ არხებში ფერდობის დახრილობის მნიშვნელობა ჯებირის მხარეს იანგარიშება იმ მოსაზრებიდან, რომ არ მოხდეს ფერდობის მდგრადობის დარღვევა. ჯებირის თხემის ნიშნული არხში წარმოშობილი ტალღის თხემის ნიშნულზე 0,2-0,8 მ-ით მაღლა უნდა იყოს.

დერივაციული არხები თავის გრძელ ტრასებზე ხშირად გადაკვეთს მთის მცირე მდინარეებს, ხევებს და სხვა ხელოვნურ ნაგებობებს, ამიტომ ზოგჯერ ხელსაყრელია დიუკერის გაკეთება, რაც იმას ნიშნავს, რომ არხის წყალი გადადის მილსადენში, რომელიც ტრასაზე შემხვედრი მდინარის ფსკერზე გაივლის და შემდეგ ისევ აბრუნებს წყალს ღია არხში. თუ არხის ტრასაზე შემხვედრი ხევი ან მდინარე ძალიან ღრმად არის, მიზანშეწონილია გაკეთდეს აკვედუკი, რაც წარმოადგენს დაბრკოლების თავზე გაკეთებულ ხიდზე განთავსებულ წყალსატარ ღარს. ასევე დაწნევიანი ან უდაწნეო გვირაბები გრძელ ტრასაზე თუ გვხვდება მდინარე ან ხევი, ეწყობა სპეციალურ გადამყვანი ხიდი, რომელზეც განთავსდება რკინა-ბეტონისაგან გაკეთებული წყალსადენი ნაგებობა. ასეთი სპეციალური ნაგებობებია მოწყობილი ხრამჰეს 2-სა და ენგურჰესის დაწნევიანი გვირაბის ტრასებზე.

დაწნევიანი დერივაციული გვირაბის განივკვეთი სასურველია იყოს წრიული კვეთის, რადგანაც ასეთი ფორმის გრუნტის გამონგრევა მექანიზირებული წესით შედარებით იოლია, ამავე დროს ერთი და იმავე ხარჯის გატარებისას გამონანგრევის მოცულობა და მისი ტრანსპორტირება სხვა ფორმის განიკვეთის შემთხვევასთან შედარებით, ეკონომიკურად უფრო ხელსაყრელია. გარდა ამისა, წრიული ფორმის განივკვეთი უფრო კარგად უძლებს სითხის წნევისაგან წარმოშობილ გამჭიმავ ძაბვებს, როცა გვირაბი მოპირკეთებულია ბეტონით ან რკინაბეტონით. მაგრამ პრაქტიკამ უჩვენა, რომ როცა გვირაბის მოსახვაზე ერთდროულად მოქმედებს შიგა ჰიდროსტატიკური და გარე სამთო დაწნევა, უმჯობესია ჰქონდეს ისეთი ოვალური მოხაზულობა, როგორიც აქვს ხრამჰეს 1-ის გვირაბს (ნახ.12.10. ბ).



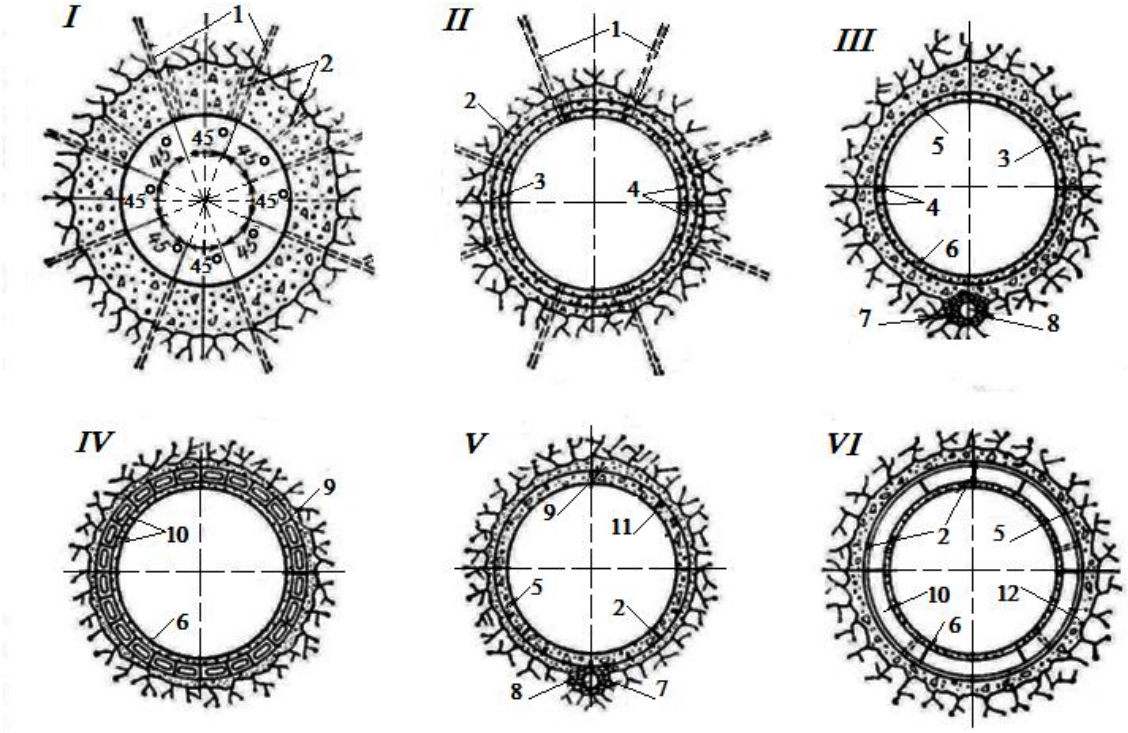
ნახ.12.10 დერივაციული გვირაბების მართობული კვეთის ფორმები;

ნახ. 12.10-ზე ნაჩვენებია უდაწნეო დერივაციული გვირაბეის განიკვეთების ფორმები, რომლებიც გამოიყენება გრუნტის სხვადასხვა გეოლოგიურ პირობებში. მაგალითად, როცა ტრასის გასწვრივ ადგილი აქვს მკვრივი კლდოვანი გრუნტის არსებობას, მიზანშეწილია უდაწნეო გვირაბისთვის ოთკუთხა ფორმის მიცემა. ნახ. 12.10 გ).

როცა ტრასის გასწვრივ გრუნტისაგან გვერდითი წნევებს არ აქვს ადგილი, მიზანშწონილია ოთკუთხა ფორმის კვეთი თავზე ნახევარცილინდრული ფორმის გამონანგრევით, ნახ. 12.10 გ), როცა გრუნტის ვერტიკალური დაწნევა დიდია, გვირაბის

განიკვეთს უნდა ჰქონდეს ისეთი ფორმა, როგორიც ნაჩვენებია ნახ. 12.10, ე), ინტენსიური ვერტიკალური დაწნევის შემთხვევაში გვირაბის განიკვეთს შეიძლებეა მიეცეს ნახ. 12.10, ვ)-ზე ნაჩვენები ფორმა, მაგრამ ასეთი ფორმის განიკვეთის მქონე უდაწნეო გვირაბის გამოყენება იშვიათია. მთავარია, ყველა ვარიანტში განიკვეთის ვერტიკალური ზომები ისეთი იყოს, რომ მან გაატაროს ნებისმიერი რეჟიმის დროს წარმოქმნილი ტალღები, რათა არ მოხდეს კვეთის დაწნევით მდგომარეობაში გადასვლა.

დაწნევიან დერივაციულ გვირაბებს უკეთდებათ ბეტონის ან რკიან-ბეტონის მოსახვა. მათი დანიშნულებაა გაუძლოს წყლის იმ წნევებს, რომელიც წარმოიქმნება საანგარიშო ხარჯის საანგარიშო წნევით გატარებით. ასევე გაუძლოს იმ დინამიურ წნევებსაც, რომლებიც წარმოიქმნება ტურბინების სწრაფი ჩაკეტვის ან გაღების დროს. მყარი კლდოვანი ქანების დროს როცა მოსალოდნელი არ არის დიდი დაწნევების განვითარება, საკმარისია გვირაბის ბეტონით მოსხავა, რათა კლდის გამონგრევის შედეგად მიღებული უთანაბრო ზედაპირი გასწორდეს. ასეთი მოსახვა ამცირებს კედლის სიმქისეს და შესაბამისად წყლის დაწნევის დანაკარგსაც. როცა გვირაბში ჰიდროდინამიური წნევა დიდია და ქანების სიმტკიცე მცირეა, აუცილებელი ხდება სქელი მონოლითური ბეტონის რგოლის გაკეთება.



ნახ.12.11 დაწნევიანი სადერივაციო გვირაბების მზიდი მოსახვების ტიპები; I – მონოლითური ბეტონით; II- – მონოლითური რკინა-ბეტონით; III- ორფენიანი მონოლითით; IV – ასაწყობი რკინაბეტონით; V-VI კომბინირებული: 1) ჭაბურღილი გასამაგრებელი ცემენტაციისთვის; 2) მილები შემავსებელი ცემნტაციისთვის; 3) წრიული არმატურა; 4) გამანაწილებელი არმატურა; 5) მონოლითური ბეტონი; 6) ტორკრეტი; 7) ღორღის ნაყარი; 8) სადრენაჟო მილი; 9) ცემენტის დუღაბი; 10) ბეტონის ბლოკი; 11) დაშტამპული ფოლადის ფილები მილტუჩებით; 12) შემომჭერი სპირალი.

ნახ. 12.11-ზე მოცემულია დაწნევიანი დერივაციის გვირაბის მზიდი მოსახვების ყველაზე ეგავრცელებული ტიპები. როცა გრუნტის წყლების ზემოქმედება გვირაბის მოსახვაზე საგრძნობლად დიდია, უნდა მოეწყოს დრენაჟები ისე, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ. 12.11-ის III და V ვარიანტებში. ამ ნახაზზე ნაჩვენები სხვა ვარიანტები გვიჩვენებს გვირაბის მოსახვის იმ სქემებს, რომლებიც პრაქტიკაში ხშირად გამოიყენება.

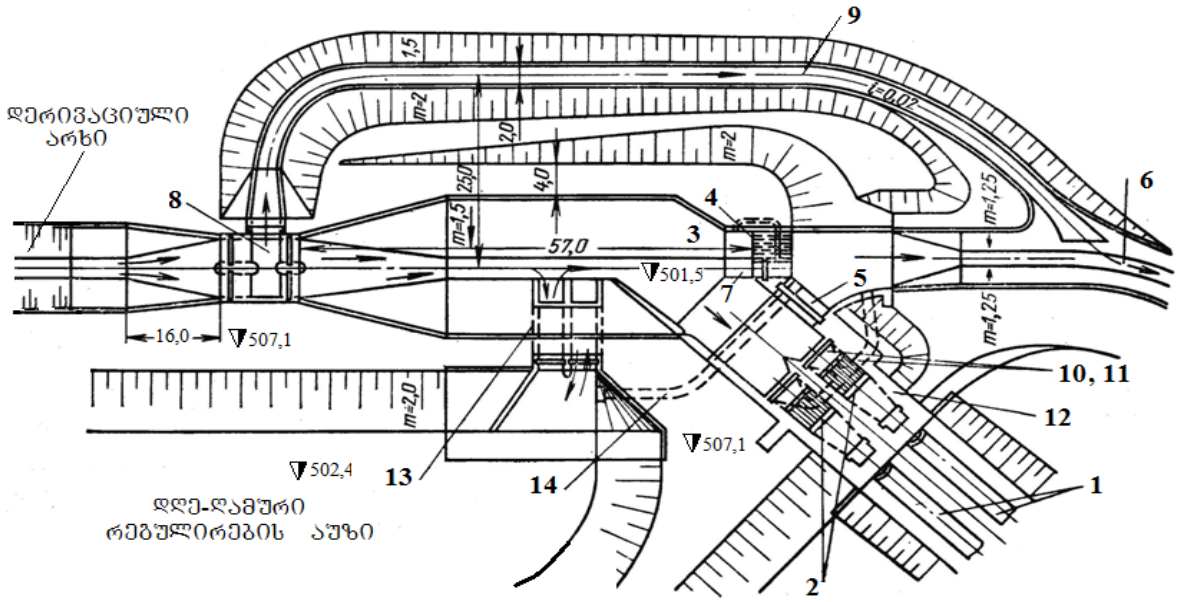
მიუხედავად არსებული გეოლოგიური პირობებისა, უნდა გაკეთდეს გვირაბის გარშემო არსებული სივრცის ცემენტაცია, რომელიც გვირაბის მოსახვისა და მის მახლობლად არსებული ქანების მჭიდრო ურთიერთობას უზრუნველყოფს. ასეთი ცემენტაციის არეალი კლდოვანი გრუნტის სიღრმეში ჩვეულებრივ მცირეა და არ აღემატება 4-5მ-ს, მაგრამ გამონაკლისია ენგურჰესის დაწნევიანი დერივაციული გვირაბი, რომლის მომიჯნავე კლდოვანი გრუნტის მასივში 30 მ-ის სიღრმემდე გაკეთებულ იქნა ცემენტაცია 5 ატმ. წნევის დაჭირხვნით. მას უნდა შეემცირებინა ფილტრაცია გვირაბიდან წყლის დიდი დაწნევის პირობებში. სამწუხაროდ, ზოგი უბანზე საცემენტაციო ბურღილებში ცემენტის წნევით შეშვებისას წნევის საპროექტო მნიშვნელობამდე გაზრდა ვერ მოხერხდა, რადგანაც კლდოვან ფენებს შორის ცემენტმა გაჟონა და გამოვიდა მახლობლად მდებარე ხევში. ასეთმა მდგომარეობამ ენგურჰესის ექსპლუატაციის პირობები გაართულა. შექმნილ ნაპრალებში ხდება წყლის ფილტრაცია და იკარგება დიდი რაოდენობის სატურბინო ხარჯი, ამავე დროს საჭირო ხდება გვირაბის შიდა ზედაპირის მდგომარეობის შესწავლის მიზნით მისი წყლისაგან ხშირი დაცლა, რაც დაკავშირებულია დიდი რაოდენობით გამომუშავების დანაკარგებთან.

12.5 სადაწნეო აუზები

როცა დერივაცია ხორციელდება ღია არხით, წყლის ნაკადის გადაყვანა სატურბინო მილსადენში მოითხოვს გარკვეული პირობების დაცვას, რადგანაც სატურბინო მილსადენის განივკვეთი მრგვალია, თანაც მის საწყის უბანზე საჭიროა მილსადენი იყოს იმდენად გაგანიერებული, რომ ნაკადი საკმაოდ შემცირებული სიჩქარით შევიდეს და არ წაიტაცოს წყლის ზედაპირზე მოტივტივე სხეულები და ჰაერის ბუშტულები.

გარდა ამ მოთხოვნებისა, არხიდან წყლის მილსადენში გადამყვან უბანში აუცილებელია ისეთი აუზის მოწყობა, რომელიც უზრუნველყოფს ტურბინის, როგორც ავარიულად გამორთვის შემთხვევაში არხით მოდინებული ნაკადის გადაშვებას ქვემო ბიეფში, ისე

ტურბინის ჩართვის შემთხვევაში არხით მიწოდებული წყლის ნაკადის მშვიდ მდგომარეობაში გადაყვანას სატურბინო მილსადენში. აღნიშნული მოთხოვნების დასაკმაყოფილებლად არხის ბოლოსა და სატურბინო მილსადენის წყლის მიმღებ კვეთებს შორის ხდება გაგანიერება, რომელსაც ავანკამერა ეწოდება.



ნახ.12.12. სადაწნეო აუზის ნაგებობათა შემადგენლობა. 1- სასადგურე წყალსატარები D=2,4მ; 2. წყალმიმღები მოწყობილობა; 3. ავანკამერა; 4. სიფონური წაყალსაგდები; 5. წყალსაშვი; 6. სწრაფდენი, წყალსაგდების გამყვანი ნაწილი; 7. ყინულსაგდები; 8. თოშსაგდები; 9. თოშსაგდების გამყვანი ღარი; 10. გამრეცხი მოწყობილობა; 11. ფსკერული წყალგამშვები; 12. სადაწნეო კედელი; 13. შემაერთებელი ნაგებობა; 14. დღე-ღამური რეგულირების აუზის დასაცლელი მილი.

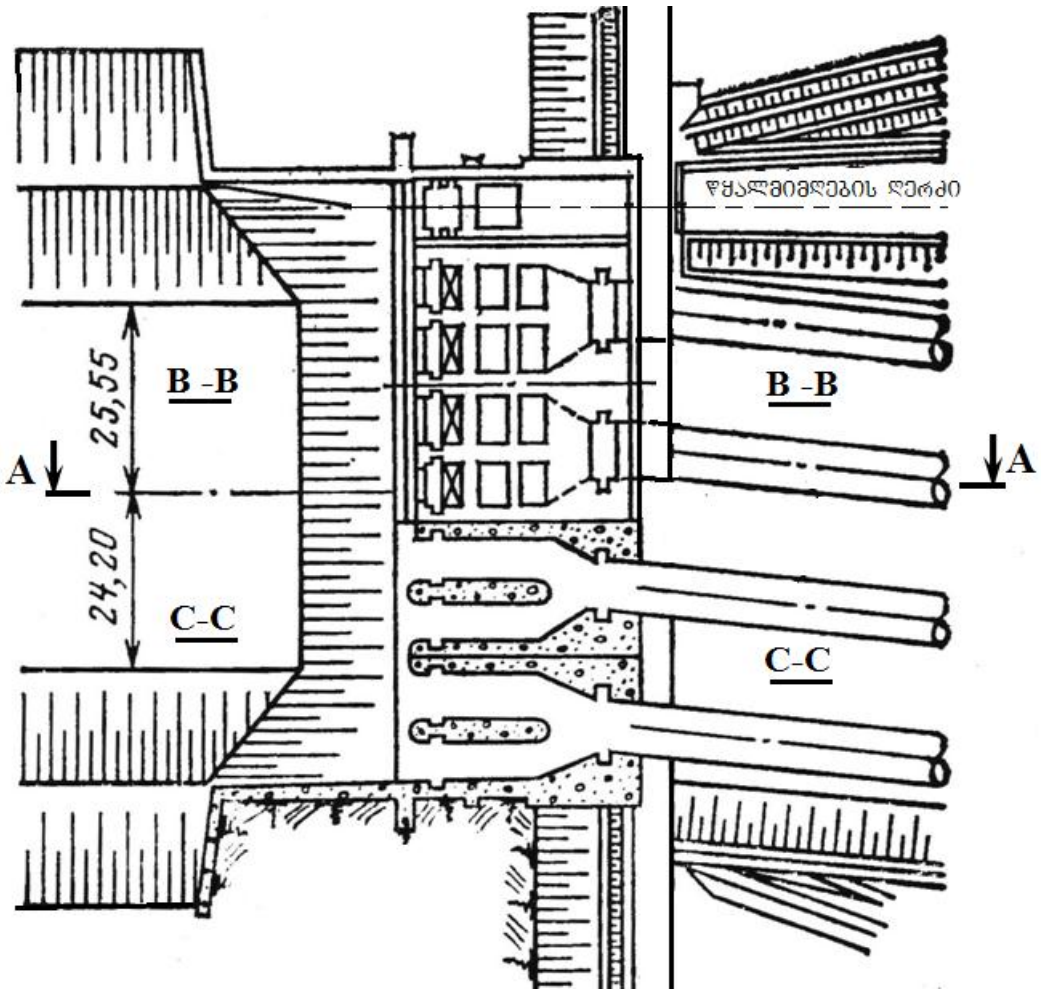
სადაწნეო აუზის სქემა მოცემულია ნახ.12.12-ზე. მის საწყის უბანზე მოწყობილია მოტივტივე თოშის გადასაგდები უბანი – 8 გამომყვან ღარში – 9. ბოლოს კი ყინულსაგდები – 7. მილსადენში წყლის მიმღები ნაგებობა 2-ის წინ მოწყობილია გამრეცხი მოწყობილობა 10 და ფსკერული წყალგამშვები – 11, რომელიც საჭიროა როგორც სადაწნეო აუზის, ისე დერივაციული წყალსატარის დასაცლელად.

სადაწნეო აუზის ყველაზე რთულ და პასუხსაგებ ობიექტს წარმოადგენს წყალმიმღები ნაგებობა, რომლის გეგმა გამოსახულია ნახ.12.13-ზე, მისი А–А ჭრილი კი ნაჩვენებია ნახ.12.14-ზე. ამ კონსტრუქციას წაეყენება მოთხოვნა, რომ მან მოახერხოს სადაწნეო აუზიდან წყლის გადაშვება სატრუბინო მილსადენში მინიმალური ჰიდრავლიკური დანაკარგებით.

წყალმიმღები აღჭურვილია ძირითადი და სარემონტო საკეტებით ნატანდამჭერი გისოსებით, ამწე-სატრანსპორტო საშუალებებით, გისოსის გამწმენდი მექანიზმებით.

ავანკამერის სიგანე და სიღრმე მის საწყის კვეთში განპირობებულია უდაწნეო დერივაციის მართობული კვეთის ზომებით, რომელიც თანდათან იზრდება დინების

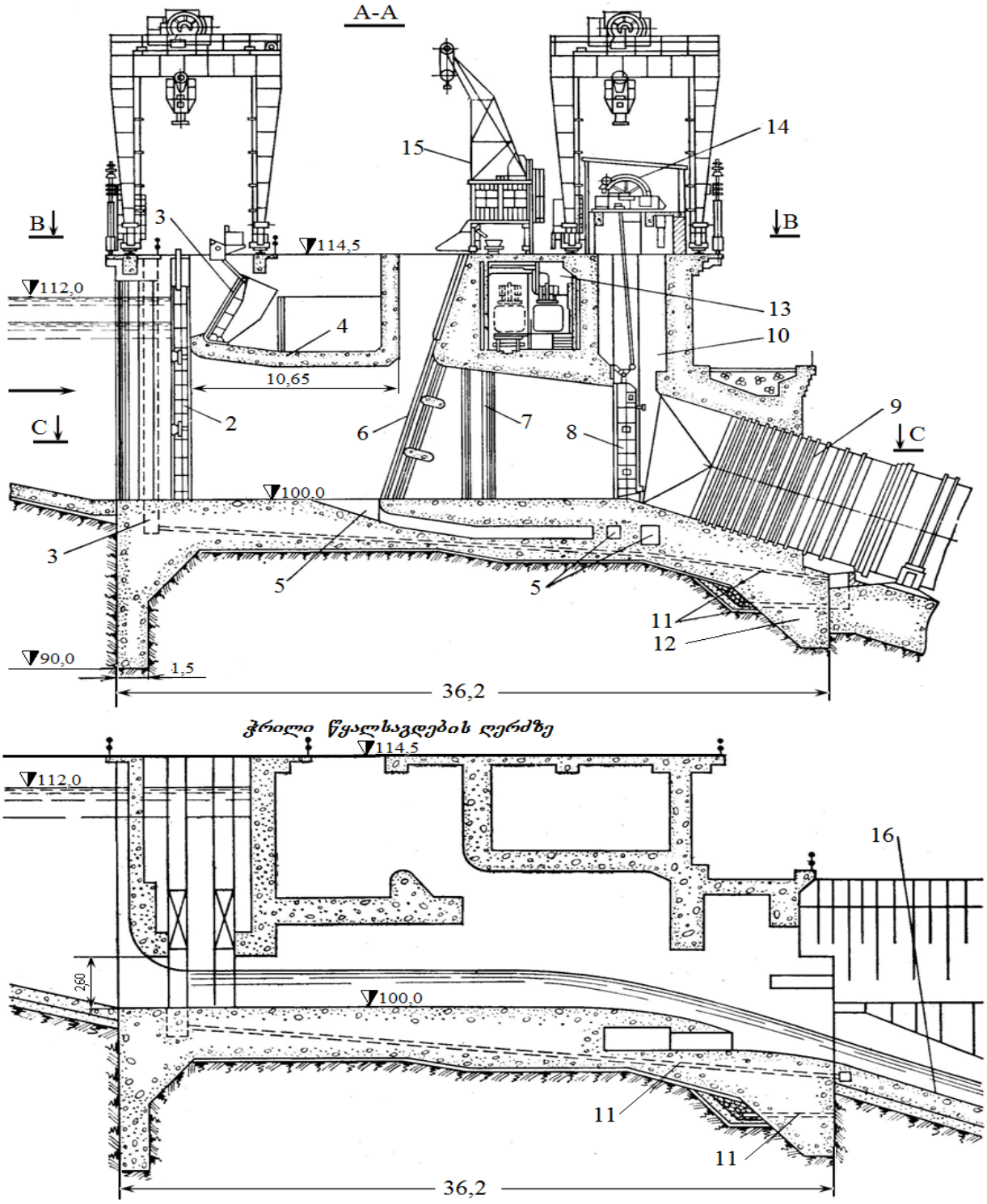
მიმართულებით და ბოლოს წყალმიმღებების ზომებთან შესაბამისობაში მოდის. ამ მიზნით მისი ვერტიკალური კედლების გაფართოების კუთხე შეიძლება იცვლებოდეს 10-12°-ის ფარგლებში.



ნახ.12.13 წყალმიმღები ნაგებობის გეგმა.

წყალსადაწნეო აუზებს აქვს წყალსაგდები ნაგებობა, რომელიც ავტომატურად ჩაერთვება სიმძლავრის რეგულირების ან ტურბინები ავარიულად გამორთვის შემთხვევაში. წყალსაგდებ ნაგებობას ზოგჯერ დანიშნულებითაც იყენებენ. მაგალითად, კომპლექსურად გამოყენების დროს შესაძლებელია ჰესის სიმძლავრე შემცირდეს და წყლის გარკვეული მოცულობა მიეწოდოს სარწყავ სისტემას.

სადაწნეო აუზის წყლის მოცულობას შეუძლია ტურბინის სიმძლავრის მოკლევადიან პერიოდში ცვლილებაზე რეაგირება, მაგრამ უფრო ხანგრძლივ პერიოდში დღე-ღამის რამდენიმე საათის განმავლობაში, სიმძლავრის გასაზრდელად საჭიროა გვქონდეს უფრო დიდი მოცულობის აუზი, რომელიც დღე-ღამური რეგულირების აუზად იწოდება. მიზანშეწონილია ეს აუზი ახლოს იყოს სადაწნეო აუზთან. ასეთი გადაწყვეტა ნაჩვენებია ნახ. 12.12-ზე აქ 13-ით აღნიშნულია ავანკამერისა და დღე-ღამური რეგულირების აუზის შემაერთებელი ნაგებობა.

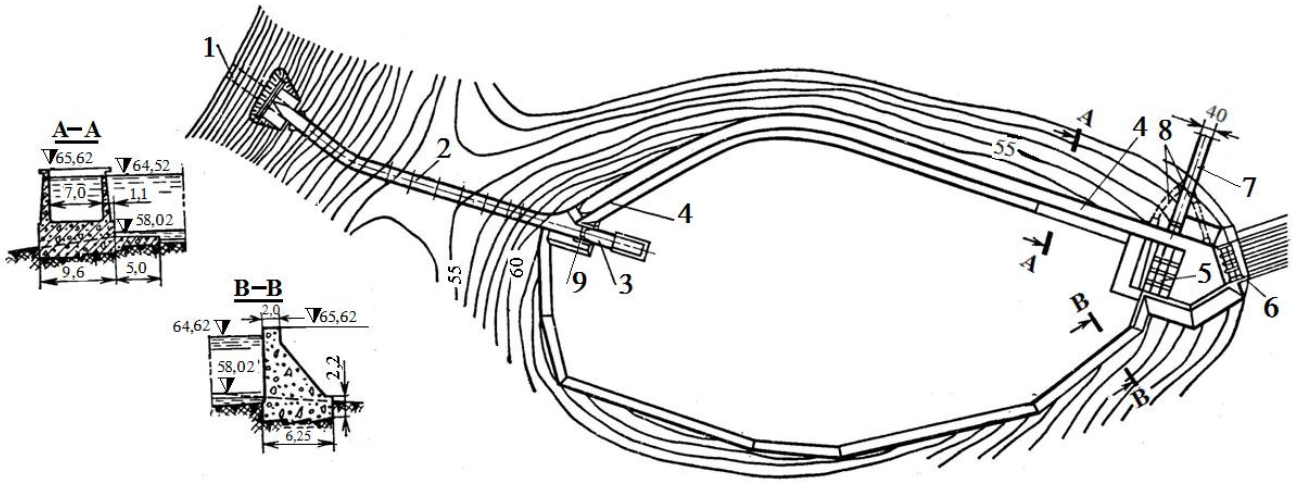


ნახ.12.14 დაწნევიანი აუზის წყალმიმღები მოწყობილობა, 1. ავანკამერა; 2. სარემონტო ზღუდარი; 3. სარქველიანი საკეტი; 4. თოშის საგდები ღარი; 5. გამრეცხი ხვრეტები და გალერეა; 6.ნატანდამჭერი გისოსი; 7. შუალედური ბურჯი; 8. ავარიულ-სარემონტო საკეტი; 9. დაწნევიანი მილსადენი; 10. სავენტილაციო შახტი; 11-12. სადრენაჟო მილი და ჭა; 13. სატრანსფორამტორო სათავსო; 14. ჯალამბარი; 15. გისოსის გამწმენდი მანქანა; 16. სწრაფჟდენი.

დღეღამური რეგულირების აუზის როგორც მთლიან, ისე სასარგებლო მოცულობას ადგენენ ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებების საფუძველზე. ამ მოცულობის მიხედვით უნდა განისაზღვროს აუზის თავისუფალი ზედაპირის ფართი, ასევე მისი დამუშავების დონე.

ცხადია, თავისუფალი ზედაპრის ფართის გაზრდა იწვევს დამუშავების შემცირებას. რამდენადაც შესაძლებელია, ასეთი შემცირება უნდა შეირჩეს ეკონომიკურ გაანგარიშებათა საფუძველზე. აუზის მკვდარი მოცულობის სიდიდე დამოკიდებულია ტოპოგრაფიულ მონაცემებზე. თუ არსებობს ჩაღრმავებული ადგილი, დამატებითი ჩაღრმავებითი სამუშაოები შემცირდება და მკვდარი მოცულობის სიღრმე შეიძლება 2 მ-მდე გაიზარდოს. თუ იარსებებს რეზერვუარიდან წყლის ფილტრაციის საშიშროება, საჭირო გახდება ფსკერის ფილტრაციის საწინააღმდეგოდ მოპირკეთება. ამ მიზნით შეიძლება გამოყენებულ იქნას ასფალტ-ბეტონი ან სხვა პოლიეთილენის საფარი. მკაცრ კლიმატურ პირობებში, ავზის დაცლისას მოსალოდნელია მისი ფსკერის მოყინვა, ამიტომ საჭიროა წყლის ბალიშის მოწყობა ან დამცავი ფენა ფხვიერი გრუნტისგან.

დღე-ღამის რეგულირების ტიპური აუზის გეგმა ორი დამახასიათებელი უბნის ჭრილით ნაჩვენებია ნახ. 12.15-ზე.

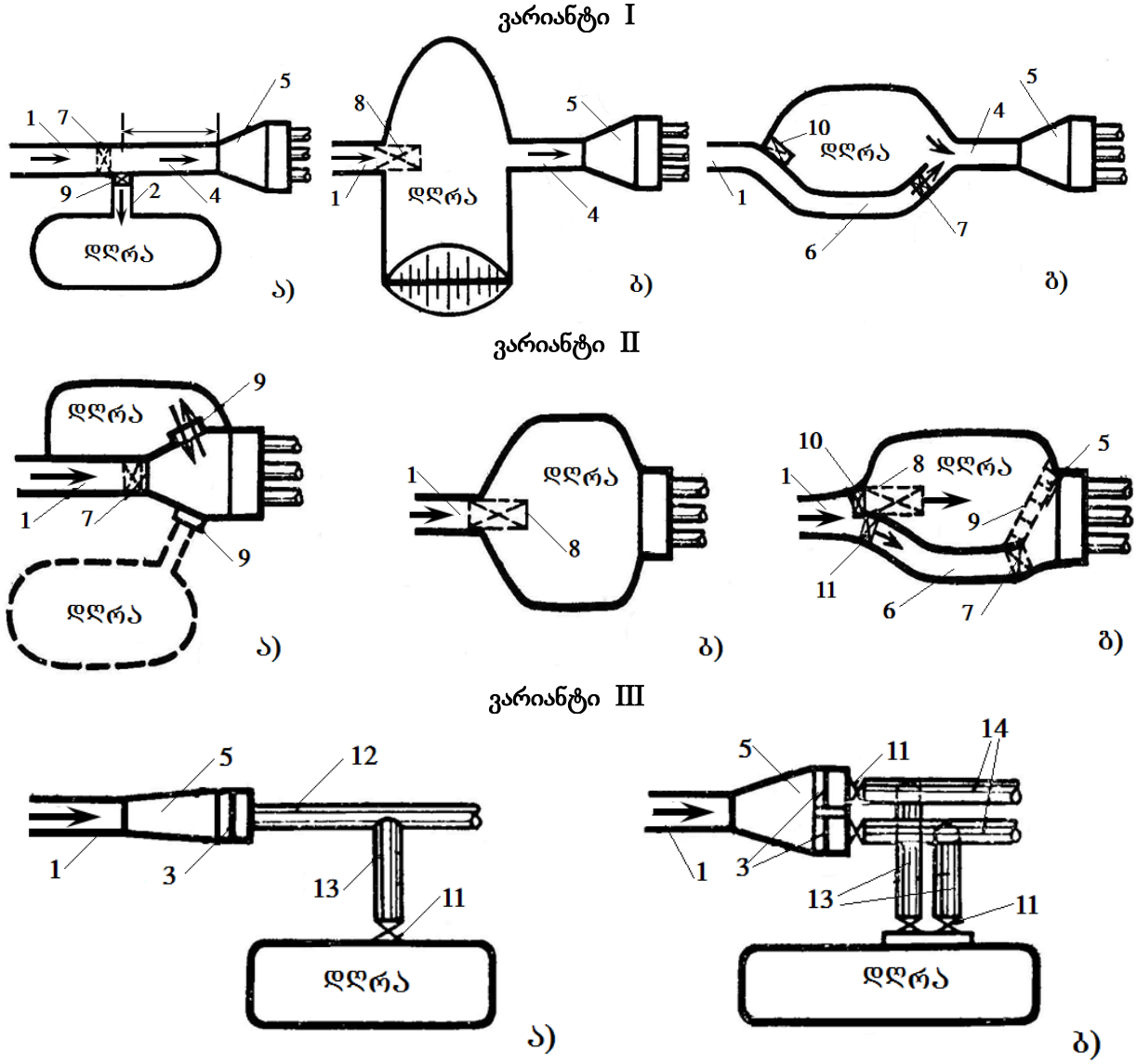


ნახ. 12.15. ჰესის დღე-ღამური რეგულირების აუზი. 1. მიმყვანი დერივაციული გვირაბი; 2. აკვედუკი; 3. დერივაციაში დონის დაწევის შემზღუდავი ნაგებობა დღე-ღამური რეგულირების აუზის დამუშავების დროს; 4. მომვლელი ღარი; 5. დღე-ღამური რეგულირებისა და სადაწნეო აუზების შემომზღუდავი ნაგებობა; 6. ტურბინის დაწნევიანი წყალსატარის წყალმიმღები მოწყობილობა; 7. წყალსაგდები; 8. გამრეცხი გალერეა; 9. სეგმენტური საკეტები.

დღე ღამური აუზის მოცულობას განსაზღვრავს ტერიტორიის ტოპოგრაფიული და გეოლოგიური მდგომარეობა და სადაწნეო აუზის მდებარეობა. სადაწნეო აუზის შემომსაზღვრელი კედლის სიმაღლე რომ ძალიან არ გაიზარდოს, მიზანშეწონილია დღე-ღამის რეგულირების აუზი წყალმიმღებთან რაც შეიძლება ახლოს იყოს.

მშენებლობის პრაქტიკაში ყველაზე მეტად გავრცელებულია რეგულირების აუზის დერივაციის ბოლო და სატურბინო მილსადენის საწყის უბნების მახლობლად განლაგების სამი ვარიანტი. ეს ვარიანტები ნაჩვენებია ნახ.12.16 ვარიანტი ა) ხშირად გამოიყენება და მისი

დადებით მხარეს წარმოადგენს ნებისმიერი მოცულობის სადღეღამისო რეგულირების აუზის დერივაციის ბოლო მოხერხებულ უბანზე განლაგება. როცა დერივაციის ტრასაზე საწნეო აუზის მახლობლად არსებობს ჩაღრმავება ანდა მცირე მოცულობის ტბა, მიზანშეწონილია ბ) ვარიანტის განხორციელება გ) ვარიანტი მიზანშეწონილია, როცა დღე-ღამის რეგულირების აუზის წყალდიდობის პერიოდში ამოსილვის ან თოშით დაფარვის საშიშროება არსებობს, ამ შემთხვევაში მომვლელი არხი უნდა გაკეთდეს.



ნახ.12.16. დღე-ღამური რეგულირების აუზების განლაგებისა და შეერთების ვარიანტები წყალსატარებთან და ჰესის სადაწნეო აუზებთან. 1- დერივაციული წყალსატარი ; 2- შემაერთებელი არხი; 3- წყალმიმღებ მოწყობილობებში წყალსაშვები; 4- პიკური არხი; 5- სადაწნეო აუზი; 6- მომვლელი არხი ან ღარი; 7- ვარდნილი; 8- წყალსაშვი სწრაფდენით და კონსოლური გადაგდებით; 9- აუზებს შორის შემაერთებელი ნაგებობები; 10- თოშსაგდების წყალგასაშვები; 11-ჩამკეტი; 12- დერევაციის დაწნევიანი უბანი; 13- შემაერთებელი წყალსატარები; 14- სასადგურე წყალსატარები.

ვარიანტ II-ში ნაჩვენებია დღეღამური რეგულირების აუზის საწნეო აუზთან შეთავდსების კონსტრუქციული გადაწყვეტილებები. ამ ვარიანტში შესაძლებელია საწნეო აუზის კედლის სიმაღლის შემცირება, თუ დღეღამური რეგულირების აუზში დაგეგმილია

დონის საგრძნობი ცვალებადობა, მაშინ ამ ფაქტმა რომ არ გამოიწვიოს დერივაციაში წყლის შემტბორავი მოქმედება I-ის ა) და აგრეთვე II-ის ა) და ბ) ვარიანტებში, გათვალისწინებული უნდა იქნას დერივაციიდან აუზში გადასვლის უბანში წყლის ზედაპირის ვარდნის განსახორციელებელი ნაგებობა. ასე მაგალითად, ამ ვარიანტებში 7-ით აღნიშნულია ნაკადის საფეხურიანი ვარდნის გამომწვევი ნაგებობა 8-წყალსაშვი, რომელიც მთავრდება სწრაფდენის ბოლოში მოწყობილი კონსოლური წყალსაგდებით.

ვარიანტ I გ) და II გ) ნაჩვენებია დერივაციული წყალსატარიდან მომვლელი არხით 5 წყლის საწნეო აუზში გადაშვების შესაძლებლობა, როცა წყალმცირობის პერიოდში, შემოდგომა-ზამთრის სეზონში მოსალოდნელია დიდი რაოდენობის თოშით დღე-ღამური რეგულირების აუზის ამოვსება. მაგრამ ასეთი ვარიანტი ქმნის გარკვეულ სირთულეს სატურბინო მილსადენისათვის წყლის ცვლადი რეჟიმით მიწოდების საჭიროებისას და მისი აუცილებლობა უნდა დასაბუთდეს ტექნიკურ-ეკონომიკური გაანგარიშებების საფუძველზე.

ნახაზ 12.16–ზე ნაჩვენებ III ვარიანტში დღე-ღამის რეგულირების აუზი საკმაოდ მოშორებულია საწნეო აუზისგან, რაც იმის საშუალებას იძლევა, რომ დონის ცვალებადობა დღე-ღამის აუზში შემცირდეს და განხორციელდეს საწნეო აუზში დონის ცვალებადობისგან დამოუკიდებლად, როცა ადგილი აქვს ჰესში სიმძლავრის ცვლილებას.

XIII თავი

13.1 სატურბინო მილსადენები

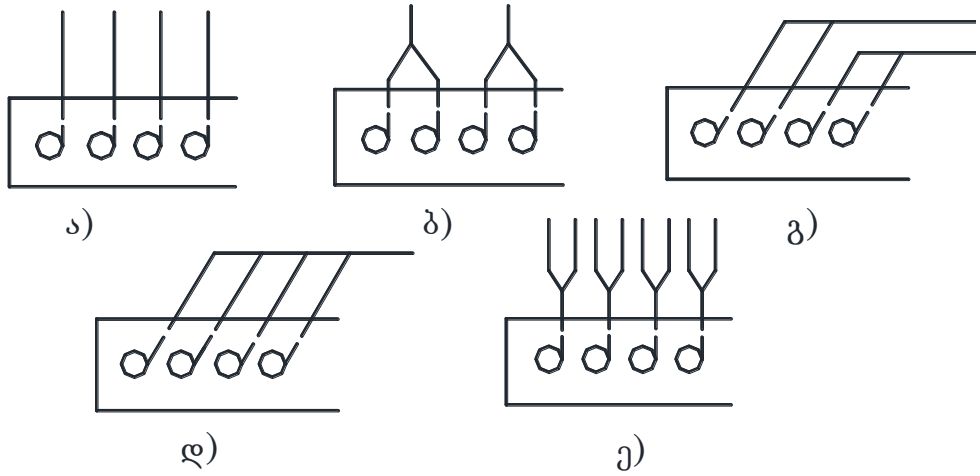
ჰიდროტურბინებს წყალი მიეწოდება სატურბინო მილსადენებით, რომლებიც შეიძლება იყოს: ღიად მიწის ზედაპირზე გაყვანილი, თხრილში დაფლული, მიწისქვეშ ან მასიური ბეტონის ტანში გაყვანილი.

სატურბინო მილსადენებს ხშირად სასადგურე წყალსადენებსაც უწოდებენ. მათი სწორი ექსპლუატაცია მეტად მნიშვნელოვანია, თუ განვითარებული დიდი დაწნევის გამო მოხდა მათი გახეთქვა, მოჰყვება დიდი ზარალი, განსაკუთრებით მაშინ, როცა მილსადენი გრძელია და დაწნევა შეიძლება აღემატებოდეს 1000 მ-ს.

როცა მილსადენი მიწის ზედაპირზე ღიად არის გაყვანილი, მასზე გავლენას ახდენს ატმოსფეროს ტემპერატურა. ამიტომ, გრძელი ღიად გაყვანილი მილსადენების შემთხვევაში აყენებენ ტემპერატურულ კომპესატორებს.

მიწისქვეშა მილსადენების გაყვანა ხდება კლდოვანი გრუნტების შემთხვევაში. მათზე ატმოსფეროს ტემპერატურის ცვალებადობა არ მოქმედებს. ასეთ შემთხვევაში მილსადენებს უკეთებენ ბეტონის გარე მოსახვას, რომელიც კლდის გამონანგრევი სივრცის შემავსებლად მოიაზრება. არის ვარიანტები როცა მილსადენი კლდის გამონგრეულ სივრცეში თავისუფლად არის განთავსებული, რაც ექსპლუატაციის პერიოდში მისი დათვალიერების საშუალებას იძლევა.

კაშხალთან მდებარე ჰესის შემთხვევაში სატურბინო მილსადენი შეიძლება მის ტანში იყოს ჩამონტაჟებული, ან ზედაპირზე, ქვედა ბიეფის მხარეს გაყვანილი.



ნახ. 13.1. სასადგურო წყალსატარების წყლის ჰიდრომანქანასთან მიყვანის სქემები

იმის მიხედვით, თუ როგორი ორიენტაცია გააჩნია ჰესის შენობას სატურბინო მილსადენების ტრასის მიმართ, და როგორია მისი აგრეგატების სიმძლავრე, განიხილება წყლის ტურბინასთან მიყვანის განსხვავებული სქემები (ნახ. 13.1).

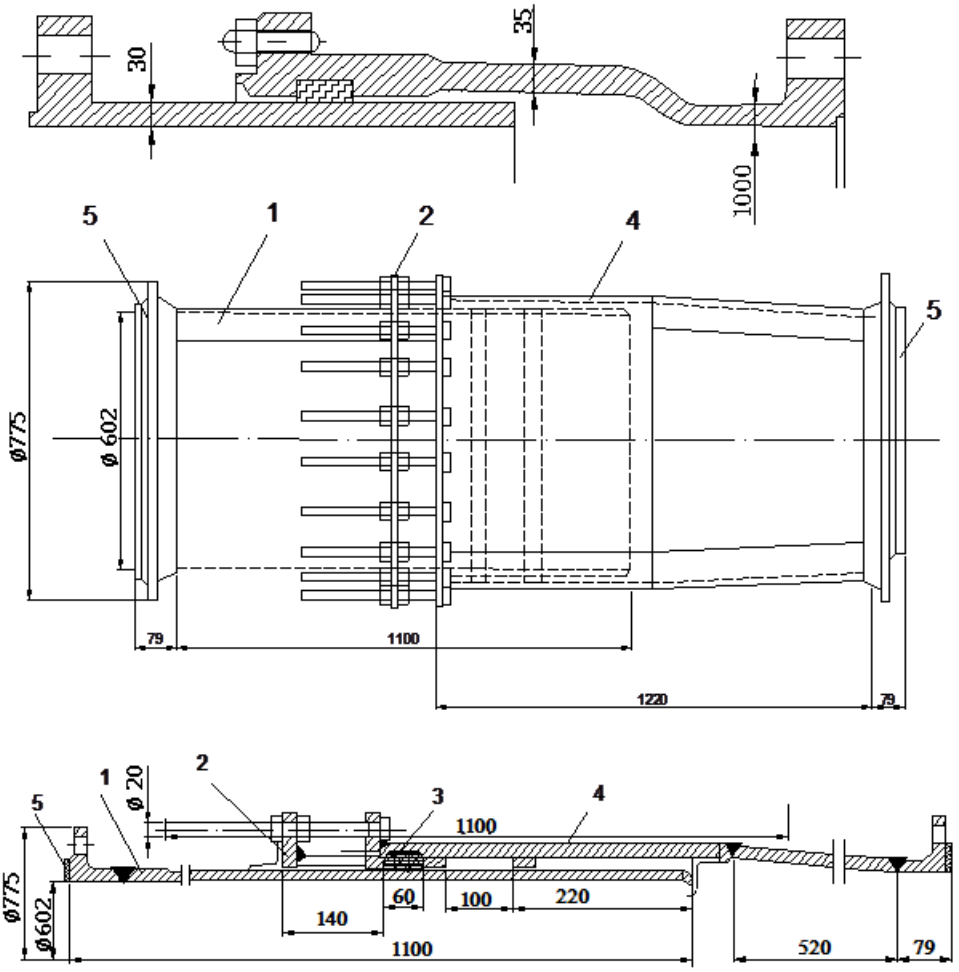
ნახ. 13.1 ა)-ზე ნაჩვენებია საშუალო სიმძლავრის სადგურებში ყველაზე გავრცელებული ვარიანტი, როცა თითოეული ტურბინა იკვებება პირდაპირ მიყვანილი მილსადენით. ბ) ვარიანტში მილსადენი ჰესის შენობასთან მართებულად მიახლოებისას განიცდის განშტოებას ორი მცირე დიამეტრის მილებით, ასევე დ) და გ) ვარიანტებში ჰესის შენობასთან გვერდიდან მიყვანილი მილსადენი მთავრდება ტურბინებში შემავალი მცირე მილსადენებით. ე) ვარიანტში ჰესის შენობასთან მიმავალი ორი მილსადენი ერთიანდება და შედის ტურბინაში. ასეთი სქემა ხორციელდება, როცა ტურბინის ხარჯი დიდია და მასზე განვითარებულ დაწნევასთან შედარებით.

13.2 ფოლადის და რკინა-ბეტონის სატურბინო მილსადენები

ჰესის შენობასთან სატურბინო წყლის ხარჯის მისაყვანად ყველაზე ხშირად გამოიყენება ფოლადის მილსადენები. ისინი ღია წესით საყრდენებზე დადებული მიიყვანება და ატმოსფერული ტემპერატურის გავლენას განიცდის, ამიტომ აუცილებელია გაფართოება-შეკუმშვით გამოწვეული მილსადენის დაგრძელება-შემოკლების ფაქტორი. თუ გრძელ მილსადენებში მხოლოდ ჩაანკერებულ საყრდენებს გამოვიყენებთ, ტემპერატურის მატებისას ორ ჩაანკერებულ საყრდენს შორის მოქცეული მილი დაიწყებს გაღუნვას, რაც მილსადენისთვის საშიშ დეფორმაციას გამოიწვევს. ამ მოვლენის თავიდან ასაცილებლად კეთდება საჩობალო ტემპერატურული კომპენსატორი, რომელიც მილსადენს ღერძის მიმართულებით გადაადგილების საშუალებას აძლევს. ამ შემთხვევაში გამოირიცხება ტემპერატურული ძაბვის წარმოშობა თვით მილსადენის კედელში.

კომპენსატორის ყველზე გავრცელებული კონსტრუქციული გადაწყვეტა ნაჩვენებია ნახ. 13.2 ა)-ზე. 1000 მეტრამდე წნევის შემთხვევაში გამოიყენება ნახ. 13.2 ბ) შედუღებული კომპენსატორი. აქ მოსრიალე ზედაპირებს შორის შიგსადებად გამოიყენება რეზინის ნაჭერი. როცა წნევა მილსადენში 100 მ-ზე ნაკლებია, გამოიყენება სპეციალურად ნაქსოვი მასალა შიგ მოთავსებული რეზინის ნაჭრით. ხოლო როცა წნევა შეიძლება აღემატებოდეს 1000 მ-ს, მის ზედაპირებს შორის სადებად შეიძლება გამოყენებულ იქნას ბრინჯაო ან ტექნიკური ტყავი.

როცა მილსადენის საყრდენი განლაგებულია რბილ გრუნტზე, კეთდება ჯდომით-ტემპერატურული კომპენსატორი. ძირში მოწყობილი აქვს სფერული ფორმის საყრდენი, რომელიც ჯდომისას სრიალით გადაადგილდება.



ნახ.13.2. ჩობალის ტემპერატურული კომპენსატორი. ა) ჩამოსხმული; ბ) შედუღებული.
1. მილყელი; 2. გასაჭედი რგოლი; 3. შემჭიდროება რეზინის ზონარისგან; 4. მილძაბრა;
5. ქიმურა შეერთება შუასადებით

სატურბინო მილსადენზე მოქმედ ძირითად ძალას, რომლის მიხედვითაც ვადგენთ მილსადენის კედლის სისქეს, არის მასში გამავალი წყლის მიერ განვითარებული დაწნევითი ძალა, რომელიც იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$P = \gamma\left(H + \frac{D}{2}\cos\varphi \cdot \cos\alpha \right) \qquad (13.1)$$

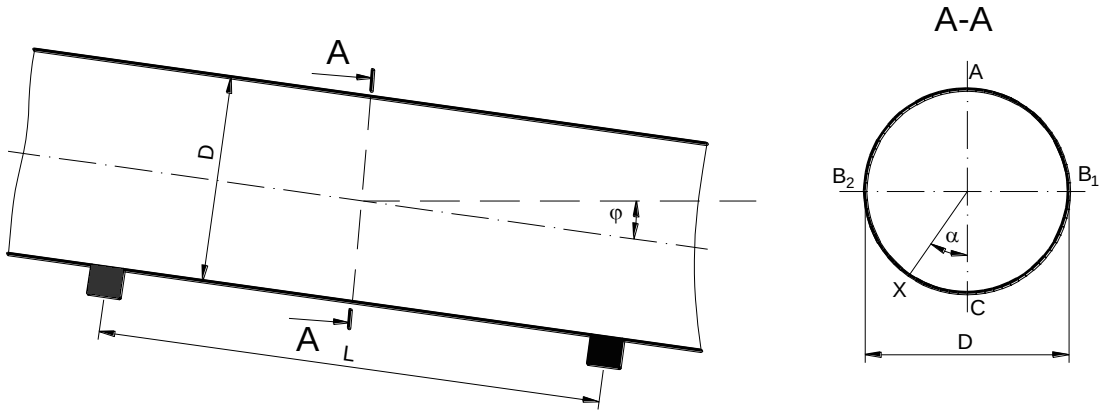
სადაც, H – საანგარიშო დაწნევაა და იგი იანგარიშება ტურბინის საანგარიშო პერიოდში გამორთვისას წარმოქმნილი ჰიდრავლიკური დარტყმის გათვალისწინებით;

D – მილსადენის დიამეტრია;

γ – წყლის მოცულობით წონა;

φ – მილსადენის ღერძის დახრის კუთხეა ჰორიზონტის მიმართ;

α – მილსადენის კედლის იმ წერტილისა და ცოცხალი კვეთის ვერტიკალურ ხაზს შორის არსებული კუთხეა, რომელ წერტილშიც დაწნევას ვითვლით (ნახ.13.3).



ნახ. 13.3 ფოლადის მილსადენი, განივი ჭრილი საყრდენებს შორის არსებულ უბანზე;

ნახ.13.3-ზე ნაჩვენები A და C წერტილისათვის (13.1) ფორმულა მიიღებს სახეს:

$$\begin{aligned} P_A &= \gamma\left(H - \frac{D}{2}\cos\varphi\right), \\ Pc &= \gamma\left(H + \frac{D}{2}\right)\cos\varphi. \end{aligned} \tag{13.2}$$

როგორც ამ ფორმულებიდან ჩანს, დაწნევა C წერტილში მეტი გამოდის.

როცა წინასატურბინო საკეტი ჩაიკეტება, საკეტზე მოქმედი ძალა შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ფორმულით:

$$F_{\text{საკ}} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \gamma H \tag{13.3}$$

თუ საკეტი არ იქნა საყრდენზე ჩაბეტონებული, ეს ძალას დაჭიმავს მილსადენს, რაც მის დეფორმაციას გამოიწვევს. თუ დინების გასწვრივ ხდება მილსადენის დიამეტრის შეცვლა და იგი D_1 დიამეტრიდან გადადის D_2 დიამეტრზე, მაშინ მილსადენის გამჭიმავი ძალა შეგვიძლია ვიანგარიშოთ შემდეგი სახის მიახლოებითი ფორმულით:

$$F_{\text{გამჭ}} = \gamma \frac{H_1 + H_2}{2} \cdot \frac{\pi}{4}\left(D_1^2 - D_2^2\right) \tag{13.4}$$

სადაც H_1 და H_2 საშუალო დინამიკური დაწნევებია D_1 და D_2 დიამეტრების მქონე მილსადენის უბნებზე. იმის მიხედვით, თუ როგორია ტრასა, რომელზეც განთავსებულია სატურბინო წყალსადენი, საჭირო ხდება მილსადენის ვერტიკალურ სიბრტყეზე გადაღუნვის ადგილზე, რომელსაც მუხლი ეწოდება, რკინა-ბეტონის ჩაანკერება. მოხვევის ადგილზე წარმოიშობა ცენტრიდანული ძალა, რომელიც შეგვიძლია ვიანგარიშოთ ფორმულით:

$$R = \frac{\rho \cdot \pi D_0^2 V^2}{2} \cdot \sin(\varphi/2), \tag{13.5}$$

სადაც V მუხლში წყლის მოძრაობის საშუალო სიჩქარეა.

φ– მუხლის გაღუნვის ცენტრალური კუთხეა. D_0 – მილსადენის დიამეტრი;

სატურბინო მილსადენების დაპროექტების დროს ასევე გასათვალისწინებელია ტემპერატურის ცვლილებით გამოწვეული ძალები. თუ ორ საანკერო საყრდენებს შორის არსებობს ტემპერატურული კომპენსატორი, მაშინ ტემპერატურის Δt ცვლილება გამოიწვევს მილის დაგრძელებას, რომელიც $\Delta L=\alpha_t L\Delta t$, სადაც α_t ტემპერატურული კოეფიციენტია, რომელიც უჩვენებს ფოლადის ხაზობრივი გაფართოების ნორმატიულ მნიშვნელობას და იგი ტოლია α_t =0,000012. მაგრამ ასეთი დაგრძელება მილსადენისა არ მოხდება, თუ მილი ორ საყრდენ ანკერებს შორის არის მოქცეული. ამ შემთხვევაში ფოლადის მილის კედელში წარმოიშობა ძაბვა $\sigma_t= \alpha_t \Delta t\cdot E$, სადაც E ფოლადის დრეკადობის მოდულია. ეს ძაბვა წარმოშობს ღერძულ ძალებს და იგი საშიშია, რადგანაც მან შეიძლება გამოიწვიოს მილსადენის დეფორმაცია ან ანკერების დანგრევა. ამიტომ როცა $\Delta t \geq 10°C$, აუცილებელია ტემპერატურული კომპენსატორის მოწყობა.

სატურბინო მილსადენის კედლის სისქე იანგარიშება ე.წ. ქვაბის ფორმულით:

$$\delta = \frac{5HD}{\sigma_{\text{დასაშ}}} \qquad (13.6)$$

სადაც H არის საანგარიშო დაწნევა, რომელიც ითვალისწინებს დინამიკური დატვირთვის არსებობას.

$\sigma_{\text{დასაშ}}$– ფოლადის მასალისათვის გაჭიმვაზე დასაშვები ძაბვაა.

ამ ფორმულაში ითვლება, რომ დაწნევა H–ისა და დიამეტრის D–ს მნიშვნელობები უნდა ჩაისვას მ-ში და $\sigma_{\text{დასაშ}}$ კი კგძ/სმ^2-ში. δ სისქის მნიშვნელობა მიიღება სმ-ში, მაგრამ თუ ხვედრით წონას ვიანგარიშებთ საერთაშორისო ერთეულთა SI სისტემაში მიღებული ერთეულით, სადაც ძალის ერთეული არის 1 ნ, მაშინ (13.6) ფორმულას ექნება შემდეგი სახე:

$$\delta = \frac{\gamma HD}{2\sigma_{\text{დასაშ}}}, \qquad (13.7)$$

სადაც δ იანგარიშება მეტრებში, ხოლო მოცულობით წონა γ ნ/მ^3-ში, $\sigma_{\text{დასაშ}}$ – მიიღება პასკალებში.

(13.6) და (13.7) ფორმულებში დასაშვები ძაბვა იანგარიშება ფოლადის დენადობის გამომწვევი ძაბვის $\sigma_{\text{დენ}}$ სიმტკიცის მარაგის $n_{\text{დენ}}$ კოეფიციენტზე გაყოფით $\sigma_{\text{დას}} = \sigma_{\text{დენ}} / n_{\text{დენ}}$.

გარდა სიმტკიცეზე ანგარიშისა, სატურბინო მილსადენი იანგარიშება მდგარდობაზეც, რადგანაც მილსადენის დაცლისას, როცა აერაციული მოწყობილობა შეიძლება შემთხვევით

გამოირთოს, მილსადენში წარმოიშობა ვაკუუმი. ამ დროს გარე ატმოსფერული წნევას შეუძლია მილსადენის დეფორმაცია გამოიწვიოს, იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$P_{\text{დაშ}} = 2E\left(\frac{\delta}{D}\right)^3 \qquad (13.8)$$

როცა მილსადენის კედლის სისქე ნაკლებია $\delta < \frac{D}{130}$, მილსადენის მდგრადობის შესანარჩუნებლად აუცილებლად საჭიროა სიხისტის რგოლების გაკეთება.

პრაქტიკაში 300 მ-მდე წნევის დროს ხშირად გამოიყენება რკინა-ბეტონის მილსადენები. მათი განივკვეთის ფორმა, იშვიათი გამონაკლისის გარდა, არის წრიული და შეიძლება წინასწარდაძაბული კონსტრუქციისაც იყოს.

რკინა-ბეტონის მილსადენი, გარდა საანკერო საყრდენისა, მათ შორის არსებულ მანძილზე ეყდნობა უნაგირისებრ საყრდენს. ასეთი მილსადენები ხშირად კეთდება მონოლითური სახის, მაგრამ შეიძლება იყოს ასაწყობი კონსტრუქციისაც. მონოლითურ რკინა-ბეტონის მილი შეიძლება იყო 70-80 მ სიგრძის და მას აბეტონებენ შუა ადგილიდან ბოლოებისკენ. ბოლოების გადაბმა ხდება ბეტონის გაცივების შემდგომ, რათა თავიდან ავიცილოთ გამჭიმავი ძაბვები.

წყლის წნევის განვითარებისას მილსადენში ფილტრაციის ასაცილებლად კეთდება შიდა ზედაპირის ტორკრეტირება ანდა ლითონის თხელი პერანგით დაცვა. რკინაბეტონის მილსადენში მზიდი არმატურა კეთდება რგოლური ფორმით, მათი განლაგების სიხშირე განისაზღვრება რკინაბეტონის კონსტრუქციის სიმტკიცეზე გაანგარიშებათა საფუძველზე.

წინასწარ გაანგარიშებებში საკმაო სიზუსტით რკინაბეტონის რგოლის ანუ გარსაცმის სისქე შეგვიძლია ვიანგარიშოთ შემდეგი ფორმულით მ-ში:

$$\delta = \frac{k \cdot P\, r - \sigma_{ა} F_{ა}}{R} \qquad (13.9)$$

სადაც, k ბეტონში ბზარის წარმოქმნისაგან დაცვის მარაგის კოეფიციენტია.

P –ჰიდრავლიური დარტყმის მზედველობაში მიღებით მილსადენის ღერძზე განვითარებული დაწნევაა მგპასაკალებში;

r – მილსადენის შიგა რადიუსია მ-ში;

$\sigma_{ა}$ – არამატურაში საანგარიშო ძაბვაა (მგპა);

$F_{ა}$– მილსადენის ერთეული სიგრძის რგოლისებრი არამატურის ფართია მ^2/მ-ში;

R – 400 მარკიანი ბეტონის გაჭიმვაზე დასაშვები ზღვრული ძაბვაა, რომელიც მიიღება 3 მგპა-ის ტოლი.

თავი XIV. ჰიდროელექტროსადგურების მუშაობის დაუმყარებელი რეჟიმები

14.1. ჰიდრავლიკური დარტყმა დაწნევიან ფყალსადენებში

ჰიდროელექტროსადგურებში წყლის მოძრაობის დაუმყარებელი ანუ არასატაციონარული რეჟიმები გამოწვეულია სატურბინო საკეტის მიკეტვის, გაღების ან მანევრირების პროცესებით.

აგრეგატის უძრაობის მდგომარეობიდან გენერაციის რეჟიმში გადაყვანას თან ახლავს ტექნოლოგიური სქემით გათვალისწინებული მთელი რიგი მოქმედებების განხორციელება: ტურბინის წინა საკეტის გაღება, საკისრების შეზეთვა, წყლის მიწოდება გამაციებელ სისტემაში და ბოლოს, მიმმართველი აპარატის გაღება გასაშვებ მდგომარეობამდე. როცა აგრეგატი აიღებს ბრუნვის ნომინალურ სიხშირეს, გენერირებული დენის სიხშირე დაემთხვევა ელექტრული ქსელის სიხშირეს, რაც იმას ნიშნავს, რომ გენერატორი სინქრონირიზებულია და სისტემაში ირთვება.

როცა საჭირო ხდება აგრეგატის გაჩერება, ტურბინის მიმართველი აპარატი იკეტება, მაგრამ აგრეგატი ინერციით მაინც ბრუნავს, რადგანაც მას დატვირთვა მოხსნილი აქვს. როგორც კი აგრეგატის ბრუნთა რიცხვი 35-40%-ით შემცირდება, ირთვება გენერატორის მუხრუჭები და აგრეგატი სწრაფად ჩერდება.

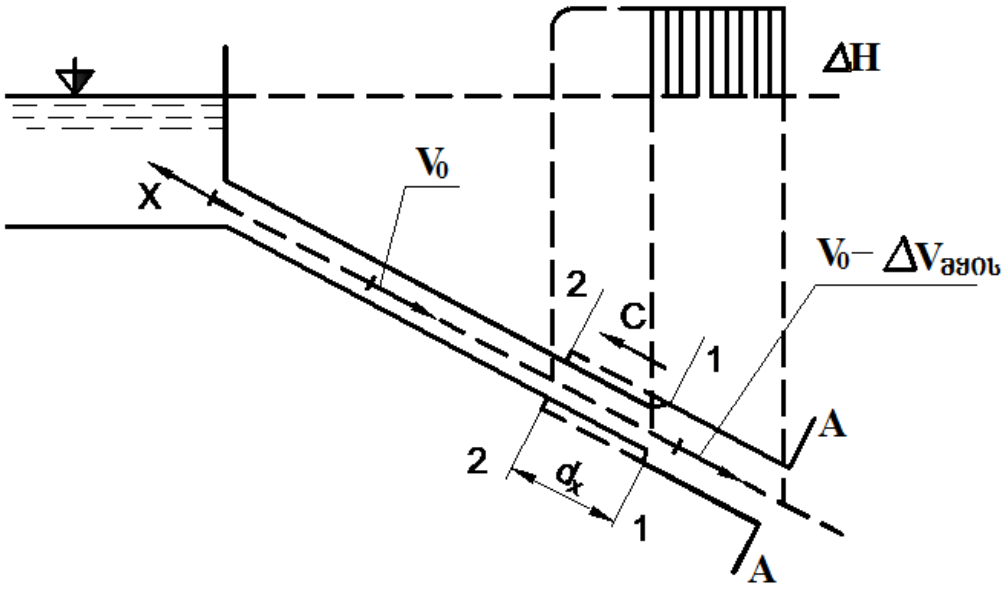
ელექტრულ ქსელში არსებულ ენერგიაზე მოთხოვნილების ცვლილების მიხედვით აგრეგატს შეუძლია გენერირებული ელექტროენერგიის სიმძლავრის ცვლილება. ცვლილების დიაპაზონი სხვადასხვა ტიპის ტურბინისათვის სხვადასხვაა. მაგალითად, რადიალურ-ღერძულ ტურბინებს შეუძლიათ ნომინალური სიმძლავრე 50%-მდე შეამცირონ, ხოლო მოსაბრუნებელ ფრთიან ტურბინებს 25%–მდე.

არ შეიძლება ვუგულველვყოთ აგრეგატის სწრაფი გაჩერების შესაძლებლობა, მისი ავარიული გამორთვის პირობებში, რაც შეიძლება მოხდეს გენერაციის პროცესში მოკლე ჩართვით. ავარიული გამორთვის შემდეგ აგრეგატის ბრუნთა რიცხვი სწრაფად იზრდება, რაც აღქმული იქნება ავტომატური რეგულატორის მიერ და სწრაფად ჩაკეტავს მიმმართველ აპარატს. ეს კი გამოიწვევს სატურბინო მილსადენში წყლის წნევის სწრაფ ზრდას, რაც გათვალისწინებული უნდა იქნას მილსადენის კედლის სისქის დადგენის დროს.

აგრეგატის ავარიული გამორთვის შედეგად გენერატორის ბრუნთა რიცხვის სწრაფი გაზრდა იმდენად დამანგრეველია, რომ ტურბინის მართვის სისტემაში გაითვალისწინება დაზღვევის სახით მიმართველი აპარატის ავარიული ჩამკეტი საკვალთი.

ტურბინის ავარიული ჩაკეტვა მილსადენში იწვევს წყლის დაწნევის სწრაფ მომატებას, რომელსაც ჰიდრავლიკური დარტყმა ეწოდება. ამ მოვლენას შეუძლია მილსადენის გახეთქვა გამოიწვიოს, თუ მისი გავლენა არ იქნება გათვალისწინებული მილსადენის კედლის სისქის დადგენის დროს. მათემატიკური დამოკიდებულება, რომელიც გვიჩვენებს დაწნევა ზრდას მილსადენის კედელზე ჰიდრავლიკური დარტყმის პირობებში, შეიძლება მარტივად იქნას დადგენილი. თუ დავუშვებთ, რომ წყალს და მილსადენის კედელს კუმშვა-გაფართოების უნარი არ გააჩნია, ასეთ დროს განვითარებულ დარტყმას მილსადენის კედლებზე „ხისტი“ დარტყმა ეწოდება. რადგანაც ეს არარეალური პირობაა, ჩვენ განვიხილავთ ჰიდრავლიკური დარტყმით განვითარებული დაწნევის საანგარიშო ფორმულის დადგენის მეთოდიკას, როცა როგორც წყალს, ასევე მილსადენის მასალას აქვს დრეკადობის უნარი.

ამ მიზნით ნახ. 14.1-ზე წარმოდგენილია სატურბინო მილსადენი, რომლის ბოლოს, A-A კვეთში ვიგულისხმოთ, რომ მყისიერად ჩაიკეტა საკეტი. ამის შედეგად მილსადენში არსებული V_0 სიჩქარე საკეტთან მყისიერად შემცირდება $\Delta V_{\text{მყის}}$ სიდიდით, რაც გამოიწვევს დაწნევის გაზრდას იგივე უბანზე ΔH სიდიდით. ეს ცვალებადობა A-A კვეთიდან გავრცელდება დინების საწინააღმდეგო მიმართულებით, ვთქვათ, C სიჩქარით. ამ გავრცელებას თან ახლავს სითხის შეკუმშვა და მილსადენის კედლის გაფართოება, რადგან ისინი ემორჩილება რეალურად არსებულ დრეკადობის უნარს. ამიტომ ხშირად ასეთი ჩაკეტვის შედეგად წარმოშობლი დარტყმით ტალღას „დრეკად“ ჰიდრავლიკურ დარტყმასაც უწოდებენ.



ნახ. 14.1 ჰიდრავლიკური დარტყმა დრეკადობის გათვალისწინებით

თუ მილსადენის ღერძს მივმართავთ აბსცისთა ღერძის გასწვრივ, ხოლო განივკვეთის ფართს აღვნიშნავთ F-ით, მაშინ ჩაკეტვის უბანში წარმოქმნილი ძალა ტოლი იქნება

$$P = \rho \cdot g \cdot \Delta H \cdot F \qquad (14.1)$$

ცხადია, ეს ძალა გამოწვეულია მოძრაობის რაოდენობის ცვლილებით dt დროში, რომელიც იანგარიშება შემდეგი ფორმულით,

$$dP = \frac{d(m\mathrm{v}_0)}{dt} \tag{14.2}$$

სადაც, m სითხის მასაა მოქცეული 1-1 და 2-2 კვეთს შორის. იგი ტოლია $dm=\rho \cdot F \cdot dx$, სადაც ρ წყლის სიმკვრივეა. მაშინ (14.2) გადაიწერება შემდეგნაირად:

$$\rho F \frac{dx}{dt} \cdot d(\mathrm{v}_0 + \Delta \mathrm{v}_{\text{მყის}}) \tag{14.3}$$

აქ V_0 მილსადენში წყლის სიჩქარეა ჩაკეტვამდე და იგი მუდმივი სიდიდეა, ხოლო $\Delta \mathrm{V}_{\text{მყის}}$ სიჩქარის მყისიერად შემცირების დაწყების მაჩვენებელი ცვლადი სიდიდეა. $\frac{dx}{dt} = c$ და იგი უჩვენებს წნევის გაზრდის გავრცელების სიჩქარეს დინების საწინააღმდეგო მიმართულებით, ამგვარად (14.3) გამოსახულება მიიღებს სახეს:

$$\rho \cdot F \cdot c \cdot \Delta \mathrm{V}_{\text{მყის}} \tag{14.4}$$

რადგანაც ჩაკეტვის უბანში წარმოქმნილი ძალა ტოლი უნდა იყოს მოძრაობის რაოდენობის ცვლილებისა, გამოსახულება (14.1) უნდა გაუტოლდეს (14.4), მივიღებთ:

$$\rho \cdot g \Delta H \cdot F = \rho \cdot F c \cdot \Delta \mathrm{V}_{\text{მყის}}; \qquad \Delta H = \frac{c \Delta \mathrm{v}_{\text{მყის}}}{g}, \tag{14.5}$$

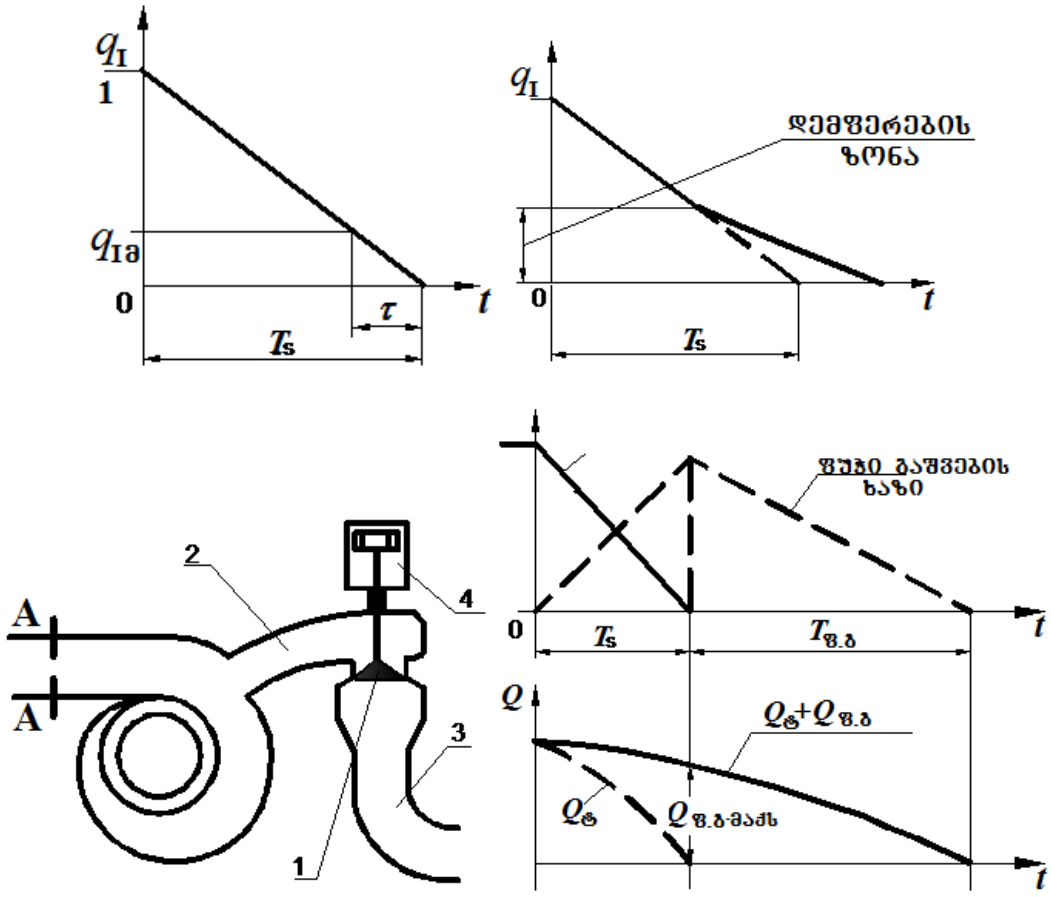
ამ ფორმულაში $\Delta \mathrm{V}_{\text{მყის}}$ ექნება დადებითი ნიშანი, თუ ჩაკეტვის შედეგად სიჩქარეების შემცირებას ექნება ადგილი და უარყოფითი ნიშანი, თუ გაღების შედეგად სიჩქარეების გაზრდას ექნება ადგილი. (14.5) ფორმულა ცნობილია, როგორც ი. ე. ჟუკოვსკის ფორმულა.

ცნობილია, რომ დარტყმით გამოწვეული დრეკადი ტალღის გავრცელების სიჩქარე იანგარიშება ფორმულით:

$$C = \frac{C_{\text{წყ}}}{\sqrt{1 + C_{\text{წყ}} / K_{\text{კვეთი}}}}, \tag{14.6}$$

სადაც $C_{\text{წყ}} = \sqrt{K_{\text{წყ}} / \rho_{\text{წყ}}} = 1425 \text{მ/წმ}$ ბგერის გავრცელების სიჩქარეა წყალში $K_{\text{წყ}}=2 \cdot 10^3$ მპა სითხის მოცულობითი დრეკადობის მოდულია, $\rho_{\text{წყ}}$ წყლის სიმკვრივეა.

$C_{\text{კვეთ}} = E_{\text{ფოლ}} \cdot \delta / D$ წნევისაგან სატურბნო მილსადენის კვეთის ფართის ფარდობითი ცვლილების კოეფიციენტია. $\mathrm{E}_{\text{ფოლ}}=2 \cdot 10^5$ მპა კედლის დრეკადობის მოდულია, δ და D – შესაბამისად მილის კედლის სისქე და დიამეტრია.



ნახ. 14.2. რეგულირების რეჟიმები

ჰიდრავლიკური დარტყმა დიდ პრობლემას უქმნის სატურბინო მილსადენს და საერთოდ დაწნევიან ტრაქტს. მის შესამცირებლად პირველ რიგში შევარჩიოთ სერვომოტორის მიერ მიკეტვის ისეთი რეჟიმი და დროის ხანგრძლივობა, რომელიც დარტყმით განვითარებულ დაწნევას საშიშ მნიშვნელობამდე არ გაზრდის. ამ ანგარიშების საიმედოობა უსაფრთხო დაკეტვების მაღალ გარანტიებს არ იძლევა და ამიტომ კატასტროფული შედეგების დიდი საიმედოობით თავიდან ასაცილებლად ტურბინას უკეთდება წყლის უქმი გამშვები. მისი მოქმედების პრინციპული სქემა ნაჩვენებია ნახ.14.2. მასში ძირითად ელემენტია სარქველი 1, შემაერთებლი მილაკი 2. ტურბინის სპირალური კამერიდან ან სადაწნეო წყალსატარიდან წყლის გადამგდები მილაკი 3. და სერვომექნიზმი 4. როცა ტურბინა მუშაობს მუდმივი დატვირთვით სარქველი 1 დაკეტილია. მიმმართველი აპარატის სწრაფი მიკეტვისას სერვოამძრავი 4 ხსნის სარქველ 1-ს, რაც უზრუნველყოფს ტურბინისკენ მიმავალი წყლის ხარჯის ნაწილის ტურბინის გვერდის ავლით ქვემო ბიეფში გადაშვებას. მას შემდეგ, რაც მიმართველი აპარატის მოძრაობა ჩაკეტვის მიმართულებით შეწყდება, სარქველი-1 ნელ-ნელა ჩაიკეტება. ამგვარად, ტურბინის ხარჯი შემცირებული ინტენსივობით იწყებს ნულამდე შემცირებას.

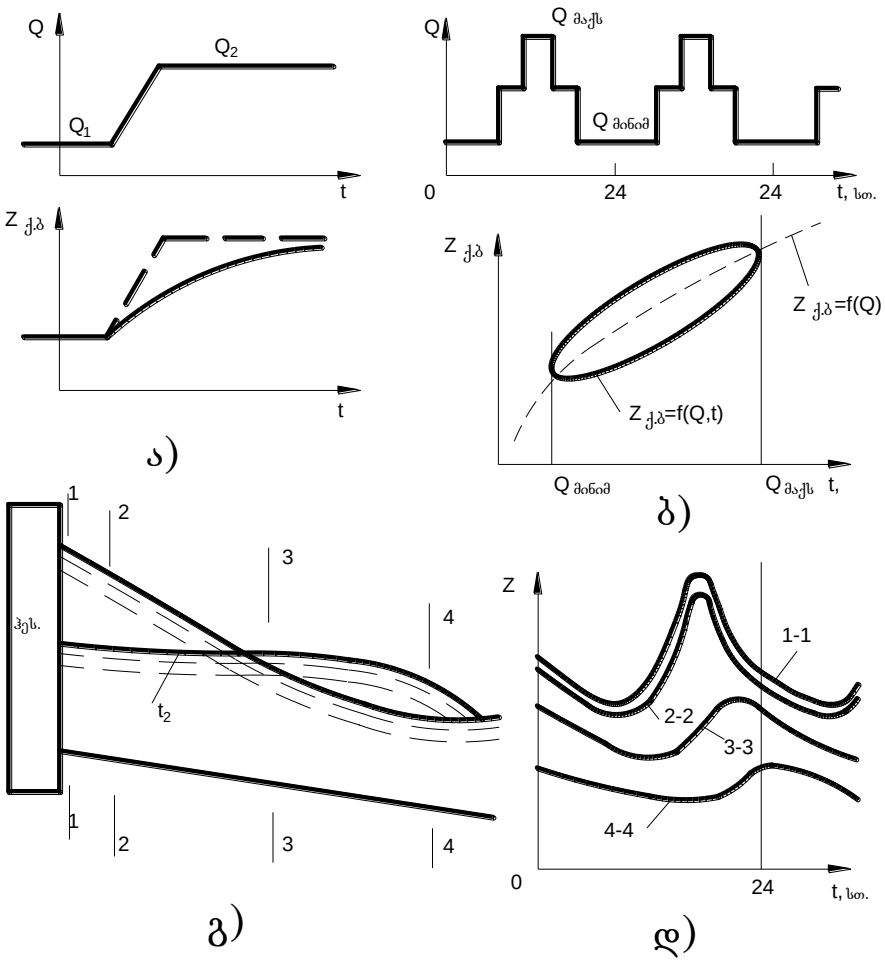
14.2.დღე-ღამური რეგულირების შემთხვევაში ქვემო ბიეფში წარმოშობილი დაუმყარებელი მოძრაობა

წყალსაცავიანი ჰიდროელექტროსადგურები საღამოს საათებში გამოიმუშავებენ პიკურ სიმძლავრეს, რაც სატურბინო ხარჯის სწრაფი მომატებით ხორციელდება. ეს კი ქვემო ბიეფში იწვევს წყლის დონის სწრაფ ზრდას, რაც გავლენას ახდენს ზემო და ქვემო ბიეფებში არსებულ დონეთა შორის სხვაობაზე, მისი შემცირების თვალსაზრისით. შესაბამისად იცვლება ჰესის სიმძლავრეც. ეს მოვლენა ანგარიშგასაწევია არა ჰესის სიმძლავრის დროის მცირე ინტერვალში ცვალებადობის თვალსაზრისით, არამედ ქვემო ბიეფში წყლის დონს სწრაფი აწევით გამოწვეული მდინარის კალაპოტის მოსალოდნელი წარეცხვის უარყოფითი ფაქტორების გათვალისწინების თვალსაზრისით. სატურბინო ხარჯის მომატებით გამოწვეული მორბენალი ტალღა ჩაქრობამდე გაივლის რამდენიმე კილომეტრს და ამ მანძილზე უნდა გაკონტროლდეს კალაპოტის მდგომარეობის მოსალოდნელი ცვლილება, რათა მან არ გამოიწვიოს მისი ფერდობების ჩამოშლა ან სხვა რაიმე უარყოფითი ფაქტორი. ნახ.14.3 გ)-ზე ნაჩვენებია ტურბინის ხარჯის ცვლილებით t_1 დონის დაცემის და t_2 დონის მომატების მრუდები ქვემო ბიეფში მდინარის კალაპოტის საკმაო დიდ მანძილზე.

აქვე ნახ.14.3 ა)-ზე ნაჩვენებია როგორი ინტენსივობით შეიცვლება ქვედა ბიეფში წყლის დონე $Z_{ჯბ}=f(t)$, როცა ტურბინის ხარჯი Q_1-დან გაიზრდება Q_2 -მდე. როგორც ჩანს, დონის ცვლილების ინტენსივობა უფრო შენელებულია, ვიდრე ხარჯის ცვლილების ინტენსივობა.

ენერგეტიკულ ანგარიშებში სატურბინო ხარჯის ცვალებადობის შესაბმისად ქვემო ბიეფში დონის ცვალებადობას ვაფასებთ ისეთი $Z_{ჯბ}=f(Q,t)$, ფუნქციური დამოკიდებულებით, როგორც ეს წყვეტილი ხაზით ნაჩვენებია ბ)-ზე. სინამდვილეში დროის ფაქტორის გათვალისწინებით, როცა ხარჯი იზრდება $Z_{ჯბ}=f(Q)$, წყლის დონე იქნება უფრო დაბლა, ვიდრე ეს განსაზღვრულია $Z_{ჯბ}=f(Q,t)$ ფუნქციით, ხოლო ხარჯის შემცირებისას უფრო მაღლა. ეს მრუდები ნახაზზე ნაჩვენებია უწყვეტი ხაზით.

ასევ გასათვალისწინებელია კალაპოტის მდგრადობის გაანგარიშებებში წყლის დონის ცვალებადობა დროის მიხედვით ქვდა ბიეფის ნახ.14.3 დ)-ზე ნაჩვენებ კვეთებში ასეთი დონის ცვალებადობა 24 საათის განმავლობაში ნაჩვენებია იგივე ნახაზის გ) ვარიანტში. დონის ცვალებადობის გრაფიკები გვიჩვენებს, რომ რხევის ამპლიტუდა ჰესიდან მოშორების ზრდის კვალობაზე მცირდება და ამავე დროს მისი მაქსიმუმები დროის ზრდის შესაბამისად გადაადგილდება დინების მიმართულებით. ასეთმა ვითარებამ შეიძლება უარყოფითი გავლენა მოახდინოს ქვემო ბიეფის განსახილველ ტრასაზე, თუ მოხდება წყლის აღება ირიგაციის ან სხვა დანიშნულებით. აღნიშნულმა ვითარებამ შეიძლება მიგვიყვანოს ჰესის სიმძლავრის შემცირებამდე, რაც განხორციელდება სატურბინო ხარჯის შემცირებით.



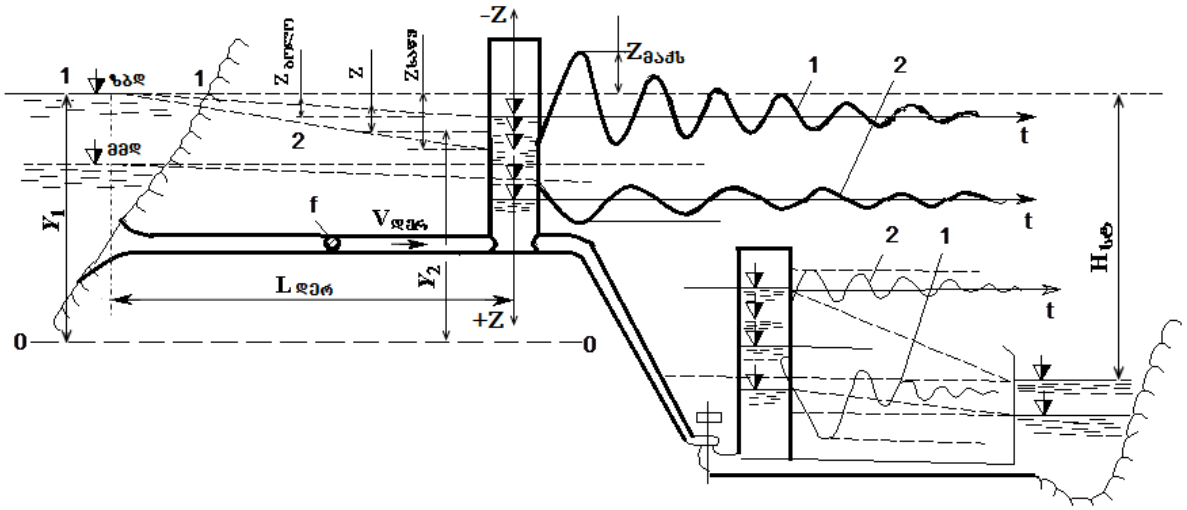
ნახ.14.3 დაუმყარებელი მოძრაობები ჰესის ქვემო ბიეფში

თავი XV. სათანაბრებელი რეზერვუარები

15.1. სათანაბრებელი რეზერვუარების დანიშნულება და ტიპები

სათანაბრებელი რეზერვუარის დანიშნულებაა დაიცვას დაწნევიანი დერივაცია ჰიდრავლიკური დარტყმით გამოწვეული დაწნევისგან, რამაც შესაძლოა მისი დეფორმაცია გამოიწვიოს. ამასთანავე, სათანაბრებელი რეზერვუარი ამცირებს სატურბინო მილსადენების საანგარიშო დაწნევას, რაც მისი კედლის სისქის შემცირების საშუალებას იძლევა. სიმძლავრის რეგულირების პროცესში სატურბინო ხარჯის მნიშვნელოვანი ცვლილებით გამოწვეული დერივაციისა და სატურბინო მილსადენის ტრაქტზე უარყოფითი ფაქტორების შესამცირებლად მიზანშეწონილი იქნებოდა სათანაბრებელი რეზერვუარის განთავსება სატურბინო მილსადენის ბოლოს, მაგრამ ეს გამოიწვევდა რეზერვუარის სიმაღლის მნიშვნელოვან გაზრდას და შესაბამისად, გაძვირებას.

სათანაბრებელი რეზერვუარის განლაგების მიზანშეწონილი ადგილები ნაჩვენებია ნახ. 6.1-ზე. აქვე ნაჩვენებია რეზერვუარში დონის ცვალებადობის მრუდები, როცა წყალსაცავში ნორმალური შეტბორვის დონის არსებობისას ხდება ტურბინების გამორთვა – 1 და მკვდარი მოცულობის დონის არსებობას – დაკეტილი ტურბინების ჩართვა – 2.



ნახ.15.1 სათანაბრებელი რეზერვუარების მუშაობის სქემები;
დონის რხევა რეზერვუარში: 1. ხარჯის შემცირებისას; 2. ხარჯის გაზრდისას.

როცა გადამუშავებული წყალი ქვედა ბიეფში გადადის გრძელი გვირაბით, სათანაბრებელი რეზერვუარი გვირაბის დასაწყისში უნდა განთავსდეს, რაც ემთხვევა გამწოვი მილის ბოლოს, როგორც ეს ნაჩვენებია ნახ.15.1-ზე. 1-ით აღნიშნულია წყლის დონის რხევა სათანაბრებელ რეზერვუარში, როცა სატურბინო ხარჯი მცირდება, ხოლო 2-ით აღნიშნულია წყლის დონის რხევა ხარჯის მატებისას.

სათანაბრებელი რეზერვუარის დაწნევიანი დერივაციის ბოლოში მოწყობის აუცილებლობის განმსაზღვრელ კრიტერიუმს წარმოადგენს დაწნევიანი წყალსატარის ინერციის მუდმივა, რომელიც გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$T_წ = \frac{\sum l_i V_i}{g \cdot H} \qquad (15.1)$$

სადაც l_i - წყალსატარის ერთ-ერთი უბნის სიგრძეა, რომელშიც წყლის მაქსიმალური სიჩქარე ტოლია V_i-ს; H – სტატიკური დაწნევაა წყალსატარში;

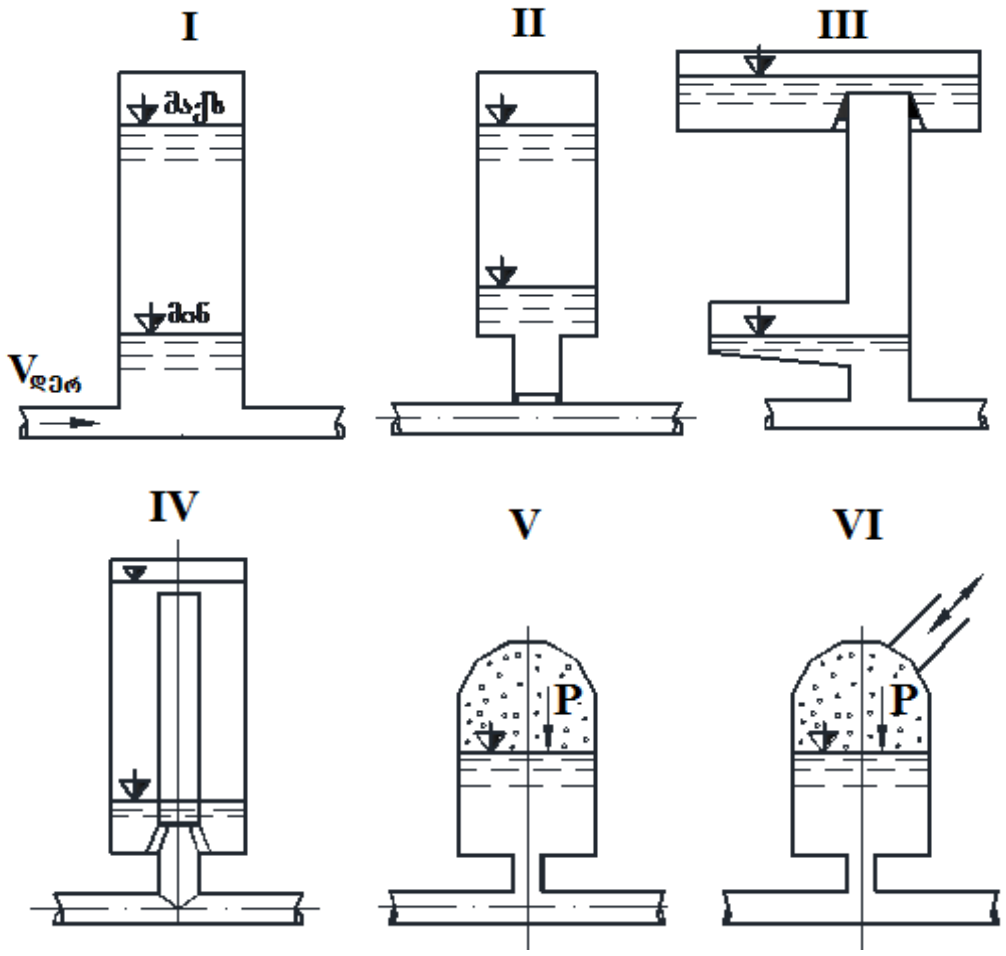
საშუალო სიმძლავრის ჰესებში სათანაბრებელი რეზერვუარი კეთდება როცა $T_წ$>5-6წმ. თუ წყალსატარისათვის ანგარიშით გამოდის, რომ მიზანშონილია ტურბინის წინ თავისუფალი წყალსაშვის გაკეთება, მაშინ $T_წ$-ის მნიშვნელობა შეიძლება გაიზარდოს და შესაძლებელია იგი იცვლებოდეს 5-6< $T_წ$<10-12წმ ფარგლებში. გრძელი წყალსატარების შემთხვევაში, როცა $T_წ$>10-12წმ, სათანაბრებელი რეზერვუარის გაკეთება აუცილებელია.

სათანაბრებელი რეზერვუარის ადგილს განსაზღვრავს როგორც ტოპოგრაფიული და საინჟინრო გეოლოგიური პირობები, ისე სატურბინო მილსადენამდე მისაყვანი დერივაციული გვირაბი. თუ სატურბინო მილსადენი იძლევა საშუალებას, სათანაბრებელი რეზერვუარი მივუახლოვოთ ჰესის შენობაში განლაგებულ ტურბინებს, რეზერვუარი უფრო ეფექტურად დაიცავს გვირაბს ჰიდრავლიკური დარტყმით გამოწვეული წნევისაგან. მაგრამ ასეთმა გადაწყვეტამ შეიძლება სათანაბრებელი რეზერვუარების სიმაღლეში გაზრდა გამოიწვიოს, რაც მის ღირებულებას გაზრდის, მაშინ როცა, თვით სათანაბრებელი რეზერვუარების კონსტრუქციული გადაწყვეტაც დიდ გავლენას ახდენს ძალოვანი კვანძის ეკონომიკური ეფექტიანობაზე.

სათანაბრებელი რეზერვუარის შესაძლო კონსტრუქციული გადაწყვეტები ნაჩვენებია ნახ. 15.2-ზე. I ვარიანტზე ჩანს ყველაზე გავრცელებული ცილინდრული რეზერვუარი. ეს არის ვერტიკალურად ან დახრილად განლაგებული შახტისებურ ნაგებობა წრიული კვეთით. ამ რეზერვუარის უარყოფითი მხარეა ის ფაქტი, რომ ნაკადის გვირაბიდან რეზერვუარში შემოსვლისას მთლიანად იკარგება გვირაბში არსებული სიჩქარე $V_{დერ}$. ამ შემთხვევაში დანაკარგი ტოლია $h_დ = V^2_{დერ} \big/ 2g$.

სქემა II-ზე ნაჩვენებია სათანაბრებელი რეზერვუარი დამატებითი წინაღობით. ეს რეზერვუარი დერივაციულ წყალსატრს უერთდება რეზერვუართან შედარებით მცირე დიამეტრის მქონე მილაკით, რის გამოც დანაკარგი დერივაციაში ჩვეულებრივი რეჟიმით მუშაობის დროს მინიმალურია. ამ მილაკში ეწყობა დიაფრაგმა, რომელიც ჰიდრავლიკური დარტყმისას ამცირებს რეზერვუარში წყლის დონის აწევის სიმაღლეს, რაც ცილინდრულ

რეზერვუართან შედარებით სიმაღლის შემცირების საშუალებას იძლევა. მაგრამ ასეთი ტიპის რეზერვუარის უარყოფითი მხარეს წარმოადგენს ის, რომ ადგილი აქვს დარტყმის გარკვეული სიდიდით დერივაციაში გავრცელებას.



ნახ. 15.2. სათანაბრებელი რეზერვუარების ტიპები

სქემა III-ზე ვხედავთ კამერიანი სათანაბრებელი რეზერვუარს, რომლის ვერტიკალურად ან დახრილად განლაგებული შახტი აღჭურვილია ზედა და ქვედა კამერით. როცა სატურბინო ხარჯი შემცირდება შახტში, წყლის დონე იწევს მაღლა და ზედა კამერა ივსება წყლით. როცა ტურბინები ჩაირთვება, წყალსაცავის დონის მიხედვით, იწყება ზედა ან ქვედა კამერის დაცლა წყლისგან. ზედა კამერის დაცლა იწყება, როცა წყალსაცავში ნორმალური შეტბორილი დონე ფიქსირდება. ქვედა კამერის დაცლა კი იწყება, როცა წყალსაცავში დონე ფიქსირდება მკვდრი მოცულობის დონესა და ნორმალური შეტბორილ დონეს შორის. ასეთი რეზერვუარები ხასიათდება დერივაციის გვირაბთან შეხების შედარებით მცირე ფართით, რის გამოც სიჩქარის დანაკარგი გვირაბში ჰესის სტაბილური რეჟიმით მუშაობის პროცესში მცირდება. ასევე მცირდება შახტის ბეტონით მოსახვის სამუშაოები, რასაც ეკონომიკური ეფექტი შეიძლება ჰქონდეს, როცა შახტის სიმაღლე დიდი გამოდის.

სქემა IV-ზე ნაჩვენებია დიფერენციალური სათანაბრებელი რეზერვუარი; იგი შედეგება ორი ცილინდრული ფორმის შახტისაგან, რომელთა შორის დიდი მართობული განივკვეთის მქონე ცილინდრის შიგნით განთავსებული მცირე განივკვეთის მქონე ცილინდრი, რომელიც შეერთებულია დერივაციულ გვირაბთან. ჰიდროტურბინებში ხარჯის შემცირებისას სატურბინო მილსადენში წნევის გაზრდის გამო, წყლის დონე შიგა ცილინდრში იმატებს და ხდება მისი გადაღვრა გარე და შიგა ცილინდრს შორის არსებულ სივრცეში მანამ, სანამ აქ დონე არ გაუტოლდება დამყარებული რეჟიმით ჰესის მუშაობის დროს არსებულ დონეს. დარტყმის შემდეგ ფაზაში იწყება გადაღვრილი წყლისგან დაცლა. ეს პროცესი გრძელდება მანამ, სანამ არ დამყარდება ახალი დინამიური დონე. ამ შემთხვევაში სათანაბრებელი რეზერვუარის შახტის სიმაღლე მცირდება, რადგანაც ტურბინის ჩაკეტვით გამოწვეული წყლის დონე ნორმალური შეტბორილ დონეს არ აჭარბებს. შიგა ცილინდრიდან წყლის გადაღვრა გარე ცილინდრში მიმდინარეობს მანამ, სანამ დონე მიაღწევს ნორმალურ შეტბორილ დონეს. ეს იძლევა სათანაბრებელი რეზერვუარის სიმაღლის შემცირების საშუალებას, მაგრამ შიგა ცილინდრის განხორციელების სამუშაოებიც მხედველობაშია მისაღები. ეკონომიკურ ეფექტს მაინც ექნება ადგილი, თუ ტოპოგრაფია არ იძლევა საშუალებას, სათანაბრებელი რეზერვუარის შახტის სიმაღლე გაიზარდოს, რაც გამოიწვევს მისი მიწის ზედაპირიდან საკმაო მანძილით ამაღლებას.

სქემა V-ზე ნაჩვენებია პნევმატური სათანაბრებელი რეზერვუარი. სატურბინო საკეტის ჩაკეტვის შემთხვევაში, როცა წნევის ზრდა სატურბინო მილსადენით ვრცელდება, დერივაციული გვირაბის მიმართულებით პნევმატიურ რეზერვუარში მოთავსებული ჰაერი იკუმშება და ამცირებს წნევის ზრდის გავრცელებას გვირაბის მიმართულებით. ტურბინის ჩართვის ან ხარჯის გაზრდის შემთხვევაში, როცა ვაკუუმი იქმნება, სათანაბრებელი რეზერვუარი იცავს სატურბინო მილსადენს. ნახევრად პნევმატური სათანაბრებელი რეზერვუარია ნაჩვენები სქემა VI-ზე. აქ პნევმატიურ რეზერვუარისაგან განსხვავებით რეზერვუარის შიგნით არსებული საჰაერო სივრცე შეერთებულია ატმოსფეროსთან მცირე განივკვეთის მქონე შახტით. აგრეგატში გარდამავალი პროცესების არსებობის გამო ამ საჰაერო შახტით ხდება ჰაერის გადაადგილება ხან ერთი, ხან მეორე მიმართულებით. ასეთი მოძრაობით ხდება წნევის ცვლილებით გამოწვეული წყლის დონის რხევების შემცირება. ამასთანავე პნევმატურ რეზერვუარებს აქვს დერივაციასთან შემაერთებული მცირე დიამეტრის მილაკი, რომელიც სტაბილური სიმძლავრით ჰესის მუშაობის დროს არ იწვევს ჰიდრავლიკური დანაკარგის მნიშვნელოვან ზრდას დერივაციაში.

15.2. წყლის მოძრაობის დიფერენციალური განტოლება დაწნევიან სისტემაში სათანაბრებელი რეზერვუარით

სათანაბრებელ რეზერვუარში თავისუფალი ზედაპირის რხევის პროცესი რომ შევისწავლოთ, დერივაციულ გვირაბში განვითარებული წყლის მასის ინერციულ მოძრაობასთან კავშირში შეგვიძლია გამოვიყენოთ ბერნულის განტოლება. ამ დროს არ ვითავლისწინებთ ჰესის სადაწნეო სისტემაში წყლის მასის რხევაზე უმნიშვნელო ზემოქმედების მქონე ფაქტორებს: დაწნევიანი დერივაციის კედლისა და მასში გამავალი წყლის დრეკადობის უნარს და სათანაბრებელ რეზერვუარში წყლის ინერციულობას. მაშინ ნაკადის რხევითი მოძრაობის აღსაწერად შეგვიძლია გამოვიყენოთ ბერნულის განტოლება იმ სახით, როგორც ეს იწერება დაუმყარებელი დაწნევიანი მოძრაობისას.

ამისათვის, როგორც ეს ნახაზ 15.1-ზეა ნაჩვენები, 1-1 კვეთი გატარებულია თარაზულად წყალსაცავის ზედაპირზე, ხოლო 2-2 კვეთი რეზერვუარში არსებულ წყლის ზედაპირზე. საფარდ სიბრტყედ მიჩნეულია 0-0 თარაზული სიბრტყე. აღნიშნულ პირობებში ბერნულის ერთგანზომილებიან განტოლებას ექნება შემდეგი სახე:

$$Y_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{\alpha_1 V_1^1}{2g} = Y_2 + \frac{P_2}{\gamma} + \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} + h_{\text{დან}} + \frac{L_{\text{დერ}}}{g} \cdot \frac{dV_{\text{დერ}}}{dt} \quad . \tag{15.2}$$

აქ Y_1 და Y_2 განსახილველი კვეთების შემაღლებაა 0-0 საფარდი სიბრტყის მიმართ.

$P_1 = P_2 = P_{\text{ატმ}}$ განსახილველი კვეთების დაწნევებია, რომლებიც ატმოსფერული წნევის ტოლია.

$h_{\text{დან}}$ – განსახილველ კვეთებში შორის წყლის მოძრაობით გამოწვეული დანაკარგია. მასში იგულისხმება L სიგრძეზე დანაკარგი, წყალმიმღებში შესვლაზე და სათანაბრებელ რეზერვუარში წყლის გამოსვლისას გაფართოებაზე დანაკარგი.

მარჯვენა მხარეს ბოლო შესაკრები არის 1-1 და 2-2 კვეთს შორის მოქცეული წყლის მასის ინერციულ დაწნევა, $L_{\text{დერ}}$ და $V_{\text{დერ}}$ შესაბამისად დერივაციის სიგრძე და მასში წყლის საშუალო სიჩქარეა.

რადგანაც 1-1 კვეთში წყლის სიჩქარე უმნიშვნელოა $\frac{\alpha_1 V_1}{2g} \approx 0$ და 2-2 კვეთში არსებულ სიჩქარეს თუ მიახლოებით გავუტოლებთ, დერივაციიდან სათანაბრებელ რეზერვუარში წყლის გამოსვლის სიჩქარეს $\frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} = \frac{\alpha_{\text{დერ}} V_{\text{დერ}}^2}{2g} = h_V$ (15.2) განტოლება გადაიწერება შემდეგნაირად:

$$\frac{dV_{\text{დერ}}}{dt} = \frac{g}{L_{\text{დერ}}} (Z - h_{\text{დერ}} - h_V) , \tag{15.3}$$

სადაც $Z = Y_1 - Y_2$ წარმოადგენს დონეთა შორის სხვაობას წყალსაცავში წყლის ზედაპირის ნიშნულსა და სათანაბრებელ რეზერვუარში წყლის ზედაპირის ნიშნულს შორის.

ცხადია, დერივაციაში დამყარებული მოძრაობის მიღებული განტოლება (15.3) არის არაწრფივი, რომელსაც ანალიზური ამოხსნა არ აქვს.

სათანაბრებელ რეზერვუარში შატხის ზედაპირის რხევის განტოლების მისაღებად (15.3) განტოლებას უნდა დაემატოს უწყვეტობს განტოლება, რომელიც განსახილველ შემთხვევაში შეიძლება შემდეგნაირად ჩაიწეროს:

$$Q_{\text{სად}} = Q_{\text{დერ}} + Q_{\text{რეზ}} = Q_{\text{დერ}} + F\frac{dZ}{dt} \tag{15.4}$$

სადაც $Q_{\text{სად}}$ არის სასადგურე წყალსატარში დროის მიხედვით ცვლადი ხარჯი.

თუ (15.3) ფორმულაში სიგრძეზე დანაკარგს წარმოვადგენთ $h_{\text{დან}} = \xi\frac{V_{\text{დერ}}^2}{2g}$ სახით, სადაც ξ ჰიდრავლიკური წინაღობის კოეფიციენტია და h_V-ს ჩავთვლით შედარებით მცირე სიდიდედ, (15.3) და (15.4) განტოლებათა სისტემა შეიძლება წარმოვადგინოთ მეორე რიგის არაწრფივი დიფერენციალური განტოლების სახით, რომელიც შემდეგნაირად ჩაიწერება:

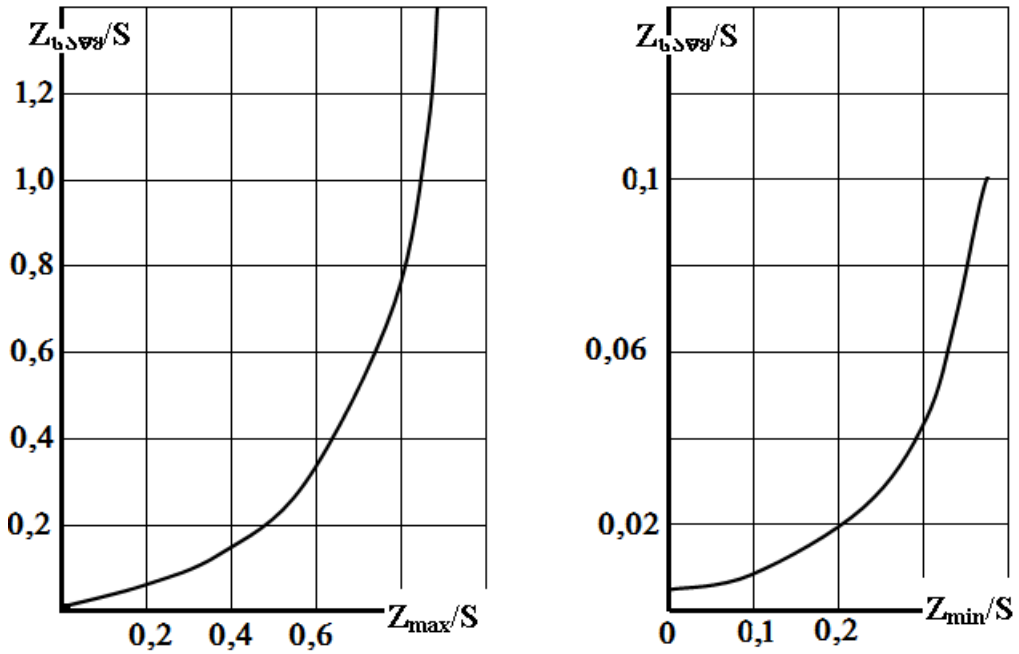
$$-\frac{d^2Z}{dt^2} - \frac{\xi F}{2fL_{\text{დერ}}}\left(\frac{dZ}{dt}\right)^2 + \frac{gf}{FL_{\text{დერ}}}\cdot Z = 0 \tag{15.5}$$

სადაც f და F არის შესაბამისად დერივაციული გვირაბის და სათანაბრებელი რეზერვუარის განივკვეთების ფართობი.

ამოხსნა რეზერვუარში წყლის დონის მაქსიმალური აწევის Z_{max} საპოვნელად (15.5) განტოლება წარმოვადგინოთ შემდეგი სახით:

$$\frac{Z_{\max}}{S} - \ln\left(1 - \frac{Z_{\max}}{S}\right) = \frac{Z_{\text{საწ}}}{S} \tag{15.6}$$

სადაც $S = \frac{f}{F\cdot\xi}\cdot L_{\text{დერ}}$. ამ ფორმულაში თუ გვეცოდინება $Z_{\text{საწ}}$ – სათანაბრებელ რეზერვუარში არსებული დონე ტურბინის ჩაკეტვის მომენტში, შეგვიძლია გავიგოთ მისი მაქსიმალური აწევის დონე, სტატიკური დონის ზევით, რაც განსაზღვრავს სათანაბრებელი რეზერვუარის სიმაღლეს. მათემატიკურ გაანგარიშებათა თავიდან ასაცილებლად, შეგვიძლია ვისარგებლოთ (15.6) ფორმულის მიხედვით აგებული გრაფიკებით (ნახ.15.3)



ა) ბ)

ნახ. 15.3. ცილინდრულ სათანაბრებელ რეზერვუარში დონის მაქსიმალური აწევის დასადგენი გრაფიკი, როცა ადგილი აქვს ჰიდროტურბინის მყისიერ და სრულ დაკეტვას. ა) $Z_{\max}/S$ -ის დიდი მნიშვნელობების დროს;
ბ) $Z_{\max}/S$ -ის მცირე მნიშვნელობების დროს

ამ გრაფიკზე, ორდინატთა ღერძზე გადაზომილია $Z_{საწ}/S$, რომელიც ცნობილად ითვლება. ამიტომ თუ გადავზომავთ ამ სიდიდეს და გავატარებთ ჰორიზონტალურ ხაზს მრუდის გადაკვეთამდე და გადაკვეთის წერტილიდან დავუშვებთ ვერტიკალურ ხაზს აბსცისთა ღერძამდე, მივიღებთ $Z_{\max}/S$ მნიშვნელობას, საიდანაც Z_{max}-ის მნიშვნელობა განისაზღვრება. S-ის მნიშვნელობა ადვილად დასადგენია (15.6) ფორმულით.

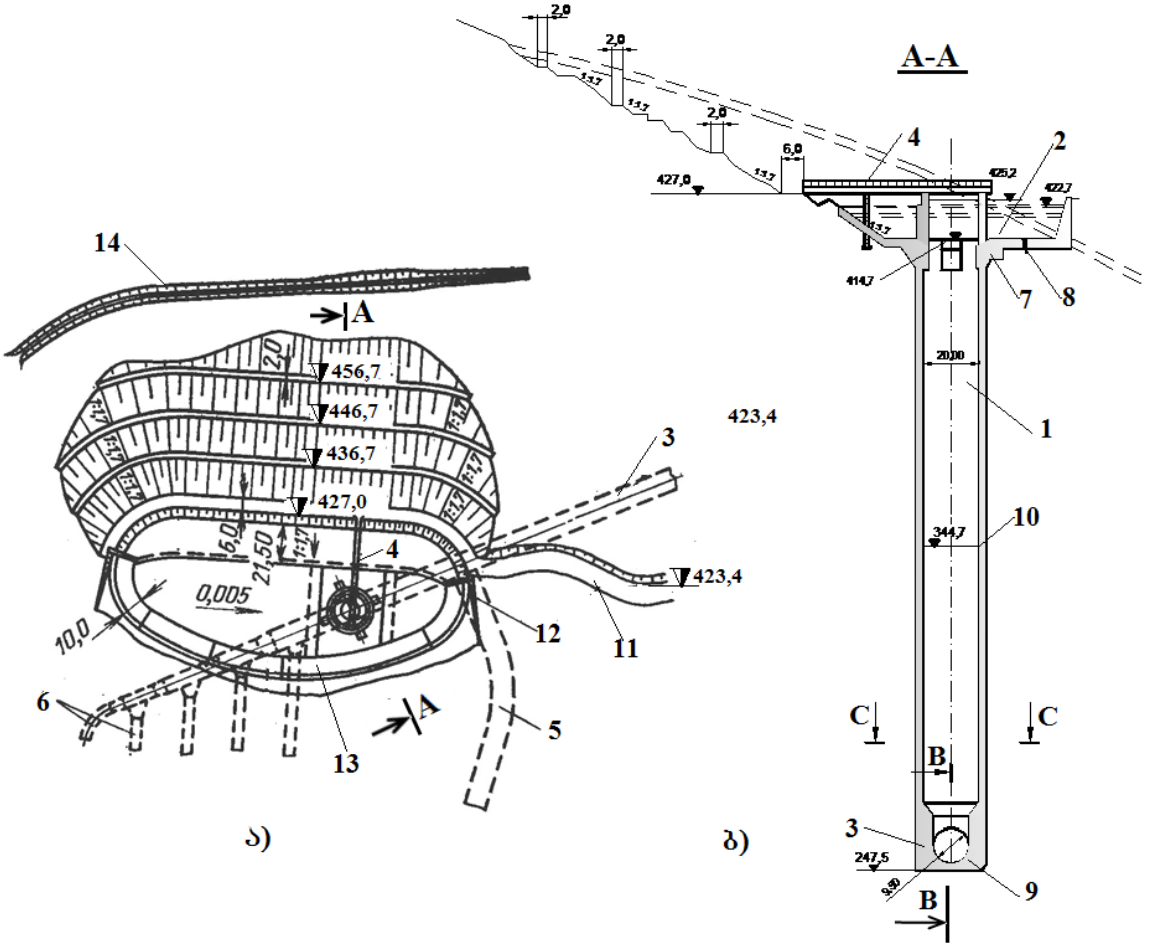
სათანაბრებელი რეზერვუარის კონსტრუირების საკითხის გადაწყვეტის დროს საჭიროა ვიცოდეთ არა მარტო სტატიკური დონიდან წყლის ზედაპირის აწევის სიმაღლე, არამედ წყალსაცავში მკვდარი მოცულობისას ცილინდრულ სათანაბრებელ რეზერვუარში არსებული სტატიკური დონის დაწევაც, რათა სატურბინო მილსადენში არ მოხდეს ჰაერის ჩატაცება. ამისთვის გამოიყენება შემდეგი სახის მიახლოებითი გამოსახულება:

$$Z_{\min} = Z_0(1-n)\left\{1+0{,}156\frac{1+2n}{2+n}(1+n)\varepsilon[1+(1+n)\varepsilon]\right\}+n^2\varepsilon Z_0 \quad , \qquad (15.7)$$

სადაც $n = Q_{სტ.საწ}/Q_{სტ.ბოლო}$; $\varepsilon = Z_{ბოლო}/Z_0$; $Z_{ბოლო}$ – დონის დაწევის სიდიდეა დამყარებული რეჟიმის დროს, როცა – $Q_{სტ.ბოლო}$ ხარჯი გადის ტურბინებში.

$Z_0 = (V_{\text{დერ.საწ}} - V_{\text{დერბოლო}})\sqrt{\frac{L_{\text{დერ}} f}{g \cdot F}}$ არის რეზერვუარში დონის მაქსიმალური აწევის სიდიდე ჰიდრავლიკური წინაღობის არარსებობისას. თუ ტურბინებში ხარჯი იზრდება, ჩაკეტილი მდგომარეობიდან ე.ი. როცა $V_{\text{დერ.საწ}}=0$, (15.7) ფორმულა კარგად მუშაობს, როცა $\varepsilon < 1{,}23$, მაგრამ როცა $\varepsilon < 1{,}23$, რეზერვუარში ადგილი აქვს დონის პერიოდულ რხევებს.

შესაძლებელია ისეთი ცილინდრული სათანაბრებელი რეზერვუარის მოწყობა, რომელსაც ექნება წყლის დამგროვებელი მხოლოდ ზედა კამერა. ასეთი ორიგინალური კონსტრუქციული გადაწყვეტილებით აიგო ენგურჰესის სათანაბრებელი რეზერვუარი (ნახ. 15.4). ენგურჰესის დერივაციის სიგრძე შეარის 15,3 კმ, ხოლო მისი შიგა დიამეტრი 9.5 მ. იგი გარანტირებული, 1300 მგვტ სიმძლავრის განვითარების დროს ატარებს 450 მ^3/წმ ხარჯს.



ნახ.15.4 ენგურჰესის კამერიანი სათანაბრებელი რეზერვუარი. ა) რეზერვუარის განლაგების გეგმა; ბ) რეზერვუარის ნაგებობის ჭრილი: 1. რეზერვუარის შახტი; 2. ზედა კამერა;
3. დერივაციული გვირაბი; 4. ხიდი მომსახურებისთვის; 5. სამშენებლო შტრეკი; 6. სასადგურე წყალსატარი; 7. ზედა კამერიდან წყლის გადასღვრელი გალერეა; 8. ცემენტაციის ფარდა; 9. ლითონის მოსახვა; 10. ლითონის მოსახვის ბოლო; 11. გზა;
12. ტორსის ბეტონის კედელი; 13. რკინაბეტონის საყრდენი კედელი; 14. მთის ფერდის თხრილი;

ენგურჰესის პროექტი 1961 წელს დამტკიცდა და დაიწყო მშენებლობა. ამ პროექტის მიხედვით თაღოვანი კაშხლის სიმაღლე შეადგენდა 300მ-ს და იმ დროისთვის მსოფლიოში რეკორდული სიმაღლის იყო. დაიწყო წყალმიმღების აგება, წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე შეადგენდა 90მ-ს, მაგრამ მოგვიანებით დადგინდა, რომ ასეთი სიმაღლის თაღოვანი კაშხლის განხორციელება, ეკონომიკურ მოსაზრებათა საფუძველზე (იმის გათვალისწინებით, რომ ბოლო 30 მეტრის დონეზე კაშხლის ბჭე განიცდიდა ძლიერ გაფართოებას), კაშხლის სიმაღლე შემცირდა 270მ-მდე, ხოლო წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე 70მ-მდე. ამ ცვლილებამ გამოიწვია სათანაბრებელი რეზერვუარის 180მ სიმაღლეზე აწევა, მისი ცილინდრის დიამეტრი კი 20მ-ის ტოლია. მას აქვს 0,9მ სისქის ბეტონის მოსახვა, რომელიც სიმაღლის ნახევარ მანძილზე მოპირკეთებულია δ=25 მმ სისქის პერანგით.

რეზერვუარის შახტის თავზე მოთავსებულია 60,000მ^3 წყალტევადობის კამერა, ის მთლიანად გაივსება, როცა დატვირთვა მოიხსნება მიმმართველი აპარატის ბოლომდე მიკეტვის გამო. ეს კამერა განთავსებულია კლდოვანი გრუნტის გამონანგრევ სივრცეში, მას ფუძეში აქვს გალერეა კამერაში დაგროვილი წყლის დასაცლელად. სათანაბრებელ რეზერვუარს არ აქვს ქვედა კამერა, რადგანაც ჩაკეტილი მდგომარეობიდან ტურბინის ჩართვა გათვალისწინებულია ეტაპობრივად ცალ-ცალკე გარკვეული ინტერვალით. ამდროს რეზერვუარში არსებული წყლის მოცულობა საკმარისია სატურბინო მილსადენში ისეთი დინამიკური რეჟიმის დასამყარებლად, რომ მასში რეზერვუარიდან ჰაერის ჩატაცება გამოირიცხება.

სათანაბრებელი რეზერვუარის კონსტრუქციული დეტალები ნაჩვენებია 15.4-ზე. დერივაციულ გვირაბში, დანაკარგის შემცირების მიზნით, სათანაბრებელი რეზერვუარის ცილინდრი გვირაბს უერთდება 9,5 მ დიამეტრის მქონე მილაკით.

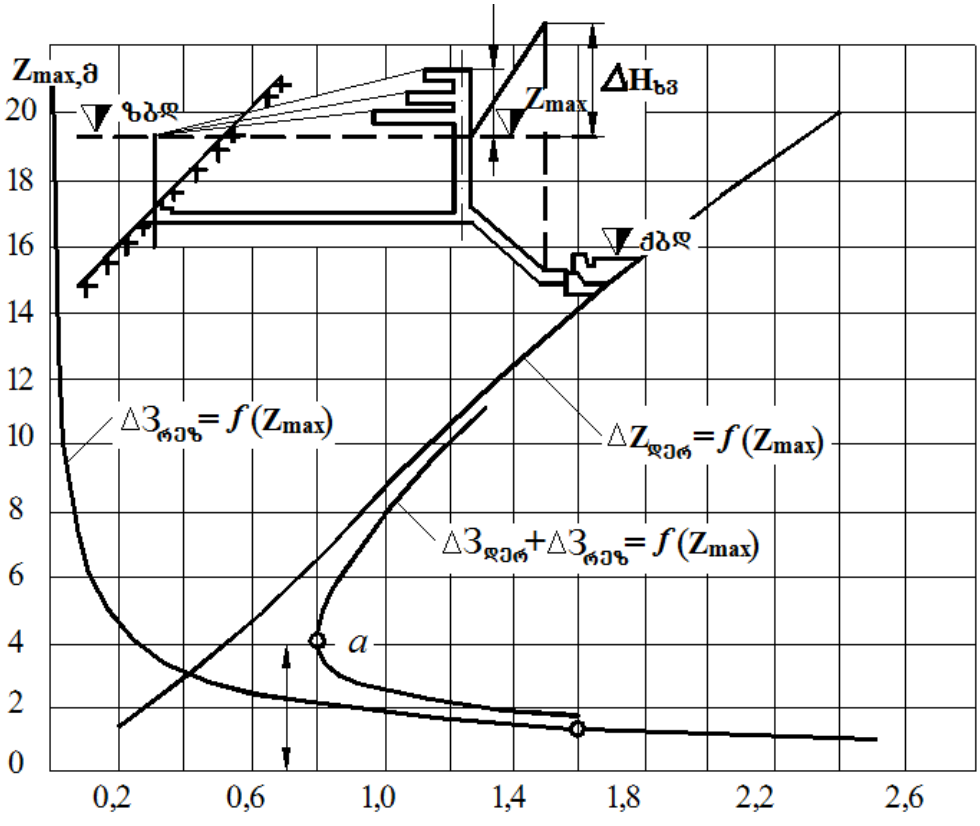
15.3. სათანაბრებელი რეზერვუარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები და მათი ტიპის შერჩევა

სათანაბრებელი რეზერვუარის ტიპი და კონსტრუქციას დიდი მნიშვნელობა აქვს ახდენს დაწნევიან დერივაციის მოსახვის კონსტრუქციულ გადაწყვეტაზე, რაზეც დამოკიდებულია დერივაციის ღირებულება.

ამიტომ დაწნევიანი ჰიდროკვანძის ეკონომიკური გაანგარიშებების დროს ერთდროულად შეფასდეს დერივაციისა და სათანაბრებელი რეზერვუარის ღირებულება. როცა

ფიქსირებულია ჰესის სიმძლავრე და გვირაბში გამავალი ხარჯი, გვირაბისა და სათანაბრებელი რეზერვუარის ერთობლივი მუშაობის ოპტიმალური კონსტრუქციული ზომების შერჩევის საკითხი წყდება ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების გარეშე.

ჰესის ცნობილი სიმძლავრისა და სატურბინო ხარჯის შემთხვევაში იანგარიშება სათანაბრებელ რეზერვუარში დონის მაქსიმალური აწევის სიდიდე Z_{max} – გამოწვეული სრული სიმძლავრის განვითარებით და აგრეთვე მინიმალური შეტბორვის დონის არსებობისას ჰესის მთლიანად გამორთვის შემთხვევაში რეზერვუარში დონის დაწევის სიდიდე Z_{min}, ამასთანავე ინიშნება სათანაბრებელი რეზერვუარის განივკვეთის ფართი F. აღნიშნული მონაცემები განსაზღვრავს დერივაციული გვირაბის მოსახვის სისქეს და შესაბამისად, მის ღირებულებას $З_{დერ}$. რეზერვუარის ღირებულებას $З_{რეზ}$ კი განსაზღვრება ცნობილი სიმაღლისა და განივკვეთის ფართიდან გამომდინარე, ბეტონის მოსახვისთვის საჭირო დანახარჯები. ამრიგად, თუ გაგვაჩნია სათანადო მონაცემები, შეგვიძლია დავადგინოთ, თუ როდის იქნება მინიმალური გვირაბისა და სათანაბრებელი რეზერვუარისთვის საჭირო ჯამური დანახარჯები.



ნახ. 15.5. წყლის დონის აწევის ოპტიმალური მნიშვნელობის განსაზღვრა კამერიან სათანაბრებელ რეზერვუარში

ეს საკითხი მიზანშეწონილია, გადაწყდეს ნახ.15.5-ზე მოცემული გრაფიკული წესით, სადაც ნაჩვენებია Z_{max}-ის ცვლილება გვირაბის განხორციელებაზე გაწეული დანახარჯების

მიხედვით. აქვე აგებულია რეზერვუარისთვის საჭირო დახარჯის ცვლილების გრაფიკი Z_{max}–ის მიხედვით. ცხადია, მათი ჯამი მოგვცემს სრულ დანახარჯს სადაწნეო გვირაბისა და რეზერვუარის განხორციელებაზე. ჯამური დანახარჯების მინიმუმი ნახაზზე ნაჩვენებია *a* წერტილით, რომლის კოორდინატებია Z_{max} =4მ და 3=8მ და ეკონომიკურად გამართლებული ნორმალური შეტბორილი დონიდან სათანაბრებელ რეზერვუარში მაქსიმალური აწევის სიმაღლე, როგორც პრაქტიკა უჩვენებს, შეიძლება იცვლებოდეს 3-6 მ-ის ფარგლებში.

როცა გვაქვს კლდოვანი გრუნტი, ყველაზე მიზანშეწონილია სათანაბრებელი რეზერვუარის ზედა კამერა განხორციელებულ იქნას მიწის ზედაპირის ნიშნულზე. ამ შემთხვევაში კამერის განხორციელების სამუშაოები მარტივად სრულდება და Z_{max}–ის მნიშვნელობაც საკამოდ შემცირდება. ამიტომ მიზანშეწონილა, ვეცადოთ სათანაბრებელი რეზერვუარი, თუ ეს შესაძლებლია მოვაწყოთ ტოპოგრაფიულად და გეოლოგიურად მისაღები მონაცემების მქონე ადგილებში. თუ ეს არ ხერხდება უნდა გამოვიყენოთ დიფერენციალური ტიპის რეზერვუარები, რომლის განსახორციელებლად გამოიყენება რკინაბეტონისა და ფოლადის კონსტრუქციები.

თავი XVI

16.1 ჰიდროელექტროსადგურების დაპროექტებისა და ექსპლუატაციის საკითხები

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მნიშვნელოვან ფაქტორს წარმოადგენს ინვესტიციის ოდენობა და მისი გახორციელების მოთხოვნილი ხანგრძლივობა. მშენებლობის პროექტის სრული პერიოდი უნდა დაიყოს შემდეგნაირად: წინა საინვესტიციო (დაპროექტების), ინვესტირების (მშენებლობის) და ექსპლუატაციის სტადიებად.

ინგლისურენოვან ლიტერატურაში ძირითადად გვხვდება წინასაინვესტიციო პროექტირების სამ დონე: მშენებლობის განხორციელების შესაძლებლობის სქემატური შესწავლა (opportunity studies); წინა საინვესტიციო პროექტირება (pre-feasibility studies); ტექნიკურ-ეკონომიკური გამოკვლევები პროექტის განხორციელების რეალურობის შეფასებით (feasibility studies).

აღნიშნული სამუშაოების შესასრულებლად საჭირო დროის განსაზღვრა რთულია და დამოკიდებულია პროექტის მასშტაბზე. ისეთი კაპიტალტევადი ობიექტის შემთხვევაში, როგორიცაა ჰიდროელექტოსადგური, წინა საინვესტიციო პროექტირების ხანგრძლივობა შეიძლება იცვლებოდეს 1-3 წლის ფარგლებში.

პროექტირების დონეების შესაბამისად შესასრულებელი სამუშაოები შეიძლება განხორციელდეს შემდეგი სახის საკითხების გადასაწყვეტად.

— პროექტის დამუშავებისა და დასაბუთებისათვის საჭირო მონაცემების მოპოვების სამუშაოების შესრულება;

— ობიექტის ადგილმდებარეობის შერჩევა;

— პროექტის განსახორციელებელი უბნის არსებული ტოპოგრაფიული რუკის მოძიება და საჭირო მსხვილ მასშტაბში რუკების შექმნა;

— ჰიდროლოგიური მონაცემების მოძიება და მისი დამუშავება ჰიდროენერგეტიკული გაანგარიშებების ჩასატარებლად;

— ადგილმდებარეობის გეოლოგიური მონაცემების მოძიება და დამუშავება;

— ადგილმდებარეობის კლიმატური პირობებისა და ეკოლოგიური მდგომარეობის შესწავლა;

— პროექტირებისათვის ინვესტიციის გამოყოფა;

— პროექტირებაზე ტენდერის გამოცხადება;

— საპროექტო ორგანიზაციის შერჩევა და მასთან ხელშეკრულების გაფორმება;

— პროექტის დამუშავება შესაბამისი სტადიების მიხედვით;

— პროექტის ხარჯთაღრიცხვის შემუშავება და მისი დამტკიცება;

— მიწის გამოყოფა მშენებლობისათვის;

— მშენებლობაზე ნებართვის მიღება;

— სამუშაო დოკუმენტაციის შემუშავება;

— მშენებლობის განმხორციელებელთან ხელშეკრულების გაფორმება.

წინა საინვესტიციო სამუშაოების დამფინანსებებლად და შემსრულებლებად გვევლინება სახელმწიფო ინსტიტუტები. შესაძლებელია ეს სამუშაო შეასრულონ საზოგადო ორგანიზაციებმა, რომელებსაც გააჩნიათ სათანადო გამოცდილება და კვალიფიკაცია.

მკაცრი ნორმები, რომელთა მიხედვით შეფასდეს წინა საინვესტიციო სამუშაოთა ღირებულება, არ არსებობს, მაგრამ გარკვეული შეფასება შესაძლებელია განხორციელებულ პროექტირებებზე გაწეული დანახარჯის სტატისტიკის ანალიზის საფუძველზე. საშუალო სიმძლავრის ელექტროსადგურებისათვის ის იცვლება მშენებლობის საერთო ღირებულების 0.5÷1.5%-ის ფარგლებში, როცა პროექტირების საკითხები გადაწყვეტილი იქნება ტენიკურ-

ეკონომიკური დასაბუთების დონეზე. საქართველოს პირობებში საშუალო სიმძლავრის ელექტროსადგურებს უნდა მიეკუთვნოს ელექტროსადგურები, რომელთა სიმძლავრე შესაძლოა იცვლებოდეს 13-100 მგვტ-ის ფარგლებში. უფრო მძლავრი ელექტროსადგურებისთვის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება შეიძლება მთლიანი კაპიტალდაბანდების თანხის 1.5÷2.5%-ის ფარგლებში იცვლებოდეს. ამ დონეზე შესრულებული პროექტის სიზუსტე უნდა შეადგენდეს არანაკლებ 10%-ს. შემდეგი დეტალური პროექტირების სტადიაზე, რომელიც სამუშაო პროექტის სახით უნდა იყოს წარმოდგენილი, ეტაპობრივად მშენებლობის პროცესის კვალდაკვალ სიზუსტე უნდა გაიზარდოს, და ცდომილება არ უნდა აღემატებოდეს 5%-ს. სიზუსტის გაზრდის პრობლემა შეიქმნება მაშინ, როცა მშენებლობის პროცესში სამუშაოთა წარმოების დამაბრკოლებელი ქანების გეოლოგიური სტრუქტურა არ დაემთხვევა პროექტირების წინა სტადიაზე პროგნოზით შემუსავებულ სტრუქტურას, რაც ცხადია გამოიწვევს განსახორციელებელი ნაგებობების გვირაბის ან კაშხლის მშენებლობის ღირებულების შეცვლას.

საქართველოში ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების სტადიაზე ჰესის ღირებულების დადგენა პერსპექტივაში გართულებული იქნება იმ მდგომარეობიდან გამომდინარე, რომ ამჟამად საქართველოს ენერგოსისტემას დეფიციტი გააჩნია მხოლოდ შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში, გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდში კი ჭარბი ელექტროენერგია უნდა გაიყიდოს მეზობელ ქვეყნებში.

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მშენებარე ელექტროსადგურის ეკონომიკურ ეფექტიანობას განსაზღვრავს იმ ტარიფის სიდიდე, რომლითაც ხდება ინვესტირებული თანხის ამოღება. საქართველოში მოხმარებული ელექტროენერგიის ტარიფს აზუსტებს **სემეკი** (საქართველოს ელექტროენერგიის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია) იმ მოსაზრებიდან გამომდინარე, რომ იგი პასუხობდეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას. ამრიგად, ახალი ჰესის მიერ გენერირებული ელექტროენერგიის გარკვეული ნაწილის ღირებულება **სემეკთან უნდა** შეთანხმდეს. დარჩენილი ნაწილის ღირებულება კი შემსყიდველ ქვეყანასთან შეთანხმებით დაფიქსირდეს გრძელვადიან ხელშეკრულებაში.

საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული რესურსი გაცილებით მეტი აქვს, ვიდრე ნებისმიერი მაღალი დონის ეკონომიკის მქონე ქვეყანას დასჭირდებოდა პერსპექტივაში. დადგება დრო, როცა ჰესების ასენება საჭირო გახდება ელექტროენერგიის მხოლოდ უცხოეთში გასაყიდად. მაშინ ცხადია, შეიცვლება ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების პრინციპები.

ქვეყნის ეკონომიკური და სოციალური პრობლემების წარმატებით გადაწყვეტისათვის დიდი მნიშვნელობა აქვს, ვინ იქნება ჰიდროელექტროსადგურის მესაკუთრე. ცხადია,

მესაკუთრეა ის, ვინც მთლიანად დააფინანსებს მის მშენებლობას. ვინაიდან ჰესის მშენებლობა მოითხოვს დიდძალ კაპიტალდაბანდებას, მისი სრულად დაფინანსება ბიუჯეტის თანხების ან კერძო კაპიტალით შეუძლებელი ხდება, რის გამოც დაფინანსების ყველაზე გავრცელებულ სქემას წარმოადგენს წილობრივი დაფინანსება, რაც გულისხმობს მშენებლობისთვის საჭირო თანხის ნაწილის გაღებას ინვესტიციით და გარკვეული ნაწილის მოზიდვას ბანკებიდან კრედიტის სახით. შეიძლება თანხის ნაწილი გამოყოფილ იქნას სახელმწიფო ბიუჯეტიდანაც. ყველა აღნიშნულ შემთხვევაში ჰიდროელექტროსადგურის მესაკუთრედ მოიაზრება კერძო ინვესტორი ან თვითონ სახელმწიფო, რომლებიც წარმართავენ მის ექსპლუატაციას. ისინი განაგებენ კადრების შერჩევისა და დასაქმების საკითხსაც.

საქართველოში ამჟამად გაფორმებულია ბევრი მემორანდუმი ინვესტორებსა და მთავრობას შორის ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობისათვის. მომავალი გვიჩვენებს ამ მემორანდუმებით განხორციელდება თუ არა მშენებლობა, მაგრამ მიგვაჩნია, რომ მიზანშეწონილია მემორანდუმს, ე. ი. ხელშეკრულებას წინ უძღოდეს ასაშენებელ ჰესებზე ნაწარმოები ელექტროენერგიის ტარიფების დადგენა წინა საპროექტო სტადიაზე მისაღები სიზუსტით. ამ სამუშაოს შესრულება პოტენციური ჰესისთვის მთავრობის გადაწყვეტილებით უნდა დაევალოს ადგილობრივ საპროექტო ორგანიზაციას და დაფინანსდეს სახელმწიფო ბიუჯეტიდან.

ამასთანავე, ურთიერთგაგების მემორანდუმში, რომელიც უნდა დაიდოს საქართველოს მთავრობას, შ.პ.ს. ,,ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციულ ოპერატორსა“ და ინვესტორ კომპანიას შორის, უნდა იყოს მოთხოვნილი საპროექტო სტადიის შესაბამისი სიზუსტით გენერირებული ელექტროენერგიის ტარიფის დადგენა, რაც ინვესტორს მშენებლობაში ჩადებული თანხის ამოღების გარანტიას მისცემს. საბოლოოდ ტარიფს კი დაადგენს თვით ინვესტორი და თუ ის რეალურია, დაამტკიცებს **სემეკი.**

ურთიერთგაგების მემორანდუმის გაფორმების შემდეგ, როცა მისი მნიშვნელობის სისწორეს გაანგარიშების არსებული მეთოდოლოგიის გამოყენებით დაადასტურებს **სემეკი,** ინვესტორი იწყებს მოსამზადებელ სამუშაოებს. მშენებლობის ხანგრძლივობა და დაფინანსების ოდენობის განაწილება განისაზღვროს ინვესტორის მიერ შესრულებული სამუშაო პროექტის მიხედვით. თუ როგორ მოხდება მშენებლობის პერიოდში ინვესტირებული თანხის დისკონტირება ელექტროსადგურის ექსპლუატაციის დაწყების მომენტისთვის, განხილული იყო ამ სახელმძღვანელოს I თავში. დისკონტირებით გაზრდილი ინვესტირებული თანხის ამოღება ხდება ელექტროსადგურის ექსპლუატაციის დროს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდში.

ჰესის ექსპლუატაციისას ხდება მთელი რიგი საკითხების გადაწყვეტა, რომელთა შორის მაინც ყველაზე მნიშვნელოვანია ძირითადი ჰიდროტექნიკური ნაგებობების და

მოწყობილობების უსაფრთხო მუშაობაზე კონტროლი მაღალი საიმედოობის მქონე მზომი აპარატების გამოყენებით. ნაგებობა-მოწყობილობებმა ყველა სახის რთული დატვირთვის დროს უნდა შეასრულოს მათზე დაკისრებული ფუნქციები. ნაგებობათა დაძაბულ-დეფორმირებული მდგომარეობის მზომ ხელსაწყოებზე დაკვირვებას და ანალიზს აწარმოებს შესაბამისი კვალიფიკაციის მოსამსახურე პერსონალი.

მომსახურე პერსონალს ამასთანავე ეკისრება მოვალეობა დასახოს ღონისძიებები შრომის ნაყოფიერების გასაზრდელად ექსპლუატაციაზე გასაწევი დანახარჯების შემცირების გზით. ამ კუთხით შესაძლებელია მნიშვნელოვანი შედეგების მიღწევა მოწყობილობების და ნაგებობების კაპიტალური რემონტის ხანგრძლივობისა და დანახარჯების შემცირებით. სისტემატურად უნდა ხდებოდეს მოწყობილობების სრულყოფა მათი მუშაობის უნარიანობის საიმედოობის ამაღლებისა და ხანგრძლივად მუშაობის უზრუნველყოფის ღონისძიებათა გატარების თვალსაზრისით.

რადგანაც მდინარის ჩამონადენი წარმოადგენს კომპლექსური მოხმარების რესურსს, ჰესის ექსპლუატაციის დროს აუცილებელია კომპლექსში მონაწილე სხვა დარგების მოთხოვნების გათვალისწინება იმ პირობის დაცვით, რომ წყლის მიწოდების შეზღუდვით გამოწვეული ზარალი იყოს მინიმალური კომპლექსში მონაწილე თითოეული სუბიექტისთვის. ამასთანავე, თითოეულმა მათგანმა უნდა უზრუნველყოს წყლის მოხმარების ისეთი რეჟიმი, როცა ეკოლოგიური ნორმები მაქსიმალურად იქნება დაცული.

ზოგადად, ჰესის მუშაობის რეჟიმს, მისი სიმძლავრისა და გამომუშავების ცვალებადობას მრავალი ფაქტორი განსაზღვრავს, რომელთა შორის მნიშვნელოვანია ჩამონადენის ჰიდროლოგიური რიგისა და ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ენერგიაზე მოთხოვნის ცვლილება. სისტემაში არსებული მოთხოვნების მიხედვით ელექტროენერგიის გენერაციის გარკვეული დონით შესაძლებელია წყალსაცავიანი ჰესის საშუალებით. რაც უფრო მეტი მოცულობის იქნება წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა, მით უფრო მეტად იქნება წლის განმავლობაში უზრუნველყოფილი მოსახლეობის ცვალებადი მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე, მაგრამ სასარგებლო მოცულობის გაზრდა მეორეს მხრივ აუცილებლად უნდა შეიზღუდოს ბუნების წონასწორობაზე ზემოქმედების, ეკოლოგიური ფაქტორების გათვალისწინებით. ცხადია, დიდი მოცულობის წყალსაცავების შექმნა დაკავშირებულია ხეტყის გაჩეხვასთან და ხშირ შემთხვევაში მოსახლეობის გარკვეული კონტიგენტის გადასახლებასთან. ამასთანავე, დიდი მოცულობის წყალსაცავი ქმნის მიკროკლიმატს, რაც გამოიხატება წყალსაცავის მიმდებარე ტერიტორიაზე ტენიანობის მომატებით. გასათვალისწინებელია აგრეთვე, რომ წყალსაცავი შეიძლება გამოყენებულ იქნას

წყალჯომარდობისა და სხვა სპორტული ღონისძიებების ჩასატარებლად, ასევე შესაძლებელი ხდება დასასვენებელი კოტეჯების აშენება.

თუ ჰიდროკვანძი არ არის კომპლექსური დანიშნულების, რაც იმას ნიშნავს, რომ ამ კვანძში მოდინებული წყლის ხარჯზე მოთხოვნილება წყლის სხვა დარგის მომხმარებლებს, მაშინ ჰესის ძირითადი ფუნქცია გარანტირებული სიმძლავრის დაუბრკოლებლად გაცემა და მაქსიმალური გამომუშავების მიღება. სიმძლავრის გაცემა უნდა მოხდეს საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული დეფიციტის დაფარვის მოთხოვნის შესაბამისად. უფრო ხშირად, დეფიციტი იქმნება ზამთრის მუშა დღის საღამოს საათებში, ამიტომ დისპეტჩერულმა სამმართველომ უნდა უზრუნველყოს რეგულირების უნარის მქონე წყალსაცავიანი ჰესების ოპტიმალურ რეჟიმში მუშაობა. ამ კუთხით აღსანიშნავია ის ფაქტი, რომ სისტემაში მოთხოვნილების მკვეთრად გაზრდისას, ჰიდროტურბინებს შეუძლიათ სწრაფად მოუმატონ სიმძლავრეს, რაც თბოელექტროსადგურებზე შეუძლებელია. ჰესის ნორმალურად მუშაობის შემთხვევაში დატვირთვის აქტიურ რეჟიმში ჰიდროაგრეგატის სიმძლავრის კოეფიციენტი $\cos \varphi$ მაღალია და იცვლება 0,85-0,95–ის ფარგლებში, მაგრამ თუ მოხმარება სწრაფად შემცირდა, შესაძლებელია აგრეგატი არ გამოირთოს და გადავიდეს სინქრონული კომპენსატორის რეჟიმში მუშაობაზე. ეს საშუალებას იძლევა გაიზარდოს ენერგოსისტემის სიმძლავრის კოეფიციენტი. ამ რეჟიმში მუშაობის დროს ტურბინის მიმმართველი აპარატი მთლიანად გამორთულია და წყლის ხარჯი ნულის ტოლია. იმ მიზნით, რომ სისტემიდან აქტიური სიმძლავრის მოხმარება შემცირდეს, მიზანშეწონილია მუშა თვლის გარშემო წყალი მოშორებულ იქნას, რაც მიიღწევა შეკუმშული ჰაერით წყლის გამოდევნის საშუალებით. ფრთამ უნდა იტრიალოს შეკუმშული ჰაერის გარემოში. აგრეგატი, რომელიც მუშაობს სინქრონული კომპენსატორის რეჟიმში, წარმოადგენს მბრუნავ რეზერვს, რადგანაც დროის საკმაოდ მცირე მონაკვეთში, 15-20 წამის განმავლობაში იგი შეიძლება გადავიყვანოთ აქტიურ რეჟიმში სრული დატვირთვით.

ჰიდროელექტროსადგურების მართვის ეფექტურობის ერთ-ერთ მაჩვენებელია რეჟიმების გადართვის სიხშირის კოეფიციენტი, რომელიც წარმოადგენს 1 საათის განმავლობაში აგრეგატის გადართვის რაოდენობას. როცა ელექტროსადგურის მანევრირების როლი დიდია, ეს კოეფიციენტი იზრდება. თუ ეს კოეფიციენტი 0.2-ის ტოლია, ეს ნიშნავს, რომ გადართვა ხდება ყოველ 5 საათში, ხოლო თუ 2-ის ტოლია – გადართვა ხდება ყოველ 30 წუთში. ასეთი აგრეგატი ძალიან მანევრირებადია და შესაბამისად, მისი ტექნიკური მდგომარეობა მოითხოვს ყურადღებით შესწავლას. ასეთი მაღალი სიხშირის გადართვა უწევს იმ ჰესებს, რომლებსაც ძირითადად ევალებათ ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიხშირის შენარჩუნება.

ჰიდროტექნიკური ნაგებობებისა და ენერგეტიკული მოწყობილობების ხანგრძლივად საიმედოდ მუშაობის მთავარი პირობაა მიმდინარე და კაპიტალური რემონტების დროულად და ხარისხიანად ჩატარება. მაგალითად, კაშხლები ითვლება მუდმივად მოქმედ ნაგებობად, მაგრამ აუცილებელია თავალყური ვადევნოთ მის დეფორმაციულ-დაძაბულ მდგომაეობას, ასევე მისი ჯდომითი მახასიათებლებს, დეპრესიის მრუდებს და მის ფუძეში ფილტრაციის ინტენსივობის ცვლილებას.

დაწნევიანი და უდაწნეო წყალსატარები ითხოვენ მათ მოსახვაზე კონტროლს შესაძლო ფილტრაციის კერების აღმოსაჩენად. ფოლადის მილსადენები კი, თუ ისინი არაკლდოვან გრუნტში არიან განთავსებულნი, ითხოვენ კონტროლს ჯდომის ფაქტორის დასადგენად. ამასთანავე, საჭიროა რეგულარული ანტიკოროზიული შეღებვა და კომპანსატორების საიმედოდ მუშაობის შემოწმება.

წყალმიმღებები მოითხოვენ საექპლუატაციო პერსონალის მუდმივ მეთვალყურეობას, რადგანც გისოსის ღეროები ხშირად იჭედება მოტივტივე ნატანის ნაგავით და ყინულით. გისოსები დროულად უნდა გათავისუფლდეს ასეთი გამტარუნაროიანობის შემამცირებელი მოტივტივე ნატანისაგან სპეციალური გამწმენდი მოწყობილობების გამოყენებით.

მკაცრი ზამთარის პირობებში შესაძლებელია გისოსის ღეროებზე წარმოიშვას ყინული, რომლის მოშორება მექანიკური წესით ვერ მოხერხდება. ამიტომ საჭიროა მათი წარმოშობის აღკვეთა გამთბარი სითხის მიწოდებით სპეციალურ სადინარებში.

დაბალდაწნევიანი დერივაციული ჰესების შემთხვევაში ფსკერული და შეწონილი ნატანის დალექვა წყალმიმღების წინ დიდ საფრთხეს უქმნის ჰიდროკვანძს, ამიტომ საჭიროა წყალსაგდების საკეტების დროული მანევრირება ნატანის ქვედა ბიეფში გადასაშვებად. ასევე საჭიროა სალექარში დალექილი ნატანის დროული მოშორება სათანადო საკეტების პერიოდულად გაღებით.

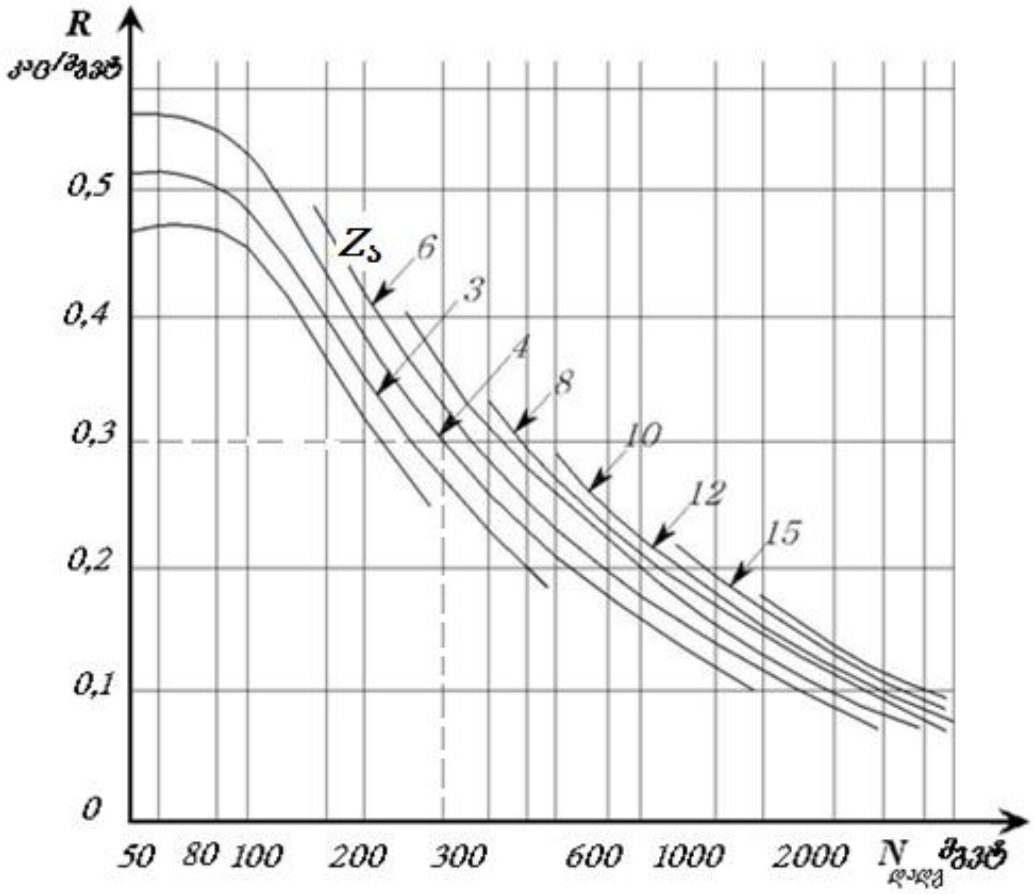
ჰესის უწყვეტად მუშაობის აუცილებელო პირობაა მიმდინარე და კაპიტალური რემონტების დროულად და მაღალი ხარისხით შესრულება.

კაპიტალური რემონტის პერიოდულობა, როცა დადგმული სიმძლავრის გამოყენების რიცხვსაათი შეადგენს 3 000 სთ/წელიწადში, საშუალოდ 8 წელია. ასეთი რემონტი ძირითადად სრულდება მოწვეული სპციალიზირებული სარემონტო საწარმოების მიერ. მიმდინარე რემონტი კი უნდა შესრულდეს თვითონ ჰიდროელექტროსადგურში მომსახურე პერსონალის მიერ.

რემონტზე მომუშავე პერსონალის კვალიფიკაცია მნიშვნელოვნად განსაზღვრავს როგორც შესრულებული სამუშაოს ხარისხის დონეს, ასევ ხანგრძლოვობას, ამიტომ მნიშვნელოვანია შრომის ორგანიზაციის მეცნიერული მეთოდების დანერგვა სარემონტო სამუშაოების დროს. ეს

ხორციელდება მუშა-მოსამსახურეთა კვალიფიკაციის ამაღლებისა და ტექნიკური პროცესების მართვის ავტომატური სისტემის გამოყენების გზით. როცა ადგილი აქვს დიდი ხნის წინ ექსპლუატაციაში შესული ჰიდროელექტროსადგურის მართვას, მიზანშეწონილია დამონტაჟებული დამხმარე და ძირითადი მოწყობილობების მოდერნიზაცია ან რეკონსტრუქცია. ვინაიდან, დროთა განმავლობაში ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მოთხოვნილი რეჟიმები იცვლება, შესაძლებელია ზოგიერთ ელექტროსადგურში ეკონომიკურად ეფექტური აღმოჩნდეს დამატებით ტურბინა-გენერატორის დამონტაჟებაც.

ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების ანგარიშებში ერთ-ერთი მნიშვნელოვან ფაქტორს, რომელიც განსაზღვრავს ეფექტიანობის დონეს, არის ჰესში დასაქმებული მუშა-მოსამსახურე პერსონალის რიცხოვანება. იგი დამოკიდებულია ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა ტიპზე და ძირითადი და დამხმარე მოწყობილობების კონსტრუქციათა სირთულეზე. ეს რიცხვი, დროთა განმავლობაში მოწყობილობების და ნაგებობების საექსპლუატაციო მახასიათებლების სრულყოფის გამო, რასაკვირველია მცირდება.



ნახ. 16.1 ჰესის მუშა-მოსამსახურეთა პერსონალის ხვედრითი რიცხოვანება

ამჟამად მიღწეული საექსპლუატაციო მახასიათებლების სრულყოფის გათვალისწინებით ნახ. 16.1-ზე ნაჩვენებია საწარმოს პერსონალის ხვედრით რიცხოვნებასა $r_{ხვ}$ და ჰესის

სიმძლავრეს შორის დამოკიდებულების გრაფიკი. პერსონალის რიცხოვნება მნიშვნელოვნად არის დამოკიდებული ჰესის შენობაში დამონტაჟებულ აგრეგატთა $Z_ა$ რაოდენობაზე. ამ გრაფიკის მიხედვით, როცა ჰესის დადგმული სიმძლავრე 300მგვტ-ია და სამანქანო დარბაზში 4 აგრეგატია დამონტაჟებული, $r_{ხვ.რიცხ}$=0.3კაც/მგვტ. ეს იმას ნიშნავს, რომ საჭირო საექსპლუატაციო პერსონალის რაოდენობა ტოლია $r_{ხვ.}$ $N_{მგვტ}$ =0.3·300=90კაცის.

ლიტერატურა:

1. ანგარიში სამეურნეო თემაზე ,,ელექტროენერგიის გრძელვადიანი ტარიფის დადგენის პრინციპები და მეთოდოლოგია საბაზრო ეკონომიკისა და მარეგულირებელი ორგანოს მოქმედების პირობებში“. ნაწილი I და II. ნ. კოდუას ხელმძღვანელობით. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი. თბ., 2005.
2. დანელია ნ., ჰიდრავლიკა, ,,განათლება“. თბილისი 1972 წ.
3. ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია, საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის დადგენილება 14, 30.07.2014.
4. ელექტროსადგურების საექსპლუატაციო რეჟიმების დადგენა საქართველოს ენერგოსისტემის დეფიციტურობის გათვალისწინებით. ,,საქენერგოს“ დაკვეთით შესრულებული სამეურნეო თემის ანგარიში. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი. თბილისი. 1993.
5. კოდუა ნ. ენერგეტიკული ობიექტების მშენებლობისა და აღდგენა-რეკონსტრუქციის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების სოციალისტური მეთოდებიდან საბაზროზე გადასვლის განმსაზღვრელი პირობები. სამეცნიერო ჟურნალი ენერგია №4-5, თბ., 1998.
6. კოდუა ნ., ხაზალია კ., ნადარაია ნ. ჰიდროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების საკითხი საბაზრო ეკონომიკის პირობებში. სამეცნ. ჟურნ. ,,ენერგია“ №3(31), თბ., 2004.
7. კოდუა ნ., ახალი ან სარეაბილიტაციო ელექტროენერგეტიკული ობიექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში. სამეცნ. ჟურნ. ,,ენერგია“ №3(35), თბ., 2005.
8. კოდუა ნ., ახვლედიანი ა., წურწუმია ი. დადგმული სიმძლავრის დადგენა ჰიდროელექტრო-სადგურებისთვის საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ხუდონჰესის მაგალითზე. ჟურნალი "ენერგია" №2(54), თბ., 2010.
9. კოდუა ნ., ჰიდროელექტროსადგურების პარამეტრების დადგენა (მეთოდური მითითებები). ტექნიკური უნივერსიტეტი, თბ., 1988.
10. კოდუა ნ., ჰესების შენობის დაპროექტება (დამხმარე სახელძღვანელო). თბ., 1992. 86 გვ.
11. კოდუა ნ., მირცხულავა დ., ნიკოლაიშვილი მ. საინვესტიციო პროექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის შეფასების კრიტერიუმები ენერგეტიკული ობიექტებისათვის. ენერგია. №2-3. 2002. თბილისი.
12. ნიკოლაიშვილი მ., კოდუა ნ., ჰიდროენერგეტიკული ობიექტების დაპროექტების სტადიები და მათი მშენებლობის საკითხები საბაზრო ეკონომიკის პირობებში. სამეცნ. ჟურნ. ,,ენერგია“. №3(19), თბ., 2002.

13. Гидроэлектрические станции. Под ред: В. Я. Карелина и Г. И. Кривченко. М., Энергия, 1987-464 с.
14. Гидроэлектрические станции. Под ред: Ф.Ф. Губина и Г. И. Кривченко. М., Энергия, 1980. 367 с.
15. Гидроэлектрические установки. Под ред: Д. С. Шавелева Л., Энергия, Ленинград.1981. 516 с.
16. Использование водной энергии. Под ред. Д. С. Щавелева, Л., Энергия, 1976. 644 с.
17. Кодуа Н. Энерго-экономические расчеты на основе моделирования речного стока стохастическими дифференциальными уравнениями (СДУ), Технический Университет. Тбилиси. УДК.627.81:621.311.21. с.277. 2004.
18. Кольтынюк Б.А. Инвестиционные проекты, Санкт-Петербург, 2000.
19. Гидроелектрические станций ,,Энергия, москва 1980
20. Типовая методика определения экономической эффективности капиталных вложений. М. 1983.