

PN ACID-751

99642

GRID CODE OF THE REPUBLIC OF ARMENIA

**NIS Institutional Based Services Under the Energy
Efficiency and Market Reform Project
Contract No CCN-Q-00-93-00152-00**

**Delivery Order No 15
Armenia Restructuring**

Prepared for

United States Agency for International Development
Bureau for Europe and NIS
Office of Environment, Energy and Urban Development
Energy and Infrastructure Division

Prepared by

Hagler Bailly
455 Market Street
Suite 1420
San Francisco, CA 94105
(415) 882-1602

Contact

Dean S White

September 30, 1998

A

TABLE OF CONTENTS

Foreword

- 1 List of Terms
- 2 Dispatching Control
 - 2 1 Structure and Basic Principles
 - 2 2 Operating Conditions
 - 2 3 Levels of Command
- 3 Design and Development of the Armenian EPG
 - 3 1 Design Cycles
 - 3 2 Construction of Power Plants and Transmission Wires
 - 3 2 1 Capacity Balance
 - 3 2 2 Reserve Capacity
 - 3 2 3 Electric Power Balance
 - 3 2 4 Fuel Reserves
 - 3 2 5 Intersystem Connections
 - 3 2 6 Circuit Design and Grid Standards
 - 3 2 7 Substation (SS) Design
 - 3 2 8 Electric Power Plant Circuit Design
- 4 Reliability Provisions
 - 4 1 Governing Instructions on Energy System Stability
 - 4 1 1 General Provisions
 - 4 1 2 Standard Disturbance
 - 4 1 3 Real Power Static Stability Factor
 - 4 1 4 Load-Node Voltage Safety Factor
 - 4 1 5 Energy System Stability Standards
 - 4 1 6 Implementation of Energy System Stability Requirements
 - 4 2 Relay Protection and Backup for Breaker Failures
 - 4 3 Automatic Reclosure
 - 4 4 Automatic Fault Protection Equipment
 - 4 4 1 General Provisions
 - 4 4 2 Control Actions of Automatic Fault Protection Equipment
- 5 Automatic System of Dispatching Management (ASDM)
- 6 Dispatching Communicatio
 - 6 1 Dispatching Telephone Communication (DTC)
 - 6 2 Facsimile Communication

- 6 3 Telecommunications Channels
- 7 Long-Term Planning
 - 7 1 General Provisions
 - 7 2 Forecasting
 - 7 2 1 Load Forecasting
 - 7 2 2 Forecast of Available and Operating Power
 - 7 3 Reserve
- 8 Short-Term Planning
- 9 Normal Regimes
 - 9 1 General Provisions
 - 9 2 Regulation of Energy Regime
 - 9 3 Frequency Regulation in the Energy System
 - 9 4 Control and Changing of Circuit Design and Regime of Electric Grid
 - 9 5 Equipment Shut-Downs and Start-Ups
 - 9 6 Supervision of Operative Control Relay Protection, Line and Automatic Fault Protection Equipment Facilities, Their Decommissioning from and Commissioning to Operation
 - 9 7 Testing Commissioning of New Equipment to Operation
 - 9 8 Transmission of Operative Information Maintaining Operations Reports
- 10 Prevention and Elimination of Emergency Violations
 - 10 1 General Provisions
 - 10 2 Sudden Reduction of Frequency by 0 1-0 2 Hz and more
 - 10 3 Further Reduction of Frequency below 49 5 Hz
 - 10 4 Long-Lasting Drop (Despite Measures Undertaken) of Frequency below 49 5 Hz for a Term of 15 to 20 Minutes
 - 10 5 Drastic Drop of Frequency (Despite ARF System Operation, the Frequency Remains at the Level of 49 Hz and Lower for 3 to 5 Minutes)
 - 10 6 Voltage Drop at Control Points in the Energy System below Tolerable Normal Levels
 - 10 7 Further Voltage Drop (Despite Reactive Power Reserve Use) or Sudden Drastic Voltage Drop down to Established Emergency Level
 - 10 8 Dangerous Overloading of Inter- and Intra-System Connections
 - 10 9 Regime Violations due to Non-Disconnected Short-Circuit
 - 10 10 Asynchronous Operation
 - 10 11 Drastic Increase of Frequency above 50 5 Hz
 - 10 12 Further or Sudden Increase of Frequency up to 51 5 Hz and Higher
 - 10 13 Emergency Separation of Energy System into Non-Synchronously Operating Parts with a Possibility of Voltage Zeroing at Some Parts
- 11 Power Reserves

RULES FOR OPERATION AND DEVELOPMENT OF THE ARMENIAN ELECTRIC POWER GRID

Foreword

The Electric Power Grid (EPG) of Armenia is a highly automated continuously developing technological system composed of the following components

- electric power plants operating in parallel
- the united high voltage transmitting network
- the central dispatching management (Armenergo) and
- distribution networks

These entities interact according to a common schedule dictated by the united system of dispatch and automatic control

The EPG of Armenia and the organizations that provide for construction, operation and development of the Armenia EPG (e.g., transport repairing and construction enterprises, designing and research institutes) comprise a significant portion of Armenia's industry

The main purposes of the Armenia EPG are

- to provide a reliable supply of high-quality electric and heat energy to customers, and
- to furnish an infrastructure for efficient transmission of electricity between producers and consumers

1 List of Terms

Electric power balance (of electric power)	Equality of generated and delivered
Dispatcher's training facilities	A complete set of hardware and software designed for training of dispatching personnel
Dispatching control	Real-time control of the grid
Transmission capacity reserve	Additional active power value which can be transmitted through a specific electric power

	line (with a specific section)
Installed capacity of a generator (electric power plant or combined heat-and-power station)	The capacity at which a generator is able to operate for an extended period without overloading, in accordance with its specifications
Available capacity of a generator	The amount of capacity that is presently available considering the current restrictions on the unit
Operating capacity of a generator	Maximum capacity which can be used during a specific period without overloading, after considering existing restrictions and temporarily non-operating portions of capacity
Connected capacity	The sum of power being generated plus spinning reserve
Production capacity	A reduced capacity level due to non-operation of certain equipment for routine/preventative maintenance technical upgrades or reconstruction
Unused capacity	An amount of capacity decommissioned for an extended period as a result of need for repairs
<u>Power transfer in a section</u>	
Steady state	Power flows that can be sustained for an extended period
Forced (during operation)	Increased loads for a finite time period in order to meet load requirements, prevent hydro spill conditions etc
Emergency permissible	Increased loads for a short time period
Emergency	Non-permissible increased loads for a short time period
Post- emergency	After disconnection of fault conditions

Increased (by design)	Increased loading due to an unfavorable condition at an electric power plant (the total duration of which does not exceed 10% in a year)
Long-term planning	Planning in the months to years time frame
Short-term planning	Planning for a period shorter than one month
Maximum electric power consumption	Maximum value of power consumed for a specified time period
Scheduled electric power consumption	Hourly schedule of power consumed for a specified time period
Electric Power Grid transmission capacity	Level of power which can be transmitted through a specific electric power line or a section (several electric power lines connected into a common electric power grid)
System status	Energy system status with respect to typical operational parameters
Steady system status	Operation in a steady-state condition
Transition system status	Operation following a disturbance, until resolution of abnormal electromagnetic and electromechanical operation (i.e., until normal frequency and voltage conditions are reached)
Generation reserve	Additional generating capacity that can be utilized within a definite time period
Operational reserve	The difference between operating capacity and load at the given time
Cold reserve	The operating capacity of a generator that is not connected to the grid but can be operating within several hours or less
Spinning reserve	Reserve capacity of an operating generator that is immediately available

Hot reserve	Reserve capacity that can be used within a few minutes
Nondelivered reserve	Amount of reserve that cannot be supplied due to a transmission restriction
<u>Repairs of basic energy facilities</u>	<u>Duration</u>
maintenance	up to 4 days
routine repair	4 to 15 days
medium repair	20 to 30 days
overhaul	40 to 90 days
Electric circuit diagram	Circuit diagram of equipment connections
normal	The condition when all the equipment is connected for operation
repair	The condition when a part of equipment is put into reserve or on repair
Technological information	Information on the grid electric circuit diagram and parameters of its regimes
Technological control	Control over the process of electric power production
Automatic control	Automatic control of the electric power production process without intervention of on-duty personnel
On-line dispatch control	Control of system operation according to commands of managing personnel
Electric connection	An assembly of grid elements connecting two parts of the EPG
Electric section	An assembly of elements of one or several

	connections, which being disconnected could completely separate the EPG into two isolated parts
Electric power system EPG	A complex of jointly (in-parallel) operating electric power plants and grids which are related by a common operating plan and united centralized dispatching control
Energy production	Processes of energy generation transmission and distribution

2 Dispatching Control

2.1 Structure and Basic Principles

The EPG dispatch control system is based on the following principles

- separation of dispatching and ‘general economic’ functions providing an independence of the dispatch function (including its control system) from the administrative and economic management of energy companies
- a two-level hierarchic organization of the system with direct subordination of on-duty personnel of each enterprise (the electric power grid, the Yerevan distribution grid, district grids) to the central dispatch control personnel
- providing the personnel of each enterprise with maximum independence in implementation of all operative functions that do not require the intervention of the on-duty manager at central dispatch
- the functions and responsibility of the on-duty personnel at the two levels of control are distinctly separated under both steady-state and emergency conditions and
- strict dispatching discipline

The Central Dispatching Control is organized in accordance with the Rules for Technical Operation of the Electric Power Plants and Grid (this document?) which specifies an organizational structure governing the tasks and functions of the dispatch control system

The control of the EPG operation is based upon one goal to provide the most efficient operation of the EPG as a whole while conserving energy resources and meeting energy supply reliability and quality requirements

The complexity of dispatch control requires that a number of more simple interrelated tasks be defined. These tasks are to be resolved at all levels of the dispatch control system

The following four control levels represent a separation of duties according to time frame

- long-term system planning for a term of greater than one month
- short-term system planning for a term of less than one month
- real-time control of the current system which is carried out by on-duty personnel, and
- automatic system control (under both normal and emergency conditions)

The long-term planning group has the following responsibilities

- forecasting energy consumption and specific load schedules,
- developing the capacity and electric power balance
- optimizing resource usage plans and equipment overhaul schedules,
- system planning for specific seasons (e.g. maximum level of operation occurs during autumn and winter periods of flooding, etc.) in connection with construction scheduling
- analyzing electric power supply reliability and quality,
- making recommendations for improvement of the dispatch control center and automatic control system and
- drafting and maintaining a set of dispatch instructions

The long-term plans are to be adjusted regularly to account for changing EPG conditions (e.g., power consumption levels, availability of hydroelectric resources, fuel competition, etc.). The results of long-term planning impose basic restrictions on short-term plans (such as weekly or daily rates of hydroelectric generation, repair capacity, etc.). Short-term plans are optimized after taking these restrictions into account and are based on more complete and accurate information about operational conditions during the current control cycle.

Real-time control (system operation by on-duty personnel) is performed according to daily schedules. When deviations from the schedule (e.g., power consumption, equipment conditions, etc.) occur, the plan is corrected as necessary in order to maintain reliability, power quality, and economic efficiency (thus bringing the plan to optimum conditions).

The shortest time frame considered is the automatic control level, which is implemented by centralized and local (decentralized) systems which include automatic control devices, relay protection and other automatic equipment.

2.2 Operating Conditions

The EPG can operate under various conditions which include normal, increased, emergency and post-emergency. Different tasks are performed under each of these conditions. The extent of automatic control and allocation of duties among on-duty personnel also varies. The following table describes the various conditions.

<u>Condition</u>	<u>Characteristics</u>
Normal	All established requirements of electric power reliability and quality should be met
Increased (forced)	Some adverse conditions are present Some requirements of electric power reliability and quality are reduced Emergency occurrence probability is increased
Emergency	The conditions can be largely resolved by means of protection and automatic equipment In certain situations this condition requires urgent response by on-duty personnel
Post-emergency	This condition occurs after an emergency Often increased supervision is necessary including response by personnel in order to limit the duration of the disturbance

2.3 Levels of Command

The Rules and Regulations in force require that all components of the electric power system (equipment hardware automatic devices and control facilities) be under operative control Dispatch staff and senior on-duty personnel at various control levels are responsible for the control of equipment

The term dispatch control means a type of operative subordination, where the operation of specific types of power system equipment is only carried out under the command of the particular dispatcher (or senior on-duty staff) who is responsible for it Dispatchers control the real-time operation of equipment Equipment control usually requires the coordination with a subordinated on-duty staff member actions by staff are to be carried out under direction of the particular dispatcher in control of the equipment

Each component of the power system may fall under the responsibility of one or more on-duty manager(s) possibly at one or more levels

All power system equipment related to power production and distribution is under the responsibility of the electric power system's on-duty dispatcher and on-duty personnel directly subordinated to him (e.g., power plant shift heads electric and heat grid dispatchers substation on-duty personnel etc.)

The dispatcher performs real-time control of the basic equipment that requires coordination with on-duty personnel at the various energy enterprises. This coordination includes manual changes to relays and other protection equipment to match the state of specific equipment under automatic control.

The on-duty dispatcher at the dispatch center is responsible for the operation of the power plants, transmission system components and inter-system connections. The dispatcher is also responsible for maintaining sufficient reserve capacity.

The principle of levels of command is extended beyond basic equipment and hardware to include relay protection and other protection equipment, automatic control systems and facilities, and dispatch and technical control facilities which are used by on-duty personnel.

Equipment under the responsibility of a specific dispatcher cannot be placed in service or removed from service without the permission of the dispatcher. If a manager provides instruction to a staff member in an area that is under the responsibility of the dispatcher, the staff member may only perform the task with the permission of a higher-level manager.

The EPG Central Dispatching Control controls the EPG operations and continuously regulates the EPG systems throughout each day.

The highest-level on-duty manager of the EPG, i.e., the EPG Central Dispatching Control dispatcher, is mainly responsible for maintaining the standard frequency. The responsibility for this task is also shared by the on-duty personnel of electric power plants with respect to the provision of spinning reserve.

The dispatch personnel control the main grid systems according to voltage. The Central Dispatching Control dispatchers maintain voltage levels at corresponding points of the basic electric power grid, which are specified by the Regulations.

When there is a temporary deficiency in capacity or electric power then the Central Dispatching Control defines the region where load shedding is to occur. The Central Dispatching Control dispatcher notifies the Energy Commission and instructs the grid dispatchers.

The highest level of operations control (i.e., the EPG Central Dispatching Control) develops and approves the basic instructions on effecting planning and operative control. The on-duty personnel of the various system enterprises must follow these instructions.

3 Design and Development of the Armenian EPG

3.1 Design Cycles

The development and design of the EPG includes

- carrying out a complete design cycle on the electric power system including its operation and control facilities once every 5 years. The engineering design includes power plant and transmission grid planning. Design periods are 5 to 10 and 15 to 20 years,
- periodic corrections of the design results if the initial data is revised and
- development of heat energy and electric power grid sections in conjunction with the design cycle of the electric power system (e.g. location of hydro power plants, electric power supply to towns, etc.)

3.2 Construction of Power Plants and Transmission Wires

Generation capacity expansion is necessary as the system load grows when additional reserves are necessary, and when obsolete power stations are removed from service.

3.2.1 Capacity Balance

A capacity balance is calculated during the winter period when Armenia's annual load is at its maximum for the year.

The available capacity of all power plants (the input part of the capacity balance) is determined according to the total installed capacity minus restrictions. Restrictions account for non-functioning sections of power plant capacity. The initial capacity of a new piece of equipment is to be commissioned in the accounting year, additional units at the same station are to be commissioned in the 4th quarter of the same year.

Restrictions are a reduction in the amount of available capacity such as capacity output restrictions, mismatching of certain components of power plants, lack of thermal load (for back-pressure type turbines), increased steam extraction or reduced hydropower plant pressure. When drafting the capacity balance for a term of more than 5 years, a total capacity reduction due to restrictions is assumed to be on average 10% of installed capacity.

Reduced hydroelectric plant capacity during a low water year is accounted in the balance separately as "non-used capacity."

When calculating the capacity balance, the planned capacity flows are taken into account. Generation capacities are accounted for in the input part of its balance, deliverable capacity.

represents the output part. The planned capacity exchange and the calculated capacity reserve are determined according to the capacity balance data and the EPG reliability provision terms. When determining a deliverable part of the EPG capacity balance, its absolute (‘non-regular’) annual maximum load is assumed.

The schedule for the day with the highest load of the year (currently in the winter period and typically in December) is considered as the maximum EPG load schedule. This schedule’s load maximum is determined by adding the ΔP_{nonreg} value to the regular value

$$\Delta P_{\text{nonreg}} = 0.01 P_m + 1.24 P_m$$

where

P_m is the regular maximum, MW

3.2.2 Reserve Capacity

The designed capacity reserve is determined by taking account of transmission capacity of the grid and in general is a sum of

- a repair reserve, which is necessary to compensate for potential capacity reductions that can occur due to nonscheduled repairs of equipment
- an operating reserve amount which includes two components: an emergency reserve to replace capacity during an equipment failure, and a load reserve to account for the possibility of unusually high peak loads (it should be assumed that these two components may occur simultaneously), and
- an economic reserve designated to compensate for potential balance distortions caused by rapid load growth in certain sectors of the economy

A repair reserve is determined separately for routine repairs, medium repairs and overhauls of the basic equipment.

The reserve size for routine repairs that occur during maximum load periods is assumed to be a percentage of the available capacity for each type of power plant: 2% for TEPP and KEPP with transversal connections and units less than 100 MW, 3.5% for units of 100 to 135 MW capacity, 4 to 4.5% for TEPP and KEPP with electric power units of 150 to 200 MW capacity, 5% for units of 250 to 300 MW capacity, and 4% for NPP with 440 MW units.

The reserve due to routine repairs of HPP units during the winter maximum load period is not planned.

Overhauls and medium repairs of generators, as a rule, are carried out during a seasonal low-load period. When a seasonal drop is not sufficient to allow for these repairs, then the necessary additional reserve for the winter maximum load period is to be determined according to the established schedule (period and duration) of medium repairs and overhauls over the course of an

annual load schedule. When accurate data are not available, then the following values for the average annual duration of electric power plant equipment maintenance for overhauls and medium repairs may be accepted: 4-1% of calendar time for HPPs; 2-5% for TEPP and KEPP with transversal connections and units less than 100 MW; 3-5% for units of 100 to 135 MW capacity; 4-5 to 5% for TEPP and KEPP with electric power units of 150 to 200 MW capacity; 5-5% for units of 250 to 300 MW capacity, and 11-5% for NPP with 440 MW units.

An additional repair reserve is allocated for an extended repair involving the equipment upgrade of a unit that has exceeded its service life.

The joint determination of operating reserve (its size and location) and capacities of a transmission connections is carried out based on a least-cost plan, taking into account the probability of damage caused by unreliable power supply. These calculations take the following into account:

- An analysis of generating capacity and reliability indices of the various types of generators and
- Energy consumption schedules and the potential for random load deviations from the planned values.

In the "Governing Instructions and Regulations on Designing Energy System Development," the reliability indices recommended for various types of units are given as average probabilities of relatively long instances of emergency downtime. These indices are: 0.005 for HPP units, 0.02 for TEPP with transversal connections, 0.055 for serial energy producing units (assuming more than 5 years after the first unit's manufacturing date) with a capacity of 150 to 200 MW, and 0.055 for TEPP units with a capacity of 250 to 300 MW and NPP units with a capacity of 440 MW.

The total reserve capacity, including repair and operating reserves and the national economic reserve (assumed to be 1% of the maximum load for the following 10 years and 2% for more distant perspectives) shall not be less than 17% of a the peak load.

The capacity balance is assumed to be acceptable when the generation capacity is calculated to be slightly lower than the deliverable capacity, however, the deficiency must not exceed half the capacity of the largest commissioned unit (such capacity deficiencies are considered to be random deviations within the forecast accuracy).

3.2.3 Electric Power Balance

The electric power balance, including information on the scheduled amount of electric generation, fuel use and heat energy production, is drafted based on the EPG capacity balance.

The balance contains a multi-year average generation figure for hydroelectric generation, the electric power balance is also verified for low-water years.

The electric power balance is considered satisfactory if the average availability for the TEPP's does not exceed 6 500 hours per year

3 2 4 Fuel Reserves

In order to meet the planned electric power balance sufficient fuel reserves are required in addition to judicious use of hydroelectric resources To this end, when designing a TEPP the following infrastructure shall be included in the design

- Residual oil storage reservoirs with 15 days' reserve capacity (without taking account of the state reserve) for a TEPP using residual oil delivered by railway as the primary fuel,
- Residual oil storage reservoirs with 15 days' reserve capacity for a TEPP using residual oil delivered by pipeline as the primary fuel
- Emergency residual oil reservoirs with 5 days' reserve capacity for a TEPP operating with a permanent gas supply from a single source (if the permanent gas supply is available from two independent sources, then the oil reserves are optional)
- Reserve residual reservoirs with 10 days' reserve capacity for a TEPP utilizing a seasonal gas supply

3 2 5 Intersystem Connections

When determining future transmission capacities of the intersystem connections to the grids of adjacent countries a total balanced power flow in each section shall not be less than n% of the maximum load of the smallest grid and the total transmission capacity of interconnections in these sections shall be not less than m% of the maximum load of the smallest grid, where n and m are

The smallest EPG capacity million kW	up to 10
n %	5
m %	15

The circuit design and corresponding parameters of the electric circuits shall meet the following requirements of transmission capacity and reliability

- Typical transmission power flows defined by an analysis of all system nodes that considers average generation levels and makes consideration for scheduled and emergency repairs shall be possible under normal operation of the grid As a rule, the grid shall also support

such operation within the specified stability standards when one of the grid's elements (e.g. wire or transformer) is disconnected and

- When scheduled and emergency repairs are being performed simultaneously at generation stations the grid design shall support the typical maximum power flows within the specified stability and voltage standards

3.2.6 Circuit Design and Grid Standards

When designing circuits and selecting grid standards double contingency conditions (emergency disconnection of an essential grid component while another component is under scheduled repair) shall be taken into account

The system may be designed for partial redundancy provided that the capacity deficit to occur during the repair of a system component does not exceed (taking reserves into account) 25% of the circuit's maximum load and is less than 50 MW assuming the circuit is operating at 220 kV and supply to customers is maintained

When designing the interconnection circuits for electric power plants and step-down substations transit power and power supply to customers must be maintained

Connection circuits for large HPPs and KEPPs operating on natural gas shall be designed to supply the full capacity of the electric power plant (minus plant own-use and power provided to the distribution grid) to the grid at all times, assuming all outgoing overhead lines are operating. During peak load times the circuits shall supply the full capacity of the plant even when one of the outgoing overhead lines is not operating. If an outgoing overhead line is being repaired then sufficient transmission capacity is needed to supply the full capacity of the plant less the capacity of the plant's largest unit

The circuit design for interconnection of an NPP shall provide for output of all available power of the plant during all stages of capacity commissioning at all times, including cases when one of outgoing overhead lines is disconnected

As a rule not more than two overhead lines of the same voltage shall be constructed between two nodes of the basic electric grid. If it is necessary to raise transmission capacity additional overhead lines should be constructed along other routes or a voltage increase of the original line should be considered

When designing the development of electric power systems and basic electric grids three-phase and one-phase short-circuit currents shall be calculated to reveal the requirements imposed on frequency regulation and switchgear equipment, as well to check the capabilities of existing equipment. Short-circuit currents (and if necessary voltage restoration rates) are calculated when

forming the development plan for the system the calculations are to consider a future term of 10 years, or 15 years for the design of grid nodes

Short-circuit current levels (AC component) on busbars of electric power plants and substations shall not exceed 31.5 kV at voltages of 100 to 150 kV and 40 kV at voltages of 220 to 330 kV. These levels are only allowed to be exceeded in special cases when justification is provided.

A preliminary design of circuit diagrams and parameters (including component capacities and physical locations) shall be performed that considers the requirements of HPPs, TEPPs, NPPs and substations in the range of 35 to 750 kV.

Based on the development plan including the sites to which electric power plants are to be connected, the following shall be determined during the preliminary design: the voltage level of power plant connections to the grid (as a rule, not more than two voltages are accepted), the number and directions of overhead lines emanating from the circuit breakers at each voltage level, the recommended allocation of units between voltages, the necessity of connections between two voltage levels and power transfer through these connections (or transformers), the requirements of principal circuits and in some cases to equipment of electric power plants that are related to parallel operation stability and PA applications (switchgear bus sectionalization, emergency load shedding), and short-circuit current values. In addition, the data associated with the development plan determines the level of power that is ultimately permissible under emergency back-up conditions (including power reserves and transmission capacity) that may occur if any breaker, including bus and sectional breakers, of the electric power plant is damaged.

3.2.7 Substation (SS) Design

The preliminary design of step-down substations for grid design and development planning (including substations located at large consumers) shall consider the following items: SS location, switchgear voltages, recommended circuit diagrams of electric connections for switchgear (during development planning this includes switchgear of 110 kV and higher) and requirements to grid sectionalization, number, capacity and rated voltages of transformers, SS electric loads for the designed periods, 110 kV-and-higher overhead lines including number and voltages and voltage adjustment limits on SS busbars, types and capacities of compensating devices, grounding system for neutral conductors of transformers, as well as requirements of the system's automatic equipment.

The design specifications for 35 to 750 kV substations stipulate an obligatory application of typical switchgear circuits for all voltages. Application of non-typical designs is only allowed after consideration of a feasibility study (this applies especially to substations under reconstruction).

These specifications stipulate the installation as a rule of two transformers at each SS installation of more than two transformers is allowed if a feasibility study is conducted as well as in cases where there are two voltage levels at the SS. One transformer may be installed initially for satisfactory SS operation provided that supply to consumers is backed up on the medium- and low-voltage grids.

Transformer ratings shall be sufficient to supply consumers, taking into account permissible overloading and reserves of medium- and low-voltage grids in cases where the highest-rated transformer is disconnected (for repair or replacement). The rating of each of transformer in two-transformer substation designs (if there is no back-up on the medium- and low-voltage grids) is selected by assuming that a transformer's loading may not be more than 70% of the SS maximum load for the designed period.

As a rule three-phase transformers up to 500 kV are to be installed at substations. If three-phase transformers of the required rating are not available then paired three-phase or one-phase units may be installed. When installing one group of paired transformers, a reserve phase providing the possibility to connect the two transformers with jumpers (under zero load) shall be provided. When installing two groups the provision of a reserve phase shall be determined by technical and economic calculations which consider the reserve of the medium-voltage grid.

3 2 8 Electric Power Plant Circuit Design

The design specifications for TEPP and NPP provide instructions for selection of types of step-up transformers for connections between higher voltage switchgear and for installation of reserved transformer power.

In a number of cases the selection of an option for two higher voltage connections – using two three-winding transformers or connections according to blocking the oscillator-transformer circuit or separate transformers – their connection through one or two circuit breakers, installation of one three-winding transformer and connection transformers – are to be justified by technical and economic calculations when designing a TEPP.

The total power of transformers connecting the higher voltage switchgear in a TEPP (including KEPP and heat-and-power plants) with switchgear of the generator voltage shall provide for output of the entire real and reactive power of the electric power plant to the grid except for the own-load and generator-voltage grid load during a period of minimum local load. Output of real power produced by a power plant during non-working days to the grid shall be provided as well.

The mentioned transformers power shall be sufficient to supply consumers fed by generating voltage during a period of maximum load when the most powerful generator connected to this switchgear is disconnected. When determining the required power of transformers, supply

conditions to consumers in the summer shall be taken into account if heat generating units are to be stopped due to heat load reduction

Each TEPP generator with a capacity of 300MW and higher is connected as a rule through separate transformers on the high voltage side. In some cases when a feasibility study is available connection of two units transformers in pairs on the high voltage side or connection of two generators through one separate winding transformer is allowed. For all cases circuit breakers shall be installed between generators and transformers. NPP units, as a rule are connected through separate transformers and breakers on the high voltage side. When two generator transformers of 330 kV or higher are installed as one unit with a capacity of 500MW, connection of these transformers in pairs on the high voltage side is allowed.

For TEPPs of 300 MW or greater capacity and 400 MW NPPs damage or failure of any breaker except for sectional and bus connecting ones shall not as a rule result in the disconnection of one unit or the number of overhead lines that is permissible according to the stability standard. When a sectional or bus connecting breaker is damaged or has failed or when a breaker fails or is damaged during the repairing of the other one then the simultaneous disconnection of two TEPP units or two NPP units and the number of overhead lines specified by the stability standard is allowed.

Damage to or failure of any breaker shall not as a rule result in disconnection of more than one circuit (two overhead lines) with a voltage of 110kV or higher if the transmission line comprises two parallel circuits. Repairing any breakers or 110kV or higher shall be possible without disconnection of the circuit.

As a rule, an overhead line disconnection shall be performed with not more than two breakers (or disconnection of step-up transformers connection transformers and own-load transformers with not more than three breakers) for each step-up voltage.

When TEPP generators are connected into units with three-winding transformers, then a breaker is installed between the generator and the transformer.

The specifications for NPP stipulate the installation of a breaker between a generator and two-winding step-up transformer. Decisions on generator breakers, which do not fall under these instructions shall be specially justified.

For HPP's the following types of electric power units may be applied: a single generator transformer unit, an expanded unit comprising several hydroelectric generators connected to one step-up transformer or a group of single-phase transformers, a united unit comprising several single or expanded units connected to each other without breakers on the high voltage side of transformers.

4 Reliability Provisions

4.1 Governing Instructions on Energy System Stability

4.1.1 General Provisions

These governing instructions establish stability standards for the grid system

The stability standards given in this document may be altered taking specific conditions into account, if a feasibility study is available

4.1.2 Standard Disturbance

Disturbances are divided into three groups I, II and III. The groups contain the following disturbances:

- a) a grid component disconnection with and without short-circuit (according to the groups in shown in Table 1)
- b) occurrence of emergency power imbalance due to any cause: disconnection of generators or units with a common breaker on the high voltage side, large substations or large consumers (distribution according to the groups is shown in Table 2)

In addition, the following disturbances are included into the group II:

- c) simultaneous disconnection of two circuits located in a common corridor for more than half the length of the shorter line, with the group I disturbance shown in Table 1
- d) disturbance of the groups I and II with disconnection of a grid element or generator which result in disconnection of another grid element or another generator connected to the same switchgear due to repairing of one of the breakers

If generator re-starting is possible after a short-term interruption of supply to a large consumer (caused by short-circuit, reclosure pause etc.), then it is necessary to consider the reactive load surge as one of the group I disturbances.

Standards for short-circuit disconnection time shall not be longer than the values indicated in Table 1a.

Table 1 Classification of Disturbance

Disturbance	Grid Voltage, kV	
	110-220	330-500
Failure of any grid element without short-circuit	I	I
One phase with successful reclosure (for 330kV and higher one phase reclosure, for 110-220kV three phase reclosure)	I	I
One phase with unsuccessful reclosure (for 330kV and higher one phase for 110-220kV three phase) **	I	I
Multiphase with successful and unsuccessful reclosure *	I	II
One-phase with failure of one breaker and UROV action	II	III
Multiphase with failure of one breaker (for 330-750kV grid one phase of breaker)	III	III

*) on the connection of NPP with an energy system

***) when automatic reclosure is not possible due to a sustained arc unsuccessful reclosure may be not considered

Table 1a

Rated Voltage, kV	330
Short-circuit disconnection time, sec	0 14

Table 2

Emergency power imbalance value	Rated disturbance group
Not more than output of generator or (with exception of the largest units of which there are few throughout the grid)	I
Not less than the imbalance for the group I, but not more than 1) maximum output of generators, 2) output of two NPP generators connected to one generators' unit	II
Not less than the imbalance for the group I, and not more than 1) power connected to one system of busbars at a single voltage of the plant 2) 50% of the plant capacity	III *

* Emergency imbalances of Group III are concerned with parallel operation through the adjacent grid connections

4 1 3 Real Power Stability Factor

The static stability factor (K_p) that applies to real power in a section is calculated by the formula

$$K_p = \frac{P_{np} - P - \Delta P}{P} \quad (2)$$

where P_{np} is real power transmitted under unstable conditions,

P is the power flow in this section

ΔP is the amplitude of real power irregular oscillations in this section (it is assumed that the flow P is varying within the range $P+\Delta P$ due to irregular oscillations)

Determination of the reduced power flow with respect to static stability in the section is performed by increased standards. The evolution of refined standards based on previously defined standards is attained by adjusting one or several parameters

It is necessary to consider increased flow in a section for certain increased standards that affect the power flow. Optimal P_{np} values are determined in the creation of new standards

New standards may only be imposed so that capacity remains balanced and the standard frequency is maintained

The transfer limiting with respect to static stability should consider the possibility of overload in a generator's rotor current, which is permissible for 20 minutes

A higher overload is allowed to occur (in all system states except for post-emergency conditions) if during a permissible time such an overload is automatically resolved without reducing the stability reserve in the section (e.g. through automatic starting of hydroelectric units, through reassigning hydroelectric units from ancillary services to regular generation etc.)

The real power irregular oscillation amplitude value (ΔP) in the section in question is determined for use in formula (2) by measured data

If such data is not available, the computed amplitude of irregular oscillation of real power in MW may be found using the following expression

$$\Delta P = \frac{Ph1 - Ph2}{Ph1 + Ph2} \quad (3)$$

where $Ph1$, $Ph2$ are the total load on each side of the section in question (in MW) multiplied by either 1.5 for manual regulation or 0.75 for automatic regulation

During system operation it is necessary, as a rule, to use the real power transfer values to control the rated reserves of static stability

When necessary, maximum permissible and emergency permissible power flows are given as functions of flows in other sections and voltages at nodal points of the grid. Such values are assumed to be controllable parameters

Depending on specific conditions other system parameters, in particular the phase angle, may be assumed to be controllable parameters. Permissible values of the controllable parameters, which provide a rated reserve factor according to real power, are determined based on analysis

4.1.4 Load-Node Voltage Safety Factor

Voltage Safety factor values (K_u) are related to load nodes and are computed by the formula

$$K_u = \frac{U - U_{kp}}{U} \quad (4)$$

where U is a voltage at the node considered,

U_{kp} is a critical voltage at the same node which corresponds to a limit below which instability occurs

The critical voltage at nodes of 110 kV and higher as a rule are not less than $0.7 U_{norm}$ and $0.75 U_{norm}$, where U_{norm} is the voltage at the load node considered in a normal state

To control the rated reserves according to the voltage at the load node during operation, the voltage at any node in the grids may be used. Permissible values of voltage at controllable nodes are determined through calculation

4.1.5 Energy System Stability Standards

The minimum static stability factor for real power in sections and voltages at load nodes are rated according to the EPG stability conditions

In addition, groups of disturbances which shall provide both dynamic stability and rated coefficients including static stability reserves in post-emergency regimes are found in the stability conditions

The requirements may be achieved by

- strengthening the electric power grid,
- reduction of short-circuit disconnection improvement and optimization of reclosure device adjustment (e.g. using the arc control during reclosure pause, selection of order for supplying electric power lines with voltage changing, reclosure pause duration, etc.)
- application of systems and devices for automatic prevention of stability violations and
- changing the EPG operation regime

The reserve factors are normalized according to a periodic static stability, while absence of self-oscillation shall be provided in the permissible domain of regimes. If a self-oscillation occurs, then measures to eliminate it shall be undertaken, and the section where oscillations are observed shall be urgently observed until the oscillations are controlled

In addition, the absence of thermal overload of the equipment shall be checked for permissible power flows while considering age and other conditions that are not related to system stability

The stability index values shall not be less than those shown in Table 3

Table 3

Power flow in section	Minimum reserve factors according to true power, K_p	Minimum reserve factors according to voltage, K_u	Groups of disturbances, which shall provide stability in a section	
			for normal circuit design	for repair circuit design
Normal	0.20	0.15	I, II, III	I, II
Hardened	0.20	0.15	I, II	I
Forced	0.08	0.10	-----	-----

When designing the EPG according to a normal circuit design and normal transfer the stability at the group I disturbances in circuits 500kV and lower shall be provided without application of PA

When operating the EPG according to a normal circuit design and normal flow, under group I disturbances the stability shall be provided without application of PA except when

- the implementation results in a need to restrict power flow to consumers or reduce hydroelectric generation
- due to the disturbance the static stability limit in the section is reduced by more than 25%

In the cases mentioned the stability shall be provided without a PA effect on the NPP shedding

In the start-up of generators PA may be applied in order to prevent a stability violation from a group I disturbance, but NPP shedding may not be affected

A post-emergency status established after rated disturbances should meet the following conditions

- the power reserve factor shall not be less than 0.08, and
- the voltage reserve factor shall not be less than 0.1

The length of the post-emergency status is determined by the time required by a dispatcher to restore normal conditions which is typically not more than 15 to 20 minutes

The possibility of additional disturbances (i.e., more than one accident at a time) during this time is considered

The stability in the conditions of disturbance resulting in weakening of the section may be not preserved, except under the following conditions

- a limit of static periodic stability in the section considered is reduced by more than 70%, and

- a limit of static periodic stability according to links remaining in the section does not exceed three times the amplitude of irregular oscillations of power in that section

In this case a division of operating links shall not result in cascaded failures, with PA operating properly. In the mentioned cases automatic division of the EPG at this section shall be achieved before an asynchronous state or its initial stage occurs.

During operation any deviation from the requirements related to normal flow (the first line in Table 3) means a transition to forced flow and shall be permitted by a superior operative body that is responsible for or controls this section. A transition to forced flow in the section during the time that the maximum load is exceeded or when flow is reduced to consumers, but not more than 40 minutes (including the time required to mobilize reserve generation including cold units, in a post-emergency state) may be carried out urgently with the permission of the on-duty dispatcher of the mentioned superior operative body.

Operation under forced flow is not permitted if the stability violations from group I or II disturbances and proper operation of PA could result in disconnection of automatic frequency adjustment and SAON from consumers with the total power exceeding the consumers restriction value by a factor of more than 10, which will be required to provide the rated indices of normal transfer.

The forced flow state is not allowed in the sections attached to the NPP.

In general the automatic cessation of asynchronous operation in the EPG shall be provided by grid division. Resynchronization both with automatic equipment application and supervision shall be backed-up by a division.

The permissible duration of an asynchronous state and its cessation methods are to be established for each section while avoiding damages to the EPG equipment, an additional synchronization violation or interruption of power supply to consumers. In addition special attention shall be paid to the stability of electric power plants and large load nodes, where the source of oscillations may occur.

4.1.6 Implementation of Energy System Stability Requirements

Evaluation of grid stability and stability standards is a necessary part of the design and operation of the EPG—

Stability is to be evaluated by

Selecting a basic circuit design for the EPG and revising the basic equipment location, including

- Selecting the EPG working plans

- Selecting a measure to increase the NPG stability including PA facilities,
- Determining parameters for adjustment of PA systems designed to increase the EPG stability and
- Checking implementation of rated stability indices and other requirements

In addition, an evaluation of stability shall be performed when developing and revising the requirements to the basic equipment of the system including relay protection, automatic equipment and regulation systems with respect to the NPG stability conditions

The issues related to verification of implementation of the normative requirements of Section 3 which includes an evaluation of steady-state normal and post-emergency states, estimation of their static stability, determination of unstable states, calculation of static stability reserve coefficients, and evaluation of dynamic stability are discussed below

Evaluation of the Steady-State Condition

When verifying the NPG stability the states corresponding to characteristic points in the schedules of daily and seasonal generation and consumption during normal operation and during repairs shall be considered. These states shall be considered as existing for a long time.

Generators in the steady-state condition shall be assumed to be a fixed voltage source (at the design voltage) with given real power output. Minimum and maximum values of available capacity should be defined considering voltage and real power in a given plant. The fixed reactive power, instead of voltage may be defined.

As a rule the load nodes shall be represented by real and reactive power values independent of voltage.

Parameters for the post-emergency state shall be defined by considering all possible changes caused by a transition process, including PA actions and overloading limiters of the generator's excitation windings and synchronous compensators. A frequency change shall be considered if a significant power imbalance is present.

When evaluating the post-emergency state the load nodes shall be presented by static voltage characteristics taking into account ARNT actions. The static frequency characteristics of generators and loads shall be taken into account when the frequency is changing.

Evaluation of Static Grid Stability

When non-periodic static stability is similar to the typical state, it is only necessary to evaluate the typical state.

If when evaluating the non-periodic static stability the condition $U > U_{kp}$ is violated at any load node then the corresponding state shall be considered non-periodically unstable

Evaluation of frequency stability shall be performed when

- During normal operating conditions there is evidence of the possibility of undamped or slightly damped oscillations in order to determine the permissible system state and efficient measures for prevention of excessive oscillation,
- During the design stage, if difficulties in providing frequency stability may be expected, in particular if new equipment such as generators excitation systems and ARV will be used at the electric power plant

When verifying the non-periodic stability the generators may be assumed to be unchangeable voltage sources (at the designed voltage levels depending on ARV type) with given real power capability, and the loads – by static characteristics without taking transformers' voltage regulation into account

Evaluation of Unstable System States

In order to determine the stability reserve factor with respect to real power in the section a transition of system status is carried out by increasing power flow in the section until an unstable state is reached

The rate of transition shall greatly change the state of the evaluated section Evaluation of transitory states is accompanied by checking their static non-periodic stability

In order to increase flows in the section considered in the evaluation it is recommended to load generators on one side of the section and shed them on the other side Reaching the limits according to maximum or minimum capacity of generators it is recommended to increase flows by a corresponding decrease or increase of the loads real and reactive power If the load is reduced to a possible minimum in actual conditions then for further increases in flow it is necessary to overload generators by removing the corresponding limitations (according to generator stator current transformer current power of units and so on, except for limitations according to rotor current)

If the considered section links two parts of the EPG with the smaller one being in deficit then the main method for altering the status of this section shall be increasing the deficit load

If other factors causing an increase in flow are characteristic for a specific situation then to alter the system state such factors shall be considered as well

When altering the system state generators may be represented in the same fashion as when the steady-state condition was evaluated and the restrictions in generators reactive power shall be as it was indicated above

The changes in real power for generators under the influence of secondary regulation are to be taken into account if necessary In this case all automatic control devices preventing maximum flow in this section (automatic flow restriction automatic protection equipment) shall be considered for disconnection

Large load nodes located at grid points where significant voltage changes (more than 10 to 15%) are possible when the system state is altered shall be represented by static characteristics taking ARNT into account For other loads assumptions of $P_n = \text{const}$ and $Q_n = \text{const}$ may be made

When altering the system state by means of a load increase it is recommended to assume the increase of reactive load if actual data are absent to be proportional to the increase of real load with a proportionality factor being equal to 0.5 to 0.7 M_{var}/MW

When considering the rate of transition under significant frequency changes there shall be additional static characteristics of power vs frequency for generators and loads

The determination of a critical voltage in a load node includes the following

- If there are synchronous motors operating with disconnected ARV at the load node, then the critical voltage shall be assumed to be equal to $0.85 U_{nom}$, to revise them an evaluation of motor parameters and their excitation systems are needed
- If there are specific electrical loads (e.g., direct current electric drives) at the load node then U_{cr} values shall be specified taking into account corresponding departmental regulations
- If there are long or highly loaded lines of a distribution grid (which are not included in the designed circuit diagram of the energy system) at the load node then the critical voltage shall be revised by calculations according to a special scheme This scheme shall take into account a distribution grid fed from the considered node adjustment of step-down transformers' voltages, static voltage characteristics of all the basic groups of electric generators and their critical voltage values The EPG part, which is external with respect to the node is not accounted and the node in question is assumed to be a balancing one (BN) In the first computation of voltage the BN is assumed to be equal to a normal voltage at this node In the following computations the BN voltage is reduced from one calculation to another

The critical voltage is assumed to be equal to a minimum voltage of the balancing node at which a static non-periodic stability of the load node is maintained but not less than U_{cr} values mentioned above

Evaluation of Dynamic Stability

It is recommended to apply design models which account electromagnetic transition processes in the excitation winding and damping circuits and transition processes in the excitation system including ARV, in the evaluation of dynamic stability for generators close to the short-circuit point. Other generators may be substituted with static voltage behind the impedance.

When evaluating short-term transition processes it is allowable as a rule to assume the turbine capacity as constant.

In the evaluation of dynamic stability for large load nodes (especially for those located near generators and in the sections where the system stability may be distorted) the equations of induction motors and synchronous motors (if the power consumed by the latter is significant) shall be applied.

For other load nodes it is allowable as a rule to use static characteristics and in the nodes where voltage drop in the transition state (after disconnection of short-circuit) does not exceed 5 to 10% a load may be represented by a constant resistance and the locations far away from short-circuit may be represented by a constant power or by taking it into account in the generating nodes balance.

Self-disconnection of electric loads under large voltage drop shall be taken into account as well.

The verification of stability requirements under rated disturbances shall be carried out by taking account of PA action designed for automatic prevention of stability violations (APSV) i.e. the verification of APSV efficiency should be included.

Models are to be revised as further operational and modeling experience is obtained.

4.2 Relay Protection and Backup for Breaker Failures

All elements of the basic EPG of Armenia (lines, transformers, busbars) shall be equipped with high-speed relay protection which activation time does not exceed 20 to 25 ms and a total time of short-circuit disconnection is about 80 ms.

Relay protection devices must prevent damage by using all necessary means of backup since short-circuits must be disconnected in order for system operation to continue.

In order to alleviate short-circuits when basic relay protection or overhead line (transformer) breakers fail various back-up methods and facilities are envisioned **long-distance facilities** at neighboring substations and **close facilities** at the substation in question

The long-distance facilities include back-up multi-stage relay protection from inter-phase short-circuits and from short-circuits to ground remote disconnection devices (transmission of the disconnection command for the breaker is installed at the far end of the line) when the first remote relay protection is activated

High-frequency channels with transmission of signals via wires or microwave channels are used for relay protection purposes The band up to 47kHz with transmission rate up to 40 kbaud is used for the purposes of relay protection and automatic equipment

In the course of system development a long-distance back-up by means of relay protection of adjacent elements becomes more difficult or non-effective because of the impossibility to provide the required sensitivity based on the required speed of short-circuit disconnection as well as non-selective disconnection of a large number of connections

Close local backup facilities include backup devices for breaker failure (BDBF) doubling i.e. application of two or sometimes three basic relay protection devices on the overhead line (usually of various types e.g. differential-phase and distance with transmission command for remote disconnection) connected to various current and voltage transformers various automatic breakers (including fuses) of direct operative current and affecting different coils of a breaker's disconnection special current or remote bus connecting (or sectional) breakers which divide the systems (or section) of busbars if a short-circuit is not disconnected on the elements outgoing from buses and which results in increase of sensitivity and selectivity of backup relay protection performing long-distance back-up

In the future microprocessor units containing technical diagnostic facilities together with relay protection and emergency information recording devices will find wider application Accumulation of a data base for emergency information will allow for improvement of both operative analysis of emergencies and retrospective analysis allowing an evaluation of proper operation of protection measures and to reveal automatic device faults

The main advantages of microprocessor devices are as follows

- high reliability of device functioning due to permanently operating self-diagnostics
- simplicity of technical and operative maintenance with lesser expenses for training of personnel and operation,
- possibility to obtain any form of characteristics
- possibility to obtain devices reacting to emergency current and voltage components,
- automatic adaptation to changing of the grid circuit design and plan,

- simultaneous adjustment of several settings in one relay with putting any of them into operation from any operative control level
- recording of analog and discrete information in emergency regimes and transmission of this information to any level of dispatching control
- monitoring of normal system parameters from any level of dispatching control
- integration with the systems of control and monitoring of grid components and power plants
- possibility for inclusion into an automated system for generation and grid monitoring to help on-duty personnel and the capabilities of the relay protection in Armenia

4.3 Automatic Reclosure

All overhead lines and many buses of the EPG basic grids substations are equipped with automatic reclosure devices

Automatic reclosure devices assist in preventing development of emergency situations and in the restoration of the grid's normal circuit design by means of restoring the relay protection on lines or buses after unstable damages – false or extra activation

4.4 Automatic Fault Protection Equipment

4.4.1 General Provisions

In order to prevent the occurrence and development of emergency distortions in the EPG and to speed up restoration of the normal regime – automatic fault protection equipment shall be used. Its application prevents occurrence of system incidents which are accompanied by interruption of electric power supply of consumers over a large area

A set of automatic fault protection equipment comprises several subsystems fulfilling the following functions

- automatic prevention of stability violations (APSV)
- automatic elimination (termination) of an asynchronous regime,
- automatic restriction of frequency reduction,
- automatic restriction of voltage drop
- automatic restriction of frequency and voltage increase and
- automatic shedding of equipment

The automatic fault protection equipment shall implement the following function in accordance with a set of monitored indices

- to evaluate the EPG conditions
- to reveal presence of an emergency and to assess its severeness, and

- to determine necessity and required intensity of control action

4.4.2 Control Actions of Automatic Fault Protection Equipment

Automatic fault protection equipment shall implement the following basic control actions

- turbine shedding
- generator disconnection
- load disconnection,
- programmed focusing of generators' excitation,
- control of longitudinal and transversal compensation set-ups
- compensation focusing starting by-passing reactors shutting down of by-passing reactors
- separation of the energy system into non-synchronously operating sections
- capacity reserve realization
- disconnection of individual electric power lines and link transformers sectional and interbus breakers which does not result in the energy system separation and
- connection of loads disconnected earlier electric power lines transformers and breakers disconnected in due procedure

Other types of control actions are under development are under introduction into practice or have limited application other than those mentioned above

- electric breaking of generators
- loading of steam turbines by affecting a regulation system or by disconnection of high pressure take off and thermal take off
- loading and unloading of hydroturbines
- control of transmission power and direct current load etc

It is recommended to apply control actions discretely i.e. control action of specific intensity prepared beforehand by a corresponding signal

Taking account of possible damage it is expedient to use a specific priority of control actions which depends on the action purpose and type of automatic fault protection equipment. Control actions with lesser priority shall be used when higher priority control actions capabilities are exhausted or they shall be used as back-up actions or when the system is not ready to use higher priority control actions. When selecting a control action it is necessary to take account of electric technical and energy equipment conditions

Turbine off-load A steam turbine off-load is implemented through a regulation system using two inputs: high-speed input (electrohydraulic converter) and low-speed input (turbine control mechanism)

Two types of turbine off-loading are used – short-term and long-term

Short-term (pulsed) off-loading of a steam turbine (SLT) is a rapid reduction of turbine capacity due to closing of regulating valves for a few seconds. It is used during the automatic prevention of stability violations to reduce excessive kinetic energy of generating units' rotors at the initial stage of transition process caused by emergency disturbance. Action intensity is characterized by depth and rate of off-loading.

The SLT is realized by feeding a square pulse to the electrohydraulic converter with further exponential decaying at the rate approximately corresponding to a damping of electromechanical oscillations in the energy system.

The amplitude and duration of the pulse's square part is selected taking account of experimental dependence of off-loading depth on pulse parameters (pulse diagrams). Usual amplitude change range is 1 to 4 arbitrary units; duration is 0.1 to 0.3 sec.

The SLT step of the electric power plant may differ in amplitude or duration of the pulse's square part, as well as in number of generating units to be off-loaded. When selecting units for emergency off-loading, the expected frequency and discreteness of SLT shall be taken into account due to restricted resources of each generating unit.

Long-term off-loading of a steam turbine (LLT) or capacity restriction is a long-term solution due to the closing of the turbine's regulating valves and corresponding reduction of the boiler unit efficiency. It is characterized by off-loading depth and may be implemented through the electrohydraulic converter and/or control mechanism of the turbine and shall be accompanied by feeding of corresponding control actions to the boiler regime's regulating system.

Use of the LLT provides

- the prevention of stability violation
- the elimination of asynchronous regime and
- the restriction of equipment overloading

The restriction steps may differ in restriction signal value or number of units to be off-loaded. The LLT is realized by generating units and power plants' devices of capacity restriction. Units automatically go to restriction depth based on the plant's devices. Power plant personnel are allowed to use capacity restriction devices with and without a regulating circuit closed according to unit's power.

The first type of devices are used first because of higher accuracy of restriction. The power plants' devices allocate a given load according to units (energy units) taking account of their adjustment range, as well as allocation of units in the case of the system separation. If a total

adjustment range of the electric power plant is not enough then an additional generator disconnection is carried out

Generator disconnection is used for

- prevention of stability violations
- elimination of asynchronous regime and
- restriction of frequency increase and equipment overloading

The generators' disconnection is carried out by generators or generator-transformer units' breaker disconnection. These breakers shall be selected taking account of

- provision of required high-speed action and disconnection reliability
- number of generators to be disconnected by means of opening the corresponding breakers
- a circuit diagram of the electric power plant high voltage

If the specifications of technological automatic equipment and the regulating system of unit's rotation rate do not provide a reliable operation of the unit at idle run or with plant's internal power needs at TEPP and NPP then the generators disconnection device will close the stop valves with further disconnection of the breaker provided high-speed action is sufficient to implement automatic fault protection equipment functions

When selecting control action type it shall be taken into account that the generators disconnection

- is preferable at HPP than at TEPP,
- is expedient at TEPP or NPP only after exhaustion of capacity restriction possibilities and
- shall be used at NPP in the last place

When selecting the generators to be disconnected the possibility of keeping generating units operating to satisfy their own internal plant load will be considered

Load disconnection is used for

- restriction of frequency and voltage reduction
- prevention of stability violation
- elimination of asynchronous regime
- restriction of equipment overloading

Since the load disconnection is directly related to the non-supply of electric power to consumers it is recommended to use automatic reclosure after load disconnection

5 Automatic System of Dispatching Management (ASDM)

An automatic system of dispatching management based on contemporary computing facilities and acquisition and mapping of information shall provide an effective support to the central dispatching control personnel at all the stages of regime planning and operative and automatic control

6 Dispatching Communication

6.1 Dispatching Telephone Communications (DTC)

The DTC shall be organized on two or more mutually back-up channels one of them shall be a non-commutating one. Communication channels shall have a transmission band not less than 2kHz and shall be connected to dispatching switches on the both sides.

Calls on DTC channels shall be carried out by means of simple commutation manipulations without dialing.

6.2 Facsimile Communications

The dispatching center shall be provided with facsimile communication for transmission of printed and graphic documents.

6.3 Telecommunications Channels

Telecommunications channels may be duplex or simplex ones and shall provide operation at rates of 50 to 2400 baud.

7 Long-term Planning

7.1 General Provisions

In developing long-term planning regimes the EPG's central dispatching control fulfills the following functions:

- develops annual, quarterly and monthly balances of capacity for the EPG
- develops annual and quarterly plans of electric power production and transfer
- drafts proposal for correction of these plans (agrees to the plans to the quarter months with operations department)
- develops annual and seasonal schedules for water discharge regulation for HPP cascade water reservoirs
- monitors HPP cascade regime operations and makes necessary corrections to the schedules of discharging and filling of water reservoirs
- determines technical and economic indices of HPP, and calculates hydroresource use efficiency
- calculates and analyzes fuel resource provisions
- participates in development of operative plans for various-fuel types and keeps track of actual energy regimes of the existing fuel market,
- forecasts electric power consumption and typical daily load schedules for a period of long-term planning,

- calculates energy regime and draft schedules of load recovery for characteristic days of the planned periods which are necessary for developing of optimum long-term plans of electric power production and transfer
- takes into account technical-and-economic indices and analyzes use of individual groups of TEPP equipment
- develops measures for improving electric power production structure and reduction of conditional fuel specific consumption
- analyzes flexible use of TEPP equipment when regulating the regime
- determines permissible value of capacity shut-down for repair
- prepares proposals on optimization of overhaul and medium repairs of electric power plants basic equipment
- agrees on annual maintenance plans
- develops monthly plans for repairing of equipment which is in the responsibility of the central dispatching control dispatcher
- monitors electric power plants equipment repair plans
- establishes operation schemes of the basic electric power grid included in the responsibility of the central dispatching control
- develops the EPG regimes for characteristic period of the year (autumn-winter peak load flooding summer repair) as well as in the connection with introduction of new system s object into operation
- determines planned loads flows and voltage regimes in the EPG basic grid
- calculates optimum regimes of electric power grid for voltage and reactive power for characteristic days of the period (month quarter)
- determines the order for use of voltage regulation facilities and provides the schedules of voltage at points controlled by the central dispatching control dispatcher
- monitors the electric regime in general
- develops provisions for elimination of bottlenecks of the basic electric power grid which prevent reasonable use of capacities and optimum regimes observance
- analyzes the structure and time history of losses in the electric power grid
- determines measures for reduction of losses and improvement of voltage regimes,
- develops plans for intersystem and basic transit links repair and supervises implementation of the plans
- calculates stability short-circuit flows and asynchronous regime
- determines ultimately permissible capacities transmitted through basic transmit links
- assesses limitation parameters for various conditions of the EPG operation as well as in the connection with the introduction of new system s objects into operation
- develops or agrees to requirements for equipping the basic electric grid of the EPG with relay protection, line and automatic fault protection equipment facilities,
- chooses setting of relay protection and automatic equipment of intersystem and transit links

- agrees to settings and specifications of facilities included into the operative responsibility of the central dispatching control dispatcher
- determines values and settings of automatic restriction of frequency reduction
- instructs on application of special automatic equipment for load disconnection
- prepares proposal on duration of capacity and electric power restrictions for consumers in case of long-lasting deficit of capacity and electric power (energy resources),
- upon approval of these restrictions supervises their implementation and
- compiles summary schedules of capacity and electric power restrictions and emergency disconnections of consumers from the supply center according to RP data

The Central Dispatching Control also fulfills other important functions related to long-term system planning and to optimization of the EPG development including

- 1) provision of electric power export to foreign countries
- 2) improvement of the system
- 3) methods and operative dispatching control facilities and
- 4) equipping the EPG with new system's automatic equipment together with direct development of long-term regimes

Fulfilling these functions the Central Dispatching Control prepares proposals on development of the EPG and

- develops plans for introduction of new capacities of large grid's objects,
- determines the long-term EPG development terms of reference for designing of system's energy objects technical projects and start-up schemes of these energy objects
- participates in development of requirements to new large energy equipment dispatching and technological control facilities facilities of automatic control of anomaly and emergency regimes
- manages introduction of system's facilities and devices
- participates in development of governing instructions for improvement of the electric power system operation's technical level
- organizes research and development and adjustment works in increasing of reliability and economy of the EPG operation and electric power quality improvement
- reviews and approves works on development and automatization of operative-dispatching control which are carried out in accordance with the assignments of the CDC and ODC
- performs general technical management of telemechanics and communication facilities operation by organizations and enterprises of the industry,
- coordinates construction and operation of communication trunks of the industry
- operates technical facilities installed at the dispatching control room and the computer center of the CDC,
- develops provisions and instructions on operative dispatching control and operations
- keeps current and generalized reporting of the EPG operation, and

- organizes the system's testing which is related to determination of the energy system regime characteristics and introduction of regime control automatic facilities

The Central Dispatching Control divisions perform methodological management providing united technical policy in operative control improvement of methods and technical facilities of control and organization of clear interaction between all the levels of management

The CDC responsibilities for long-term planning of regimes are strictly restricted by the field of operative and regime operation

- development of the energy system perspective development issues
- planning of energy production and technical-and economic indices
- compiling of technical-and-economic characteristics and determination of permissible regimes of equipment operation
- management of equipping the energy system with relay protection line and automatic fault protection equipment facilities as well as location and adjustment of automatic restriction of frequency reduction special automatic equipment for load disconnection etc
- participation in development and introduction of measures for provision of electric power plants parallel operation stability increase of basic load nodes and important consumers supply reliability improvement of economic operation of electric power plants and the energy system as a whole increase of flexibility and control of electric power plants basic equipment reduction of electric power losses in the electric power grid improvement of energy quality automatization of dispatching control of the energy system and energy enterprises (energy objects)
- participation in inspection of electric power plants and grid readiness seasons
- drafting of dispatching instructions etc
- proposals on capacity and electric power balance expected typical schedules of loads
- materials for economic allocation of capacities
- schemes of the basic grid with parameters of its elements simplified (equivalent) design schemes
- desirable voltage schedules
- results of control measurements in the energy system
- summary schedules of emergency restrictions and consumers disconnections etc

The electric power plants personnel receives from the CDC

- data on optimum long-term plans of electric power production and energy resource use
- instructions on restrictions subject to according in long-term planning
- permissible values of repair capacity according to month and
- dispatching provisions and instructions, etc

7.2 Forecasting

7.2.1 Load Forecasting

Initial forecasts of electric loads are used as input information for all the tasks of long-term planning. For each interval of the corresponding year (week, month) energy consumption and characteristic daily load schedules – for average working day, Saturday, Sunday and Monday – are forecasted.

The forecast is performed based on a statistical extrapolation of the past regime to the future. In this case it is expedient to take account of specific features of load changes for various groups of consumers (industrial, commercial, residential) and industry branches. The forecasted load adjusted to average monthly climatic conditions (air temperature and clouds are taken into account). In forming the input data, actual information on load and consumption schedules are adjusted to rated frequency.

Forecasting of electric power consumption for each month is performed on the historical basis of several years (about 10 years). Monthly consumption of electric power is determined as a sum of consumptions for individual days – for average working days, sum for Saturdays, Sundays, Mondays, holidays and day before holidays. For each forecast period, the total adjusted forecasted electric power (kWh) is recalculated taking account the actual deviation of frequency value from the rated one, as well as temperature and illumination (clouds) from the mean multyear values.

Peak demands shall be forecasted separately.

7.2.2 Forecast of Available and Operating Power

To determine the capacity and electric power balance for a coming period (year, quarter, month, day) the values of available and operating power of the electric power plants shall be forecasted. In this case it is necessary to take account of disruptions and restrictions of the energy system capacities, and volumes of scheduled overhaul and current repairs (emergency reduction of capacity are determined by means of probabilistic calculations based on equipment availability indices).

The mentioned components of the electric power plant capacity shall be forecasted on the basis of both static methods (static extrapolation of the past to the future) and normative – information materials (e.g. determining periodicity and duration of scheduled repairs). The software for this forecasting is under development.

Depending on the length of long-term planning (month, quarter, year) individual components may be determined with a greater or lesser confidence. For example, lower efficiency generating

units shut-down for cold reserve and conservation may be accounted with a sufficient confidence

The capacities of units shut-down for overhaul and medium repairs are also practically definite values since these repairs are planned for a year based on the normative periodicity and duration and taking the capacity balance into account

The value of capacities of thermal electric power plants generating units which are in urgent repair are determined based on probabilistic characteristics observed over a number of years

When determining the values of available and operating capacities it is necessary to take in account the seasonal reduction of hydropower plants capacities. The lower capacity values are caused by reduction of head

- 1) during spring flooding due to high tail race and
- 2) during winter due to lowering of head-water because of water storage water-down

Together with a forecast of available and operating capacities values necessary to meet customer load an amount of electric energy W_{Σ} which could be produced by electric power plants is to be determined for long-term planning. As the first approximation a potential production of electric energy is evaluated by hour using the installed P_{in} capacity

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{in} T_i,$$

Where

P_{in} is an installed capacity of available equipment and
 T_i is hours of energy using the installed capacity of the given type equipment

Forecast of Equipment and Facilities Reliability Indices

Forecast of energy and electric technical equipment and facilities reliability indices and those of control facilities in operational condition is usually determined by extrapolation or direct propagation of reliability indices values obtained by statistical data to the coming period. If the coming period is not very long (not more than 2 to 3 years) than this method may be considered as acceptable. However there are cases when it is impossible to obtain confident values of reliability indices for some part equipment based on retrospective data

It is possible that operational experience of new types of equipment is insufficient to obtain confident data on their reliability or is absent altogether. In some cases new equipment reliability indices may be assessed estimated by considering the equipment as a system

comprising elements for which reliability data may be obtained based on historical operation data of similar elements or based on test data. If this is also impossible, then the corresponding characteristics are to be forecasted by means of expert estimates.

Thus, the basis for determination of equipment reliability indices (values which are necessary for dispatching control at all the levels of territorial and temporal hierarchy) is, as a rule, statistical processing of historical information on the equipment vulnerability and restoration ability.

Vulnerability and restoration ability of equipment is determined by conditions of manufacturing and operation, as well as external (natural) conditions. Therefore, when gathering information, many events and conditions under which these events occurred are to be considered. The calendar time of equipment failure and shut-down of equipment for repairs, type of damage, character and duration of repair, all characterize these events. These conditions are characterized by common elements (description, type and parameters, manufacturer, output date, etc.), operating conditions, causes of damages and putting to repair, etc.

7.3 Reserve

Reserve	Reserve designation	Reserve value
National economy	Long-term planning compensation for potential increase of consumption and delay of introduction of new capacities	2 – 3% P_{max}
Repair overhaul and medium repair	Compensation for shut-down of equipment to repair during maximum annual load The same during summer decrease of load	0.5 – 1% P_{distr} up to 9 – 10% P_{distr}
Current repair	The same during maximum load period The same during remaining time	3 – 4% P_{distr} 4 – 5% P_{distr}
Emergency repair	The same any time	4 – 5% P_{distr}

8 Short-Term Planning

Solving the problems of short-term planning of regimes the EPG's CDC fulfills the following functions

- forecasts daily load schedule for the coming period of short-term planning (from days to weeks)
- considers (permits/refuses) applications determines work conditions for the most complicated permitted applications
- instructs on changing the scheme and on regime preparation correction of ultimately permissible capacity values which are transmitted through controllable links using and adjustment of protection and automatic facilities changing of voltage schedules at control points etc
- determines operating capacity of electric power plants
- compiles capacity balances for morning and evening load maxima
- checks if necessary capacity balance for the night minimum and takes account of flexibility of electric power plants
- establishes permissible production of electric power from HPP cascades for the coming short-term period which long-term regimes are developed by the CDC it is governed by approved schedules of filling and draw down of water storage reservoirs and taking account of actual situation of hydro resources and meteorological situation
- determines restrictions on use of individual types of fuel imposed on the EPG regimes in accordance with fuel supply plans and actual situation with fuel reserves
- determines duration of necessary load restrictions for consumers if capacity and electric energy deficit is revealed
- calculates optimization of the EPG short-term energy regimes
- develops and approves daily schedules for the EPG operation – load schedules (consumed power) total capacity of the EPG electric power plants
- delivers these schedules to the on-duty dispatchers and
- analyzes daily the EPG operation for the past day in order to find out causes for deviation from the given schedules and evaluate actions of the on-duty dispatchers carrying out the schedule and the correction of regime in case of deviations from the operation conditions which were taken into account in planning

Short-Term Forecast of the EPG and Energy Nodes Loads

The forecast shall be done daily usually for every hour of the next day (and before holidays and prior-holidays-days for several days) It is also possible to use weekly forecasts with their further correction every day

When forecasting for a day or more (if the current day data are not known) the load of each hour is determined from the corresponding steady-state series of hour-by-hour loads of the several previous similar days in accordance with minimum risk conditions

When forecasting the load it is also expedient to use the load forecasts for regions information on the planned operation regime of large consumers (for the EPG level) and information from the media

Real and reactive load forecast at the electric grid nodes is necessary to provide information to electric and optimization calculation software

Short-Term (Daily and Weekly) Planning and Operative Planning

Reserve	Reserve designation	Reserve value	Reserve Character	Reserve Mobility
Repair (for emergency repair)	Compensation for shut-down of equipment for emergency repairs within short-term planning cycle	1-2% P_{dtr}	Hot (connected)	Minutes
			Non-connected	Dozens of minutes-several hours
Load (regulating)	Compensation for load forecast uncertainty	1-2% P_{max}	Connected	Minutes
			Non-connected	Dozens of minutes-several hours
Emergency First category	Prevention of stability violation automatic restoration of consumers supply which was disconnected by automatic fault protection equipment frequency restoration	According to local conditions	Connected and realized by automatic equipment actions	Parts of seconds-dozens of seconds
Second category	Elimination of current overload on electric power transmission line restoration of normal reserves of stability frequency restoration	According to local conditions	Connected or non-connected starting up manually	Minutes-dozens of minutes
Third category	Restoration of normal regime with significant deficit of capacity	According to local conditions	Non-Connected	Hours
Load (regulating)	Automatic control Compensation for load forecast uncertainty and for unforeseen forced changes of electric power plant capacity	1-2% P_{max}	Connected Starting up by automatic restriction of power drop	Seconds-dozens of seconds

The forecast methods may be based on two principally different approaches. The first method is similar to the one used for forecasting of the load schedule for the whole energy system and requires the same volume of information for each node and each type of load. The second

method is based on using of statistical data about dependence of active loads of individual nodes on a total load of the energy system and dependence of reactive loads on active ones. Its application allows reducing the volume of needed initial information significantly.

It is important to adjust historical load data, especially reactive power, to rated voltage according to statistical characteristics, and if there are frequency deviations, to rated frequency. Depending on the structure of load forecasting software and the availability of each electric node's historical loads, the forecast may be done for every hour of a day or only for individual characteristic points of the daily schedule. In addition, the forecast may be calculated for only that part of the grid for which it is supposed to make electric power projections.

9 Normal Regime

9.1 General Provisions

Operative control in normal conditions is performed by regulating the regime according to a given optimum daily schedule of operation with corrections (bringing to optimum additionally) of the regime when there are deviations of operating conditions from those accepted in the short-term planning. Solving problems occurring during normal operations, the dispatcher of the CDC and on-duty personnel of lower-level-control operation divisions carry out switching (stimulated by daily schedule or non-planned ones, which become necessary in the course of control) by means of changing the connection schemes of electric grids and energy objects, as well as the composition of connected equipment of electric power plants and electric grids (outages to repair or for reserve, start-up for operation after repair and reserve).

Acquisition, processing and documenting of operations information is performed at each level of the operative-dispatching control. The current regime is controlled by means of operative control facilities, including automatic control facilities, the conditions and adjustment of which are monitored by the on-duty personnel and are changed, if necessary.

9.2 Regulation of Energy Regime

The dispatcher of the EPG CDC

- regulates the energy regime of the EPG
- manages operatively the implementation of the optimum daily schedule of the EPG operation
- supervises and provides implementation of the schedules of power transfers, total power and capacity, hot reserve values, provided by the CDC
- changes dispatching schedules in order to bring the energy regime to the optimum. Additionally, in case of deviation of the EPG operating conditions from the planned ones.

adjusts capacity allocations taking reliability and electric energy quality requirement into account

- corrects the energy regime for changes in fuel supply
- dispatches electric power plants and electric grids in accordance with the optimum schedule of the energy system operation
- supervises implementation of capacity daily schedules by electric power plants
- correct capacity allocation among electric power plants by means of bringing the regime to optimum and in case of deviations of the energy system operating conditions from the planned ones
- monitors the fuel stock for electric power plants which have in sufficient fuel reserves and undertakes measures to off-load those electric power plants in the accepted order in case of unforeseen drastic decrease of fuel reserves
- provides the required priority and timeliness of starting-up and stoppage of large units at electric power plants
- supervises implementation of approved assignments on maximum capacity and technical minimum of capacity of units and electric power plants as a whole

Senior Operative Personnel of Electric Power Plants

- regulates the electric power plant capacity in accordance with the given schedule and dispatcher's instruction
- performs economical allocation of electric power and thermal power (on TEPP) between the units
- manages switching in the basic scheme of the electric power plant start-up and stoppage of units and auxiliary equipment impacting the capacity use reliability and efficiency of electric power plant operation
- provides reliable supply for own needs
- maintains (on TEPP) thermal carriers parameters (pressure and temperature of steam and hot water supplied to consumers) at normal level
- supervises fuel supply situation
- manages the actions of subordinate operative personnel on maintaining of normal indications of TEPP and NPP technological regime and HPP water regime

9.3 Frequency Regulation in the Energy System

The EPG CDC dispatcher

- controls the NPG frequency regulation by determination of the high-level ARFM centralized system use,
- coordinates the actions of subordinate operative personnel on maintaining of the required regulation range,

- controls the use of large HPP capacity
- revises the capacity balances in the EPG for morning and evening peak loads and undertakes measures to introduce additional capacity if necessary
- determines duration of power restrictions and introduce these restriction in accordance with the decisions of the CDC management when there is a capacity deficiency caused by deviations from the schedule
- monitors allocation of capacities between the regulating electric power plants which is implemented by ARFM system and availability of necessary regulating reserve at these electric power plants

Senior Operative Personnel of Electric Power Plants

- monitors operation of the units involved into automatic regulation
- fulfills assignments of superior operative personnel on manual adjustment of frequency and maintaining of required regulating range

9 4 Control and Changing of Circuit Design and Regime of Electric Grid

The EPG CDC dispatcher

- monitors the circuit design and regime of the EPG and changes them in accordance with the reliability conditions if necessary
- coordinates the actions of subordinate operative personnel for implementation of the given schedules of voltage at control points of the EPG basic grid and use of voltage regulating facilities these providing optimization of the electric regime
- prepares the EPG circuit design and regime to expected unfavorable meteorological events (storm icing hurricane) undertaking additional measures for reliability increase
- manages the actions of RC dispatchers and operative personnel of energy objects on maintaining a reliable circuit design of the EPG basic grid regulation of voltage and optimization of electric regime as well as preparation to expected natural events
- monitors and if necessary changes the circuit design and regime of the basic (supplying) grid of the energy system providing reliable operation in parallel of electric power plants by means of restriction to permissible limits power transfers through intersystem and internal transit links as well as current loading of equipment
- supervises preservation of reliable scheme of supply to load nodes and to important consumers
- manager voltage regulation in the energy system maintaining of voltage at control points in accordance with the given schedules and undertaking measures for maintaining of the optimum electric regime in the basic grid
- supervises use of reactive power and loaded regulating devices for the supply grid s transformers, and
- monitors the condition of the energy system basic equipment

Senior Operative Personnel of Electric Power Plants provides regulation of voltage on the electric power plants busbars with optimum allocation of reactive power among generators

Senior Operative Personnel of Electric Grids

- monitors the scheme and regime of the grid which is in its responsibility and if necessary changes the scheme and regime in accordance with the conditions of consumers supply reliability and the grid's efficient operation
- provides for maintaining of voltage levels in supply centers of the distribution network which provide normal voltage at consumer's premises
- regulates reactive power of CK
- changes positions of loaded transformers voltage regulating facilities and
- switches on and off condenser batteries in accordance with efficiency and electric energy quality requirements

9.5 Equipment Shut-Downs and Start-Ups

The energy system's dispatchers and the senior operations personnel of electric power plants and electric grids

- supervise shut-down of equipment from operation (or reserve) and its start-ups to operation (or reserve) in accordance with permitted applications
- permit carrying of operations on equipment and facilities included in their operative control
- prepare the circuit design regime and facilities of automatic equipment and relay protection to operations according to applications
- manage the actions of subordinate operative personnel when operating on equipment and facilities included in their operative control
- consider and resolve issues of non-scheduled operations on equipment and facilities included in their operative control (if operation duration falls into one shift)

9.6 Supervision of Operative Control, Relay Protection, Line and Automatic Fault Protection Equipment Facilities, Their Decommissioning from and Commissioning to Operation

The CDC dispatchers and senior operative personnel of electric power plants and electric grid

- supervise the condition of facilities and system of relay protection and automatic equipment included their operative control maintaining and correspondence of relay protection and automatic equipment adjustment to the scheme and regime of the grid
- monitor the conditions of dispatching and technological control and computing facilities
- undertake measures to eliminate occurred faults
- decommission relay protection and automatic equipment facilities from operation and commission them to operation in accordance with instructions,

- issue permission to service personnel for decommission from and commission to operation of dispatching and technological control and computing facilities

9 7 Testing Commissioning of New Equipment to Operation

The CDC dispatchers and Senior operative personnel of electric power plants and electric grids perform operative management of testing in accordance with permitted applications and approved programs as well as commissioning of new equipment, relay protection facilities and automatic equipment to operation

9 8 Transmission of Operative Information Maintaining Operations Reports

The CDC dispatchers and Senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- receive from the subordinate operative personnel messages about violations of the regime accidents with people and other events
- submit the corresponding information to superior operative personnel in accordance with the established order
- keep operative reporting indicating all significant deviations from the given schedule
- provide recording of operative conversations

10 Prevention and Elimination of Emergency Violations

10 1 General Provisions

Allocation of functions for prevention and elimination of accidents is determined by typical dispatching instructions which take account of

- diversity of schemes and regimes of energy systems and energy objects
- specific features of equipment
- operative control facilities in place
- extent of automated control and
- a number of other factors

Proper allocation of these functions is a complicated task. The solution is affected by two contradicting factors

- a tendency to provide operative personnel as much independence as possible in elimination of rapidly developing systems deterioration which involve a large number of objects, and where personnel shall act urgently and in most of cases in conditions where it is practically impossible to obtain timely instructions from superior operative personnel

- a necessity to restrict independent actions of electric power plants personnel in emergency regulation of capacity which in the situation of a complicated energy object with ultimately loaded and weak links which are not controlled by this personnel may result in emergency development

A clear allocation of functions among the personnel of various levels of operative control based on maximum permissible independence of subordinate personnel and very strict dispatching discipline are the most important conditions of accident prevention and their quick elimination. All the commands of a dispatcher are obligatory (except for commands threatening people's safety and equipment undamaged state and creating the possibility of electric power plant shut-downs).

The energy system's dispatcher independently manages elimination of incidents which affect the energy system operation.

The EPG CDC dispatcher manages elimination of whole-system-character incidents caused by violation of the EPG scheme and regime.

When eliminating local incidents the operative personnel shall be in contact, as possible, with superior operative manager (depending on subordination character and who is responsible for this equipment). In case of necessity the CDC dispatchers have the right to intervene into the control equipment which is not normally included into their operative control.

The instructions specify independent actions which shall be performed by personnel only in case of communication loss to superior operative personnel. In this case lack of communication is understood not only communication distortion but also impossibility to contact to superior management during several (2 to 3) minutes. It means that in case of serious system's incidents a significant part of local personnel shall act as if there is no communication even if it is preserved. The local instructions also specify operations which are forbidden to be carried out independently (e.g. connection of lines and transformers without checking synchronization, non-synchronous connection of which is not permitted, feeding voltage to disconnected lines which shall supply voltage from other objects in accordance with instructions, etc.).

To promptly eliminate such incidents the dispatchers in the first place shall

- find out the condition of energy system
- find out the scheme violation character, regime and (as possible) violation causes
- inquire and instruct the personnel of basic objects on prompt elimination of the incident

In the process of violation elimination the dispatcher shall interact with the superior manager without distraction to insignificant information of the subordinate personnel, and rely on

specified by local instructions. Actions of various-level-control operative personnel which are necessary for preventing and elimination of violations of energy systems are given below.

10.2 Sudden Reduction of Frequency by 0.1 – 0.2 Hz and More

The CDC dispatcher

- finds out the cause of the reduction and
- instructs the shift heads (on-duty engineers) of HPP to use rotating reserve for resumption back to normal frequency

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids undertake measures to increase capacity of electric power plant by means of using of rotating reserve while monitoring loading of lines. In those electric power plants where it is stipulated by the local dispatching instructions, operative personnel act independently and others according to instructions (permission) of the energy system dispatcher.

10.3 Further Reduction of Frequency below 49.5 Hz

The CDC dispatchers instructs the shift heads of electric power plants to use fully rotating reserve and to start up reserve hydrogenerators and if these measures appear to be insufficient to increase generating units' power up to values corresponding to permissible overload (taking loading of controllable links into account).

Senior operative personnel of the electric power plant

- 1) increase the plant capacity by means of full use rotating reserve
- 2) start-up reserve hydrogenerators, transferring hydrogenerators from the synchronous compensator regime to the active one
- 3) increase electric power of thermal units at cost of permissible change of thermal network parameters and
- 4) use allowable emergency overloading of equipment but without reaching dangerous overloading of controllable lines

In those electric power plants where the local dispatching instructions so specify, the personnel act independently. In all others, they act in accordance with the energy system dispatcher instructions.

10.4 Long-Lasting Drop (Despite Measures Undertaken) of Frequency below 49.5 Hz for a Term of 15 to 20 Minutes

The CDC dispatcher commands to disconnect EPG consumers

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids disconnect the consumers according to the command from the energy system dispatcher.

10.5 Drastic Drop of Frequency (Despite ARF System Operation, the Frequency Remains at the Level of 49 Hz and Lower for 3 to 5 Minutes)

The CDC dispatcher commands to disconnect the EPG consumers

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids disconnect the consumers according to the command from the energy system dispatcher. When deep decrease of frequency (48 to 45 Hz) occurs, the personnel in electric power plants, where it is specified by the instructions, independently allocates own needs for non-synchronous supply (when the corresponding automatic equipment is absent or has failed). In some cases the power plant personnel independently separates the electric power plant with local load in accordance with the local instructions.

In the case of a drop of frequency down to 49.5 to 49 Hz (but higher than 48.5 Hz), the energy system dispatcher and the local operative personnel, based on the above, act independently or in accordance with the instruction of the senior dispatcher as specified in the governing instructions. The CDC of the energy system has the right to forbid independent actions of the subordinate operative personnel directed to frequency restoration if such actions may result in violation development because of impermissible overload of transit links. In some cases independent actions are mandatory (e.g. the energy system dispatcher knows that the frequency drop is caused by loss of generating capacity on the energy system, as well as in the case when capacity reserve mobilization cannot result in dangerous overload of inter- or intrasystem transit links).

The operative personnel shall take account of the fact that temporary stabilization of frequency in the case of its significant drop may be caused by such an increase of generating capacity (due to operation of automatic frequency rate regulators of turbines) at which rapid drop of steam parameters can start. In spite of the undertaken measures for boilers, regime focusing an impermissible drop of steam parameters occurs, the electric power plant's personnel shall off-load the turbine unit in order to maintain these parameters at acceptable levels.

In the description of personnel's actions in the case of sudden frequency drop, it is assumed that the frequency was maintained at the level not lower than 49.8 Hz in the initial normal regime. If an violation was preceded by an operation in hardened regime with the frequency lower than 49.8 Hz, then the actions specified above for the frequency drop by 0.1 to 0.2 Hz are to be carried out in the case of frequency drop by 0.1 Hz and more. The limiting values of frequency in the course of its further decrease are set by 0.5 Hz lower than the values indicated in these points (49 and 48.5 Hz, respectively).

When operating in the initial regime with the frequency lower than 49.5 Hz, actions for elimination of emergency drop of frequency shall provide its increase to the level at which it was maintained before the violation of the regime. If the frequency remains at the level of 48.5 Hz (and lower in the case of significant loss of generating capacity and despite operation of ARF

system) then all the restrictions of independent actions of the operative personnel which are aimed at urgent mobilization of capacity reserves are removed. In addition, the energy system dispatchers disconnect the consumers independently within 3 to 5 minutes (time necessary to the operative personnel of electric power plants to use all capacity reserves) in order to increase frequency.

The operative personnel at electric power plants where automatic increase of capacity occurred with the frequency drop shall inform the energy system dispatcher of such increase. The TEPP operative personnel shall, in addition, undertake measures to restore steam parameters by means of boilers, steam production focusing.

When restoring frequency, the manual connection of the consumers disconnected because of the violation may be performed only with permission of the dispatcher. When eliminating the violation, the frequency shall be increased higher than the upper setting of frequency automatic reclosure. If it is impossible, then the dispatcher shall instruct on manual connection of the consumers which were not connected by the frequency automatic reclosure action, and shall not allow redrop of frequency.

Deep sudden decrease of frequency greater than the achievable increase from reserves would result in the EPG separating into two non-synchronously operating parts with drastic violations of capacity balances in the separated parts. When planning and implementing the EPG regimes, the prevention of the EPG parallel operation violations is very important. During emergency violations, the CDC dispatchers' actions in restoration of normal electric power supply shall be aimed at prompt connection of the EPG separated parts into operation in parallel.

10.6 Voltage Drop at Control Points of the Energy System below Tolerable Normal Levels

The CDC dispatcher dispatches reserves of reactive power and voltage regulating facilities to increase voltage:

- Changes the sectionalization schemes of the grid, if necessary
- Reallocates reactive power flows by means of using voltage regulating facilities on transformer under load
- Connects reserve sources of reactive power, and
- Disconnects by-passing reactors, etc.

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids uses reserves of reactive power and local facilities of voltage regulation independently (without waiting for the energy system dispatcher's instruction).

10 7 Further Voltage Drop (Despite Reactive Power Use) or Sudden Drastic Voltage Drop Down to Established Emergency Level

The CDC dispatcher

- Undertakes all necessary measures to eliminate the voltage drop causes
- Provides a possibility for urgent off-loading of generators and synchronous compensators (SC)
- Uses reallocation of real power and off-loading of current loaded generators by means of reducing their real capacity
- Commands to disconnect consumers to the extent necessary to prevent the violation if the undertaken measures are insufficient

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- Uses independently permissible emergency overloading of generators and SC in order to increase voltage at the points controlled by the personnel (and informs the energy system dispatcher of such actions)
- Disconnects the consumers in accordance with the energy system dispatcher's command

10 8 Dangerous Overloading of Inter- and Intrasystem Connections

The CDC dispatcher

- Removes the connection overloading by means of increasing of generating capacity in the receiving side or reducing of capacity in the transmitting side

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids independently undertake measures in the cases stipulated by the local dispatching instructions in preventing and eliminating dangerous overloading of the lines under the personnel's control

10 9 Regime Violations due to Non-Disconnected Short-Circuit

The CDC dispatchers and senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- Determine the place of short-circuit based on readings of the control panel device (of the corresponding control levels) and analysis of relay protection actions and inquiring of the operative personnel
- Disconnect the section with short circuit by means of adjacent breakers of supplying connections if the damaged section breaker does not disconnect

10 10 Asynchronous Operation

The CDC dispatchers

- Determine approximately the center of oscillations

- Undertake urgent measures to balance frequencies in the non-synchronously operating sides of the energy system allowing frequency reduction in excessive sides down to the values established by the dispatching instructions (not lower than upper setting of ALC)
- Disconnect immediately some consumers if there is no reserve in the deficit side and if the frequency is lower than 48.5 Hz
- Separate non-synchronously operating sides if attempts to restore synchronization within 3 to 5 minutes fail
- Carry out necessary preparation and synchronization of separately operating sides
- Restore normal parameters of the regime

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- Independently change electric power plants capacity in order to restore the normal frequency in case of occurrence of asynchronous behavior and deviation of the frequency from the normal ones
- Carry out further regulation of electric power plants capacity (if there are no special indications in the local instruction) if when the normal frequency is reached the asynchronous behavior does not cease
- Increase the voltage up to ultimately permissible level if there are corresponding indications in the local dispatching instructions

10.11 Drastic Increase of Frequency Above 50.5 Hz

The CDC dispatchers

- Find out the cause of frequency increase condition and operation regime of the basic grid (drastic frequency increase is most likely when separating the excessive-in-capacity sections)
- Undertake measures to reduce frequency by means of the off-loading of HPP in the first place and then TEPP not allowing overloading of inter- and intrasystem links
- Supervise actions of the subordinate operative personnel in reduction of frequency

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- Independently reduce the generated power of HPP and some TEPP (designated for this purpose) by means of reducing the frequency down to 50.5 Hz
- Maintain the previous capacity of the electric power plant and even increasing it in special cases to preserve stability acting independently or by the dispatcher's instructions in accordance with the local instruction

10.12 Further or Sudden Increase of Frequency up to 51.5 Hz and Higher

The CDC dispatchers act as is described above

Senior operative personnel of electric power plants independently and urgently reduce – in HPPs and TEPPs specially designated for this purpose – the generating power by means of

disconnection of some generating units in order to reduce the frequency down to 51.5 Hz (taking account of preservation of own-needs supply for electric power plants and further starting up of the units)

10.13 Emergency Separation of Energy System into Non-Synchronously Operating Parts with a Possibility of Voltage Zeroing at Some Parts

The CDC dispatchers

- Reveal the violation and if possible its occurrence causes
- Determine to what sections of the EPG are separated as well as the frequency and common level of voltage in each section
- Undertake measures to synchronize urgently those separated sections which preserve normal (or close to it) voltage
- If the voltage in the separated sections of the EPG is completely absent feed a shock voltage from the EPG basic grid operating with normal (or close to it) frequency providing in the first place restoration of own needs supply of powerful multi-unit electric power plants
- Feed shock voltage to the sites remained without voltage in the course of equipment start up
- If possible increase the frequency by 0.1 to 0.2 Hz higher than the frequency automatic reclosure upper setting for a short time after the EPG normal operation is restored
- Find out at what are the electric power plants own supply needs in the non-synchronous supply section
- Find out conditions of other generators (which are not allocated to own needs supply) possibility to start up hydrogenerators together with the own needs mechanisms etc
- Reduce the frequency in the excessive-in-power separated section of the energy system down to 49.5 Hz to speed up synchronization switch the sites from the deficit part to the excessive one with short-term (permissible) interruption of supply
- Separate generators from the excessive part to synchronize them with the deficit one
- Implements non-synchronous connection which is permitted by the dispatching instructions to operate the separated sections in parallel with a permissible frequency difference
- Disconnect consumers in order to increase the frequency up to the level allowing to carry out synchronization if it is impossible to increase the frequency in the deficit section by the mentioned methods
- If there is a sufficiently powerful HPP in the de-energized energy system instruct to start up stopped hydrogenerators to connect them for operation in parallel to designated buses (using the method of self-synchronization) and supply shock voltage from these buses to the energy system through the most powerful link (with further connection of other links)
- If it is impossible to supply voltage to the whole de-energized energy system separate it into sections and supply voltage to individual sites carrying out immediate connection of the electric power plants where prompt synchronization of disconnected generators is possible and providing restoration of supply to most important consumers,
- If there are no sufficiently powerful HPPs or it is inefficient to use them in the situation arisen independently undertake measures for prompt start-up of electric power plants remained

without voltage and in the first place of powerful multi-unit electric power plants using generators allocated to own needs (and local load) as supply sources

- Supply voltage to the whole energy system or sequentially to its sections depending on restored capacity size and the circuit connection conditions
- In the cases specified by the local dispatching instructions increase voltage in the de-energized part with a simultaneous self-synchronization of generators which capacity is comparable to the capacity of connected consumers,
- After supplying voltage provide start-up and connection of other electric power plants
- During violation elimination process monitor frequency and voltage Do not allow their decreasing down to the values which violate their operation with an increase of consumed power
- If necessary independently carry out additional disconnection of consumers

Senior operative personnel of electric power plants and electric grids

- Informs the energy system dispatcher of occurred violations of the circuit connections and regime which are of systematic nature
- Fulfills the dispatcher's instructions on restoration of the normal circuit connections and regime
- Independently carries out actions in restoration of frequency and voltage and provides preservation or restoration to normal operation in accordance with the local dispatching instructions
- Eliminate overloads dangerous to equipment and that threaten to violate the stability of links controlled by the personnel
- Carries out synchronous or non-synchronous connection of the separated sections at electric power plants and substations in accordance with the dispatcher's instructions or (in accordance with the local dispatching instructions) independently
- Synchronizes generators and electric power plants disconnected during the violation with voltage being present or available after its loss
- Keeps generators on idle running if there is no voltage on the electric power plant busbars
- If it is impossible to keep powerful energy units in operation provide their ready-to-operate state connection to the grid and build-up power
- In the cases specified by the local dispatching instructions provide prompt connection of important consumers to non-synchronously operating generators
- Connect generators operating on idle running using the self-synchronization method when voltage is supplied to the busbars of the electric power plants where separation of own needs is made
- Independently undertake urgent measures for starting up the auxiliary systems and generators when voltage is supplied to the electric power plant after its complete loss and for synchronizing them to the grid

11 Power Reserves

The emergency reserve is realized within 10 minutes

The regulating reserve of capacity contains two to three components. The first one is a so-called primary reserve which is realized by action of the automatic regulators of rotation rate (ARRR) installed at each generating unit. Operating units' loads are changed under the impact of ARRR with increase or decrease of frequency, trying to restore the normal frequency in the EPG. The more the generating units that participate in primary regulation of the frequency, the less is its deviation from the normal value. The reserve shall comprise 2.5% of a total available capacity of operating units.

The secondary regulating reserve is the reserve of capacity to be realized by actions of centralized facilities of automatic regulation of frequency and real power (AFRP) which are set up at the dispatching center of the EPG CDC. The task of the secondary regulation of frequency is restoration of balance-transfers of the EPG true power in accordance with the dispatching schedule and prevention of dangerous overloading of basic electric power lines controlled by means of the AFRP which can occur in the result of ARRR local facilities operation.

In some cases the tertiary reserve which is a real power reserve realized automatically or manually by the operative personnel to release the secondary reserve used earlier to restore the normal values of frequency and real power transfers is used.

A total value of secondary reserve (which is realized within approximately 5 min) and tertiary (within 30 min) shall be 2.5% of a total available capacity of units involved into operation.

Thus it is necessary

- To have ARRR at your units and capacity reserve for its efficient operation
- To have capacity reserve at operating units, this is necessary to carry out secondary and tertiary regulation of frequency
- To have emergency reserve of capacity
- To have reactive power reserve and regulating facilities, this is necessary to maintain voltage at the control points of the basic grid when hardened or emergency regimes occur

Operative reserves and preservation of regime in frequency and real power. Preservation of the normal regime of operation requires availability of two basic types of real power operative reserves

- Emergency (for prevention of dangerous frequency drop and restoration of its normal value if the generating capacity is out of order accidentally), and
- Regulating (to maintain the installed value of frequency in the normal operation regime)

The basic type of reserve which shall be provided serves as emergency reserve to compensate for possible sudden loss of the largest unit

The higher value of two power values – a total regulating and an emergency ones – is considered as decisive one

All operating units shall participate in regulation of frequency through capacity changes under the effect of turbine's regulation systems within the set regulating range – i.e. carrying out primary regulation. It is also necessary to include TEPP's units together with HPPs in secondary regulation under the effect of centralized regulators of frequency and real power. This will allow regulating the EPG regime in frequency and real power more efficiently

**RUSSIAN TRANSLATION OF THE GRID CODE OF THE REPUBLIC OF
ARMENIA**

Проект

СЕТЕВОЙ КОДЕКС
РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЭС АРМЕНИИ

1	Терминология (технологические термины)	5
2	Диспетчерское управление	10
2 1	Структура и основные принципы	10
2 2	Режимы ЭЭС Армении	12
2 3	Формы оперативного подчинения	12
3	Проектирование развития ЭЭС Армении	14
3 1	Циклы проектирования	14
3 2	Ввод мощности на электростанциях и развитие электрической сети	14
3 2 1	Баланс мощности	14
3 2 2	Резервы мощности	15
3 2 3	Баланс электроэнергии	17
3 2 4	Обеспечение топливных ресурсов	17
3 2 5	Межсистемные связи	18
3 2 6	Схемы и параметры основных сетей	18
3 2 7	Проекты подстанций (ПС)	20
3 2 8	Проектирование схем электростанций	21
4	Обеспечение надежности ЭЭС	23
4 1	Руководящие указания по устойчивости энергосистемы	23
4 1 1	Общие положения	23
4 1 2	Нормативные возмущения	24
4 1 3	Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении	25
4 1 4	Коэффициент запаса по напряжению в узле нагрузки	27
4 1 5	Требования к устойчивости энергосистемы	28
4 1 6	Расчетная проверка выполнений требований к устойчивости энергосистем	30
4 2	Релейная защита и устройства резервирования при отказе выключателей	34
4 3	Автоматическое повторное включение	36
4 4	Противоаварийная автоматика	36
4 4 1	Общие положения	36
4 4 2	Управляющие воздействия ПА	37
5	Автоматизированная система диспетчерского управления(АСДУ)	40
6	Средства диспетчерской связи	40

6 1	Диспетчерская телефонная связь (ДТС)	40
6 2	Факсимильная связь	40
6 3	Каналы телеинформации	40
7	Долгосрочное планирование режимов	40
7 1	Общие положения	40
7 2	Прогнозирование	44
7 3	Резерв	47
8	Краткосрочное планирование режимов	48
9	Ведение нормального режима	51
9 1	Общие положения	51
9 2	Регулирование энергетического режима	51
9 3	Регулирование частоты в энергосистеме	52
9 4	Контроль и изменение схемы и режима электрической сети	53
9 5	Вывод оборудования и ввод его в работу	54
9 6	Контроль за устройствами оперативного управления, релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, вывод их из работы и ввод в работу	54
9 7	Проведение испытаний Ввод нового оборудования в работу	55
9 8	Передача оперативной информации Ведение оперативной отчетности	55
10	Предотвращение и ликвидация аварийных нарушений	55
10 1	Общие положения	55
10 2	Внезапное понижение частоты на 0,1-0,2 Гц и более	57
10 3	Дальнейшее понижение частоты ниже 49,5 Гц	57
10 4	Затяжное (несмотря на принятые меры) понижение частоты ниже 49,5 Гц длительностью 15-20 мин	58
10 5	Резкое понижение частоты (несмотря на работу АЧР, частота остается на уровне 49 Гц и ниже в течение 3-5 мин)	58
10 6	Понижение напряжения в контрольных точках энергосистемы ниже допустимых нормальных уровней	60
10 7	Дальнейшее понижение напряжения (несмотря на мобилизацию резервов реактивной мощности) или внезапное резкое понижение напряжения до установленных аварийных пределов	60
10 8	Опасная перегрузка межсистемных и внутрисистемных связей	60
10 9	Нарушение режима из-за неотключившегося короткого замыкания	61

10 10	Асинхронный режим в энергосистеме	61
10 11	Резкое повышение частоты выше 50,5 Гц	62
10 12	Дальнейшее или внезапное повышение частоты до 51,5 Гц и выше	62
10 13	Аварийное разделение энергосистемы на несинхронно работающие части с возможностью исчезновения напряжения в некоторых отделившихся частях	62
11	Резервы мощности	65

СЕТЕВОЙ КОДЕКС ЭЭС АРМЕНИИ (Правила эксплуатации и развития ЭЭС АРМЕНИИ)

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электроэнергетическая система (ЭЭС) Армении представляет собой высокоавтоматизированный, постоянно развивающийся технологический комплекс, состоящий из параллельно работающих электростанций, единой высоковольтной передающей сети (ЕВПС), центрального диспетчерского управления (ЦДУ-Армэнерго) и распределительных сетей (РС), связанных общим режимом и единой системой технологического (диспетчерского и автоматического) управления

ЭЭС Армении, а также инфраструктура, обеспечивающая подготовку производства, функционирование и развитие ЭЭС Армении (транспортные, ремонтные и строительные предприятия, проектные и научно-исследовательские институты), представляют собой отрасль экономики - электроэнергетику

Основным назначением ЭЭС Армении являются обеспечение надежного снабжения потребителей качественной электрической и тепловой энергией,

обеспечение технологического пространства для эффективного обмена электроэнергией между ее производителями и потребителями

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЭС АРМЕНИИ (Правила технической эксплуатации и развития ЭЭС Армении).

1 Терминология (технологические термины)

Баланс мощности (электроэнергии)	Равенство генерируемой и получаемой (с одной стороны) и потребляемой и отдаваемой (с другой стороны) мощности (электроэнергии) для технологического (или экономического) объекта
Диспетчерские тренажеры	Комплекс технических и программных средств, предназначенных для обучения и тренировки диспетчерского персонала
Диспетчерское управление	Оперативное управление

Запас пропускной способности	Значение дополнительной активной мощности, которая может быть передана по определенной ЛЭП (в определенном сечении) в конкретном режиме
Мощность агрегата (электростанции, энергосистемы) установленная	Мощность, с которой агрегат может длительно работать без перегрузки в соответствии с паспортными данными
располагаемая	Установленная мощность, сниженная на величину ограничений
рабочая	Наибольшая мощность, которая может быть использована в рассматриваемый период времени без перегрузки, с учетом имеющихся ограничений и временно неиспользуемой мощности
включенная	Сумма генерируемой мощности и вращающегося резерва
производственная	Установленная мощность, уменьшенная из-за остановов оборудования для проведения планово-предупредительных ремонтов, технического перевооружения, реконструкции
эксплуатационно неиспользуемая	Мощность, выведенная в ремонт на длительный срок
Перетоки мощности в сечении при установившихся режимах, нормальные режимы	Длительно допустимые
вынужденные (в эксплуатации)	Повышенные нагрузки на ограниченный период времени для предотвращения ограничений потребителей, потери гидроресурсов и т д
аварийно допустимые	Повышенные нагрузки на короткий срок
аварийные	Недопустимые кратковременно

послеаварийные	После отключения повреждения
утяжеленные (в проектировании)	Повышенные из-за неблагоприятного сочетания ремонтов оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок (общая продолжительность в течение года не более 10% времени)
Планирование режимов долгосрочное	На месяц, год
краткосрочное	На сутки, неделю
Потребление электроэнергии	
максимум	Максимальное значение мощности потребляемой установкой (энергосистемой) на определенном отрезке времени
график	Значения мощности, потребляемой установкой (энергосистемой) на каждый час определенного отрезка времени
Пропускная способность электрической сети	Значение активной мощности, которая может быть передана по конкретной ЛЭП или сечению (нескольким ЛЭП, связанным общность электрической сети)
Режим, электрический	Состояние энергосистемы, характеризующееся значениями параметров режима
установившийся	Характеризуется неизменностью значений параметров
переходный	От начального возмущения до окончания вызванных им электромагнитных и электромеханических процессов (с учетом действия систем регулирования частоты вращения турбины)

Резерв генерирующей мощности	Дополнительная генерирующая мощность, которая может быть реализована за определенный отрезок времени
эксплуатационный	Разность между рабочей мощностью и нагрузкой в данный момент времени
холодный	Рабочая мощность не включенного в сеть агрегата, которая может быть реализована при необходимости за десятки минут-часы
вращающийся (включенный)	Резервная мощность работающего агрегата
горячий	Резервная мощность, которая может быть использована за несколько минут
невыпускаемый	Ограничиваемый пропускной способностью электрической сети
Ремонтные работы на основном энергетическом оборудовании	
техническое обслуживание	До 4-х дней
текущий ремонт	4-15 дней
средний	20-30 дней
капитальный	40-90 дней
неплановый (вынужденный, аварийный, неотложный)	
консервация	вывод исправного, в большинстве своем малозкономичного оборудования на длительный срок, время пуска агрегата, выведенного в консервацию, может составлять несколько суток

Схема электрическая	Схема соединения электрооборудования
нормальная	Для нормального режима, когда все оборудование включено в работу
ремонтная	Когда часть оборудования выведено в ремонт или резерв
Технологическая информация	Сведения о схеме электрической сети и о параметрах ее режимов
Подготовка производства	Подготовка режима работы энергосистемы, обеспечивающая надежное энергоснабжение всех потребителей качественной энергией и эффективное функционирование соответствующих хозяйствующих субъектов (предприятий)
Технологическое управление	Управление технологическим процессом электроэнергетического (энергетического производства)
Автоматическое управление	Автоматическое управление технологическим процессом энергетического производства без вмешательства оперативного персонала
Оперативно-технологическое (диспетчерское) управление	Управление технологическим процессом по команде руководящего персонала
Электрическая связь	Совокупность сетевых элементов, соединяющих две части ЭЭС
Электрическое сечение	Совокупность элементов одной или нескольких связей, отключение которых может приводить к полному разделению ЭЭС на две изолированные части

Электроэнергетическая система, энергосистема, ЭЭС	Комплекс совместно (параллельно) работающих электростанций и сетей, связанных общностью режима и единым централизованным диспетчерским управлением
Энергетическое производство	Процессы производства, передачи и распределения энергии

2. Диспетчерское управление

2.1. Структура и основные принципы.

В основе построения системы диспетчерского управления ЭЭС лежат следующие принципы

разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций с обеспечением независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственного руководства энергокомпаниями,

двухступенчатое иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждого предприятия (ЭС, ЕВПС, РС) персоналу ЦДУ,

предоставление персоналу каждого предприятия максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя ЦДУ,

четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала обеих ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений,

строжайшая диспетчерская дисциплина

ЦДУ построено в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, определяющими организационную структуру, задачи и функции системы диспетчерского управления

Управление работой ЭЭС подчинено единой цели - обеспечению наиболее экономичной работы ЭЭС в целом при рациональном расходовании энергоресурсов и удовлетворении требований надежности энергоснабжения и качества энергии

Сложность задачи диспетчерского управления ЭЭС, обуславливает необходимость разделения (декомпозиции) этой комплексной задачи на ряд более простых взаимосвязанных задач, решаемых на всех ступенях системы диспетчерского управления

Декомпозиция во временном аспекте заключается в разделении общей задачи управления, решаемой на каждой ступени территориальной иерархии, на задачи, относящиеся к четырем различным уровням управления

долгосрочное планирование режимов на месяц, год,
 краткосрочное планирование режимов на сутки, неделю,
 оперативное управление текущими режимами, осуществляемое дежурным
 оперативным персоналом,
 автоматическое управление нормальными и аварийными режимами по ходу
 технологических процессов

На высшем уровне временной иерархии осуществляется
 прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки,
 разработка балансов мощности и электроэнергии,
 оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения
 капитальных ремонтов оборудования,
 разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний
 максимум, период паводка и др), а также в связи с вводом новых объектов,
 решение всего комплекса вопросов повышения надежности
 электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования
 средств диспетчерского управления и систем автоматического управления
 нормальными и аварийными режимами,
 разработка диспетчерских инструкций

Долгосрочные планы регулярно корректируются по мере изменения и
 уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность
 гидроресурсами, топливная конъюнктура и т д) Результаты долгосрочного
 планирования играют роль основных ограничений, которые должны быть
 наложены на краткосрочные планы (недельные или суточные расходы
 гидроресурсов, ремонтные мощности и т д) Краткосрочные планы
 оптимизируются с учетом указанных ограничений на основе более полной и
 точной информации об условиях работы в этом цикле управления При разработке
 краткосрочного режима ряд ограничений, связанных с требованиями надежности
 и качества энергии, подлежат уточнению

Оперативное управление (ведение текущего режима оперативным
 персоналом) осуществляется по суточным планам-графикам, при отклонениях от
 плана (по потребляемой мощности, состоянию оборудования и др) проводится
 необходимая корректировка режима для обеспечения требований надежности,
 качества и экономичности (“дооптимизация” режима)

Низший временной уровень - уровень автоматического управления,
 проводимого централизованными и местными (децентрализованными) системами
 и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной
 защиты и противоаварийной автоматики и т д

2.2. Режимы ЭЭС Армении

ЭЭС может находиться в различных режимах (нормальном, утяжеленном, аварийном и послеаварийном) В каждом из них решаются различные задачи и различны также степень автоматизации управления и характер распределения обязанностей между оперативным персоналом

Режим	Характеристика
Нормальный	Выполнение установленных требований по надежности и качеству электроэнергии
Утяжеленный (вынужденный)	Существование ограничено Снижение части требований надежности и качества энергии Повышение вероятности возникновения аварии
Аварийный	Подлежит быстрой ликвидации средствами защиты и автоматики Требуется в ряде случаев выполнения немедленных действий дежурным персоналом
Послеаварийный	Энергосистема переходит в него из аварийного Часто является утяжеленным, вызывает необходимость вмешательства персонала для ограничения длительности

2.3. Формы оперативного подчинения.

Действующими правилами и инструкциями предусматривается, что все элементы энергосистемы (оборудование, аппаратура, устройства автоматики и средства управления) находятся в оперативном управлении и ведении диспетчеров и старшего дежурного персонала разных ступеней управления

Термином *диспетчерское управление* обозначается вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием энергосистемы проводятся только по распоряжению соответствующего диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала

Термином *диспетчерское ведение* обозначается вид оперативной подчиненности, если операции с тем или иным оборудованием энергосистемы выполняются с ведома (по разрешению) соответствующего диспетчера, в чьем ведении это оборудование находится

Каждый элемент энергосистемы может находиться в управлении оперативного руководителя не только одной ступени, но и в ведении нескольких оперативных руководителей одной или разных ступеней управления. Разделение оборудования, средств автоматизации и управления между ступенями территориальной иерархии по видам управления характеризует не только распределение функций управления между ступенями территориальной иерархии на временном уровне оперативного управления, но в значительной мере определяет распределение функций на других временных уровнях.

Все оборудование энергосистемы, обеспечивающее производство и распределение электроэнергии, находится в оперативном ведении дежурного диспетчера энергосистемы или непосредственно подчиненного ему оперативного персонала (начальники смен электростанций, диспетчеры электрических и тепловых сетей, дежурный персонал подстанций и т.д.).

В оперативном управлении диспетчера энергосистемы находится основное оборудование, проведение операций с которым требует координации действий дежурного персонала энергопредприятий (энергообъектов) или согласованных изменений в релейной защите и автоматике нескольких объектов.

В оперативном ведении дежурного диспетчера ЦДУ находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности энергосистемы, электростанции и агрегаты большой мощности, межсистемные связи и объекты основных сетей, влияющих на режим энергосистемы.

Принцип оперативной подчиненности распространяется не только на основное оборудование и аппаратуру, но и на релейную защиту соответствующих объектов, линейную и противоаварийную автоматику, средства и системы автоматического регулирования нормального режима, а также средства диспетчерского и технологического управления, используемые оперативным персоналом.

Дежурные диспетчеры энергосистемы, высшие оперативные руководители энергосистемы. Оборудование, находящееся в оперативном ведении или управлении диспетчера соответствующего звена, не может быть выведено из работы или резерва, а также включено в работу без разрешения или указания диспетчера. Распоряжения руководства энергообъектов и энергосистемы по вопросам, относящимся к компетенции диспетчеров, могут выполняться оперативным персоналом только с разрешения оперативного дежурного высшего звена.

ЦДУ ЭЭС осуществляет круглосуточное оперативное руководство работой ЭЭС и непрерывное регулирование режима ЭЭС.

Основная ответственность за поддержание нормальной частоты возлагается на высшего оперативного руководителя ЭЭС - диспетчера ЦДУ ЭЭС. Ответственность за поддержание частоты разделяет также оперативный персонал.

станций в части обеспечения заданного вращающегося резерва мощности

Управление режимом основных электрических сетей по напряжению осуществляется персоналом диспетчерского управления. Диспетчера ЦДУ ЭЭС поддерживают уровни напряжения в соответствующих точках основной электрической сети, определенных инструкциями

При временном дефиците мощности или электроэнергии в ЭЭС продолжительность ограничений нагрузки или электропотребления устанавливаются ЦДУ ЭЭС и согласовываются с Энергетической комиссией, распоряжения о вводе ограничений диспетчер ЦДУ дает диспетчерам РС

Высшее звено оперативного управления (ЦДУ ЭЭС) разрабатывает и утверждает основные инструкции по ведению режима и оперативному управлению, обязательные для оперативного персонала энергопредприятий

3. Проектирование развития ЭЭС Армении.

3 1 Циклы проектирования

Проектирование развития ЭЭС Армении включает в себя проведение один раз в пять лет полного цикла внестадийных проектных работ по развитию энергосистемы и средств их эксплуатации и управления на перспективу 15-20 и 5-10 лет,

периодическую корректировку указанных работ по мере уточнения исходных данных,

разработку энергетических и электросетевых разделов в составе внестадийных работ по отдельным вопросам развития энергетики (размещение ГЭС и ГАЭС, электроснабжение городов и др.), а также в составе проектов электростанций и крупных сетевых объектов

3 2 Ввод мощности на электростанциях и развитие электрической сети

Необходимый ввод мощности на электростанциях определяется условиями покрытия максимума нагрузки и создания требуемого резерва мощности при этом учитывается необходимость демонтажа устаревшего и изношенного (не подлежащего модернизации) оборудования

3 2 1 Баланс мощности.

Баланс мощности составляется для периода прохождения зимнего годового максимума нагрузки

Располагаемая мощность электростанций, учитываемая в приходной части баланса мощности на период годового максимума нагрузки, определяется по суммарной установленной мощности за вычетом имеющихся ограничений. В приходную часть баланса мощности не включается мощность головных образцов нового оборудования, вводимых в течение расчетного года, и серийных агрегатов,

вводимых в IV квартале того же года (ограничения из-за неполного освоения вновь вводимого оборудования)

В составе ограничений учитываются снижения располагаемой мощности, из-за ограничений по выдаче мощности, несоответствия между отдельными элементами электростанций, отсутствия тепловых нагрузок (для турбин с противодавлением), увеличенного отбора пара, снижения напора ГЭС или снижения используемой мощности ГЭС по условиям удовлетворения потребностей неэнергетических потребителей и т.д. При составлении балансов мощности на перспективу более 5 лет суммарное снижение мощности по указанным причинам принимается в среднем по ЭЭС в размере 10% установленной мощности

Снижение мощности ГЭС в условиях расчетного маловодного года учитывается в балансе отдельно как “неиспользуемая мощность”

При расчете баланса мощности ЭЭС учитываются планируемые потоки мощности прием мощности энергосистемой - в приходной части ее баланса, выдача мощности - в расходной части. Планируемый обмен мощностью, а также размер расчетного резерва мощности определяются по данным балансам мощности и условиям обеспечения надежности ЭЭС. При определении расходной части баланса мощности ЭЭС принимается ее абсолютный (“нерегулярный”) годовой максимум нагрузки. В качестве расчетного максимального графика нагрузки ЭЭС рассматривается график среднего рабочего дня на наиболее загруженную декаду зимнего периода (обычно для декабря), максимум нагрузки по этому графику представляет собой “регулярный” годовой максимум. Нерегулярный максимум может быть определен прибавлением к регулярному величины $\Delta P_{\text{нер}}$

$$\Delta P_{\text{нер}} = 0,01 P_{\text{м}} + 1,24 P_{\text{м}} \quad (1)$$

где $P_{\text{м}}$ - регулярный максимум, МВт

3.2.2 Резервы мощности

Расчетный резерв мощности определяется с учетом пропускной способности системообразующих сетей и в общем случае представляет собой сумму

ремонтного резерва, необходимого для возмещения снижений мощности из-за unplanned ремонтов оборудования,

расчетного оперативного резерва, включающего две определяемые совместно составляющие - аварийный резерв, восполняющий аварийные снижения мощности из-за отказов оборудования, и нагрузочный резерв, компенсирующий непредвиденные отклонения расчетного (нерегулярного) максимума от планируемого значения,

народнохозяйственного резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса, вызванных опережающим развитием отдельных отраслей народного хозяйства

Ремонтный резерв определяется отдельно для текущих и капитальных (включая средние) ремонтов основного оборудования

Размер резерва для текущих ремонтов, проводимых в период максимума, принимается в процентах располагаемой мощности каждого вида оборудования электростанций для имеющих поперечные связи КЭС и ТЭЦ с агрегатами мощностью менее 100 МВт - 2%, с агрегатами 100-135 МВт - 3,5%, для КЭС и ТЭЦ с энергоблоками 150-200 МВт - 4-4,5%, с энергоблоками 250-300 МВт - 5%, для АЭС с реакторами 440 МВт - 4%

Для проведения текущих ремонтов агрегатов ГЭС в период зимнего максимума нагрузок резерв не предусматривается

Капитальные и средние ремонты оборудования проводятся, как правило, в период сезонного спада нагрузок. При недостаточности сезонного спада необходимый дополнительный резерв для периода зимнего максимума нагрузок определяется исходя из установленных значений периодичности и длительности капитальных (включая средние) ремонтов на основе анализа годового графика нагрузки. При отсутствии более точных данных могут быть приняты следующие значения среднегодовой длительности простоя оборудования электростанций в капитальных и средних ремонтах для агрегатов ГЭС - 4,1% календарного времени, для имеющих поперечные связи КЭС и ТЭЦ с агрегатами мощностью менее 100 МВт - 2,5%, с агрегатами 100-135 МВт - 3,5%, для КЭС и ТЭЦ с энергоблоками 150-200 МВт - 4,5-5%, с энергоблоками 250-300 МВт - 5,5%, для АЭС с реакторами 440 МВт - 11,5%

Для проведения модернизации исчерпавшего свой ресурс оборудования, требующей вывода этого оборудования в ремонт на длительный срок, предусматривается дополнительный ремонтный резерв

Совместное определение расчетного оперативного резерва (его размера и размещения) и пропускной способности системообразующих связей осуществляется на основе оптимизационных расчетов по критерию минимума приведенных затрат, с учетом математического ожидания ущерба от ненадежности электроснабжения. В этих расчетах учитываются структура генерирующей мощности и показатели надежности агрегатов различных типов, режим электропотребления и наличие случайных отклонений нагрузки от планируемых значений

В "Руководящих указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем" даны рекомендуемые для использования показатели надежности агрегатов различных типов - среднестатистические значения относительной длительности аварийного простоя. Эти показатели для агрегатов ГЭС - 0,005, для

ТЭС с поперечными связями - 0,02, для серийных энергоблоков (при числе лет после выпуска первых серийных агрегатов более пяти) мощностью 150-200 МВт - 0,045, для энергоблоков ТЭС 250-300 МВт и АЭС 400 МВт - 0,055

Суммарный резерв мощности в ЭЭС, включающий ремонтный и оперативный резервы, а также народнохозяйственный резерв, который принимается в размере 1% максимума нагрузки для перспективы до 10 лет и 2% для более далекой перспективы, не должен быть ниже 17% совмещенного максимума нагрузки ЭЭС

Баланс мощности считается приемлемым и в том случае, когда приходная часть немного меньше расходной, но дефицит не превышает половины мощности наиболее крупного из вводимых агрегатов (такие дефициты мощности рассматриваются как случайные отклонения, лежащие в пределах точности прогноза)

3.2.3 Баланс электроэнергии.

На основании баланса мощности ЭЭС составляется баланс электроэнергии с проверкой возможности выработки требуемого количества электроэнергии, выявления потребности в топливе, определения перетоков электроэнергии

Выработки ГЭС учитывается в балансе по среднегодовому значению, производится также проверка балансов электроэнергии для условий расчетного маловодного года. Баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если число часов использования среднегодовой располагаемой мощности ТЭС в среднем по ЭЭС не превышает 6500

3 2 4 Обеспечение топливных ресурсов

Для надежной реализации планируемого баланса электроэнергии наряду с рациональным использованием гидроресурсов требуется обеспечение резервов топливных ресурсов, для чего при проектировании ТЭС предусматривается создание

для ТЭС, у которых основным топливом является мазут, доставляемый по железной дороге - мазутохранилища емкостью (без учета госрезерва) на 15-суточный расход, а при подаче мазута по трубопроводам - на 15-суточный расход,

для ТЭС, работающих на газе при круглосуточной подаче его от одного источника - аварийного мазутохозяйства с емкостью резервуаров на 5-суточный расход, а при сезонной подаче газа - резервного мазутохозяйства на 10-суточный расход (при обеспечении круглосуточной подачи газа от двух независимых источников мазутохозяйство может при соответствующем обосновании не сооружаться)

3.2.5 Межсистемные связи

При определении пропускной способности межсистемных связей с ЭЭС соседних стран на перспективу, суммарный балансовый поток мощности в каждом сечении, должен быть не менее $n\%$ максимума нагрузки меньшей из ЭЭС, а суммарная пропускная способность электрических связей в этих сечениях должна составлять не менее $m\%$ максимума нагрузки меньшей ЭЭС, где n и m принимаются в следующих размерах

Мощность меньшей из ЭЭС

млн кВт	до	10
$n, \%$		5
$m, \%$		15

Схема и параметры основных электрических сетей ЭЭС должны удовлетворять следующим требованиям к пропускной способности и надежности этих сетей

передача расчетных длительных потоков мощности, определенных для средних условий нахождения основного оборудования электростанций в плановых и аварийных ремонтах (при полном покрытии нагрузок всех узлов ЭЭС), должна обеспечиваться при нормальной схеме сети и, как правило, при отключении одного из элементов сети (цепи ЛЭП или трансформатора) при нормативных запасах устойчивости,

передача расчетных максимальных потоков мощности, обусловленных неблагоприятным сочетанием плановых и аварийных ремонтов оборудования электростанций, должна обеспечиваться при нормальной схеме также при нормативных запасах устойчивости и допустимых уровнях напряжения

3.2.6. Схемы и параметры основных сетей

При выборе схемы и параметров основных сетей ЭЭС должны учитываться условия питания отдельных нагрузочных узлов при наложении аварийного отключения одного из элементов на плановый ремонт другого элемента сети

В процессе реализации проектной схемы основной сети ЭЭС временно допускается неполное резервирование отдельных узлов, дефицит мощности в которых, образующийся во время ремонта любого поврежденного элемента, не превышает (с учетом использования резервных источников) 25% максимума нагрузки узла и находится в пределах до 50 МВт при питании узла на напряжении 220 кВ (при условии сохранения питания ответственных потребителей)

При выборе схем присоединения электростанций и понижающих подстанций к основной электрической сети должны учитываться ответственность питаемых потребителей и необходимость сохранения транзита мощности

Схемы присоединения крупных ГЭС и КЭС на органическом топливе на всех этапах ввода мощности должны обеспечивать возможность выдачи в основную сеть полной мощности электростанции (за вычетом нагрузки собственных нужд и мощности, отдаваемой в распределительную сеть) в любой период года и суток при работе всех отходящих ВЛ. В часы максимальных нагрузок ЭЭС выдача полной мощности электростанций должна быть обеспечена, как правило, и при отключенной одной из отходящих ВЛ, в отдельных случаях допускается ограничение мощности электростанций при указанной ремонтной схеме в размерах, не превышающих мощность наиболее крупного блока

Схема присоединения АЭС на всех этапах ввода мощности должна обеспечивать выдачу полной располагаемой мощности электростанции в любой период года и суток как при нормальной схеме основной сети, так и при отключении одной из отходящих ВЛ

Между двумя узлами основной электрической сети следует сооружать, как правило, не более двух ВЛ одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим трассам или перехода на более высокую ступень напряжения

При проектировании развития энергосистем и основных электрических сетей должны быть выполнены расчеты токов трехфазных и однофазных КЗ для выявления требований к коммутационной аппаратуре и другому оборудованию проектируемых РУ, а также для проверки соответствия аппаратуры в действующих РУ расчетным значениям токов КЗ. Расчеты токов КЗ (а при необходимости и скоростей восстановления напряжений) производятся при разработке схем развития энергосистем, расчеты выполняются на перспективу 10 лет, а при разработке схем развития ЭЭС для узловых пунктов основной сети должна быть произведена оценка токов КЗ на перспективу 15 лет

Уровни токов КЗ (периодической составляющей) на шинах электростанций и подстанций не должны превышать при напряжениях 110-150 кВ - 31,5 кВ, 220-330кВ - 40 кВ, превышение этих уровней допускается в отдельных случаях лишь при наличии специальных обоснований

В проектах развития ЭЭС и электрических сетей наряду с определением места размещения и мощности объектов (электростанций и понижающих подстанций) производится предварительный выбор принципиальных схем электрических соединений и основных параметров объектов с учетом условий их работы в ЭЭС и в соответствии с требованиями норм технологического проектирования ГЭС, ТЭС, АЭС и подстанций 35-750 кВ

На основе проектных разработок схем развития ЭЭС и участков, к которым присоединяется электростанций, предварительно определяются также напряжения, на которых выдается мощность электростанции в основную электрическую сеть (как правило, принимается не более двух напряжений), число и направление ВЛ, отходящих от РУ каждого из повышенных напряжений, рекомендуемое распределение агрегатов между напряжениями, необходимость связи между двумя РУ повышенных напряжений и перетоки мощности по этой связи (или мощность автотрансформаторов связи), требования к главным схемам, а в некоторых случаях и к электрооборудованию электростанций, связанные с обеспечением устойчивости параллельной работы и применением ПА (секционирование шин РУ, размер аварийной разгрузки), значения токов КЗ. По данным проекта развития ЭЭС устанавливается, кроме того, предельно допустимое по условиям аварийного резервирования (резервы мощности и пропускной способности основных электрических связей) значение мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя электростанции, в том числе шиносоединительного или секционного

3.2.7. Проекты подстанций (ПС)

Для выполнения проектов понижающих ПС при проектировании развития ЭЭС и электрических сетей (а также при проектировании схем внешнего электроснабжения крупных потребителей) предварительно определяются район размещения ПС, напряжения РУ, рекомендуемые принципиальные схемы электрических соединений РУ (в проектах развития и электрических сетей - РУ 110 кВ и выше) и требования к секционированию сети, число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), электрические нагрузки ПС на расчетные периоды, число и напряжение ВЛ 110 кВ и выше и пределы регулирования напряжения на шинах ПС, тип и мощность компенсирующих устройств, режим заземления нейтралей трансформаторов, а также требования к системной автоматике

Нормы технологического проектирования ПС с высшим напряжением 35-750 кВ предусматривают также обязательность применения рекомендуемых типовых схем РУ всех напряжений. Применение нетиповых схем допускается только при наличии технико-экономического обоснования (в частности, для реконструируемых подстанций)

Этими нормами предусматривается установка на ПС, как правило, двух трансформаторов, установка большего количества трансформаторов допускается при наличии технико-экономических обоснований, а также в случаях, когда на ПС требуются два средних напряжения. Допускается в первый период эксплуатации установка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям среднего и низшего напряжений

Мощность трансформаторов должна быть достаточна для того, чтобы при отключении наиболее мощного из них остальные могли обеспечить питание потребителей (на время ремонта или замены вышедшего из работы трансформатора) с учетом допустимой перегрузки и резерва по сетям среднего и низшего напряжений. Для двухтрансформаторных ПС при отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более 70% максимальной нагрузки ПС на расчетный период.

Проектирование однотрансформаторных ПС допускается при условии резервирования питания потребителей в соответствии с требуемым уровнем надежности их электроснабжения.

Как правило, на ПС с высшим напряжением до 500 кВ устанавливаются трехфазные трансформаторы. При отсутствии трехфазных трансформаторов необходимой мощности могут применяться спаренные трехфазные или однофазные трансформаторы. При установке одной группы однофазных трансформаторов предусматривается резервная фаза с возможностью присоединения с помощью перемычек (при снятом напряжении). При установке двух групп необходимость резервной фазы должна быть определена технико-экономическими расчетами с учетом резерва по сетям среднего напряжения.

3.2.8 Проектирование схем электростанций.

В нормах технологического проектирования ТЭС и АЭС даны указания по выбору типов повышающих трансформаторов и трансформаторов (автотрансформаторов) связи между РУ повышенных напряжений и по установке резервной трансформаторной мощности.

В ряде случаев выбор варианта связи двух повышенных напряжений - использование двух трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов связи по схеме блока генератор-трансформатор или в виде отдельных трансформаторов, присоединение их через один или два выключателя, установка одного трехобмоточного трансформатора или даже отказ от трансформаторов связи - обосновывается технико-экономическими расчетами при проектировании ТЭС.

На ТЭС (КЭС и ТЭЦ), имеющих РУ генераторного напряжения, суммарная мощность трансформаторов, связывающих это РУ повышенного напряжения, должна обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности электростанции за вычетом нагрузки собственных нужд и нагрузки сети генераторного напряжения в период минимума местной нагрузки. Должна быть также обеспечена выдача в сеть активной мощности, вырабатываемой электростанцией в нерабочие дни.

Мощность, указанных трансформаторов должна быть достаточно для электроснабжения потребителей, получающих питание от генераторного напряжения в период максимума нагрузок при выходе из работы наиболее мощного генератора, присоединенного к этому РУ. При определении необходимой мощности трансформаторов должны быть учтены также условия питания потребителей в летний период, если при снижении тепловых нагрузок требуется остановка теплофикационных агрегатов.

Каждый генератор ТЭС мощностью 300 МВт и более присоединяется, как правило, через отдельные трансформаторы на стороне высокого напряжения. В отдельных случаях при наличии технико-экономического обоснования разрешается попарное присоединение трансформаторов двух блоков на стороне повышенного напряжения либо присоединение двух генераторов к одному трансформатору с расщепленными обмотками. Во всех случаях объединения блоков между генераторами и трансформаторами должны устанавливаться выключатели. Моноблоки АЭС, как правило, присоединяются через отдельные трансформаторы и выключатели на стороне повышенного напряжения. При установке с одним реактором мощностью до 500 МВт двух блоков генератор-трансформатор напряжением 330 кВ и выше допускается попарное присоединение этих трансформаторов на стороне повышенного напряжения.

На ТЭС с энергоблоками 300 МВт и более и на АЭС с энергоблоками 400 МВт и более повреждение или отказ любого из выключателей, кроме секционного и шиносоединительного, не должен, как правило, приводить к отключению более одного блока или такого числа ВЛ, которое допустимо по условию устойчивости ЭЭС. При повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателей, а также при совпадении повреждения или отказа одного из выключателей с ремонтом другого допускается одновременное отключение двух энергоблоков ТЭС или двух реакторных энергоблоков АЭС и такого числа ВЛ, которое допустимо по условию устойчивости ЭЭС.

Повреждение или отказ любого выключателя не должны, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух ВЛ) транзита напряжением 110 кВ и выше, если транзит состоит из двух параллельных цепей. Ремонт любого из выключателей напряжением 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения.

Отключение ВЛ, как правило, должно производиться не более чем двумя выключателями, отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд - не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения.

При соединении генераторов ТЭС в блоки с трехобмоточными трансформаторами (или автотрансформаторами) между генератором и трансформатором устанавливается выключатель.

Для АЭС нормы предусматривают также установку выключателя между генератором и работающим в блоке с ним двухобмоточным повышающим трансформатором. Решения по установке генераторных выключателей, не соответствующие этим указаниям, должны иметь специальное обоснование.

Для ГЭС предусматривается возможность применения следующих типов электрических блоков: одиночного блока генератор-трансформатор, укрупненного блока-нескольких гидрогенераторов, подключенных к одному повышающему трансформатору или к группе однофазных трансформаторов через выключатели или без них, объединенного блока - нескольких одиночных или укрупненных блоков, объединенных между собой без выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов.

4. Обеспечение надежности ЭЭС

4.1 Руководящие указания по устойчивости энергосистемы

4.1.1 Общие положения

Руководящие указания устанавливают требования, которым должна удовлетворять энергосистема в отношении устойчивости.

Требования к устойчивости энергосистемы могут быть изменены по сравнению с указаниями в настоящем документе с учетом конкретных условий при наличии технико-экономического обоснования.

Таблица 1

Возмущения	Группа нормативных возмущений в сетях с номинальным напряжением, кВ	
	110-220	330-500

Отключение любого элемента сети без КЗ

1

1

КЗ на линии электропередачи

Однофазное с успешным АПВ (на 330 кВ и выше - ОАПВ, на 110-220 кВ - ТАПВ)

1

1

Однофазное с неуспешным АПВ (на 330 кВ и выше - ОАПВ, на 110-220 кВ - ТАПВ)**

1

1

Многофазное с успешным и неуспешным АПВ

II

II

пешным АПВ **

Однофазное с отказом одного выключателя и действием УРОВ	П	Ш
Многофазное с отказом одного выключателя (для сетей 330-750 кВ-одной из фаз выключателя) и действием УРОВ	Ш	Ш

*¹) - на связи АЭС с энергосистемой

**²) - при обеспечении автоматического запрета АПВ в случае непогасания дуги неуспешное АПВ может не рассматриваться

Расчетная длительность КЗ принимается по верхней границе фактических значений, соответствующих работе основной защиты. При проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие длительность КЗ, не превышающие указанных в табл 1а

4.1.2. Нормативные возмущения.

Возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем подразделены на три группы I, П и Ш. В состав групп входят следующие возмущения

а) отключение элемента сети без КЗ и с КЗ (распределение по группам возмущений указано в табл 1),

б) возникновение аварийного небаланса мощности по любым причинам - отключение генератора или блока генераторов с общим выключателем на стороне высшего напряжения, крупной подстанции или крупного потребителя, ППТ или ее элемента и др (распределение по группам возмущений указано в табл 2)

Кроме того, в группу Ш включаются следующие возмущения

в) одновременное отключение двух цепей, расположенных в общем коридоре более чем на половине длины более короткой линии, при возмущении группы I в соответствии с табл 1,

г) возмущения групп I и П с отключением элемента сети или генератора, которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению другого элемента сети или генератора, подключенных к тому же распределению

Если при кратковременном нарушении электроснабжения крупного потребителя, вызванного КЗ, паузой АПВ и т.п., возможен выбег двигателей с последующим групповым самозапуском, необходимо учитывать вызываемый этим наброс реактивной нагрузки в качестве одного из возмущений группы I

Таблица 1

Номинальное напряжение,кВ	330
Время отключения КЗ,с	0,14

Таблица 2

Значение аварийного небаланса мощности	Группа нормативных возмущений
1	2
Не более мощности генератора или блока генератора, Кроме наиболее мощных, имеющих в небольшом количестве в ЭЭС	1
Не менее небаланса для группы I, но не более 1) Наибольшей мощности генератора или блока генераторов ЭЭС,	II
1	2

2) Мощности двух генераторов АЭС, подключенных к одному генераторному блоку

Не менее небаланса для группы II, но не более

1) Мощности, подключенной к одной секции (системе) шин или расщепустройства одного напряжения электро-Станции

III*

2) 50% мощности электростанции

* - аварийные небалансы группы III относятся к случаю, когда рассматривается устойчивость параллельной работы по связям со смежной ЭЭС

4.1.3 Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении (Кр) вычисляется по формуле

$$K_p = \frac{P_{пр} - P - \Delta P}{P} \quad (2)$$

где $P_{пр}$ - активная мощность, передаваемая через рассматриваемое сечение (переток в сечении) в режиме, предельном по статической устойчивости,

P - переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$,

ΔP - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении в рассматриваемом режиме (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток P изменяется в диапазоне $P + \Delta P$)

Определение предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока) При этом рассматриваются траектории утяжеления режима, представляющие собой последовательности установившихся режимов, которые при изменении некоторого параметра или группы параметров позволяют достичь границы области статической устойчивости

Следует рассматривать увеличение перетока в сечении для ряда траекторий утяжеления, которые характерны для ЭЭС и различаются перераспределением мощности между узлами, находящимися с каждой из сторон рассматриваемого сечения Значение $P_{пр}$ определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность

Допускается рассматривать только сбалансированные по мощности способы утяжеления режима, т е такие, при которых частота остается практически неизменной Если для конкретных условий увеличение перетока может вызываться или сопровождаться заметным изменением частоты, то такие способы утяжеления режима также должны быть рассмотрены

Предельные по статической устойчивости перетоки определяются с учетом перегрузки генераторов по току ротора, допустимой в течение 20 мин

Большую перегрузку разрешается учитывать (во всех режимах, кроме послеаварийного), если за допустимое времени такая перегрузка автоматически ликвидируется без снижения запаса устойчивости в сечении (автоматический пуск гидрогенераторов, перевод их из компенсаторного режима в активный и т п)

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности (ΔP) в рассматриваемом сечении, входящее в (2), устанавливается для каждого сечения ЭЭС по данным измерений

При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности, МВт, может быть определена по выражению

$$\Delta P = K \frac{P_{H1} P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}} \quad (3)$$

где P_{H1} , P_{H2} - суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения (МВт) - коэффициент k (МВт) принимается равным 1,5 - при ручном регулировании и 0,75 - при автоматическом регулировании и ограничении перетоков мощности

В эксплуатации для контроля за соблюдением нормативных запасов статической устойчивости следует, как правило, использовать значения перетоков активной мощности

При необходимости максимально-допустимые и аварийно-допустимые перетоки задаются как функции перетоков в других сечениях и напряжении в узловых точках энергосистемы. Такие перетоки и напряжения следует включать в число контролируемых параметров

В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых могут использоваться и другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам электропередачи. Допустимые значения контролируемых параметров, при которых обеспечивается нормативный коэффициент запаса по активной мощности, устанавливаются на основе расчетов

4.1.4 Коэффициент запаса по напряжению в узле нагрузки

Значения коэффициента запаса по напряжению (K_u) относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U} \quad (4)$$

где U - напряжение в узле в рассматриваемом режиме,

$U_{кр}$ - критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе, ниже которой происходит нарушение статической устойчивости двигателей

Критическое напряжение в узле нагрузки 110 кВ и выше, как правило, следует принимать не меньшим, чем $0,7 U_{ном}$ и $0,75 U_{ном}$, где $U_{ном}$ - напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме

Для контроля за соблюдением нормативных запасов по напряжению в узле нагрузки в эксплуатационной практике могут использоваться напряжения в любых узлах сети ЭЭС. Допустимые значения напряжений в контролируемых узлах устанавливаются расчетами режимов ЭЭС

4.1.5 Требования к устойчивости энергосистемы.

По условиям устойчивости ЭЭС нормируются минимальные коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты, запасы статической устойчивости в послеаварийных режимах.

Эти требования могут выполняться путем

- усиления электрической сети,
- уменьшения времени отключения КЗ, усовершенствования и оптимизации настройки устройств АПВ (например, использование контроля погасания дуги в паузу АПВ, выбор порядка поставки ЛЭП под напряжение, изменение длительности паузы АПВ) и т.п.,
- применение систем и устройств автоматического предотвращения нарушений устойчивости,
- изменения режима работы ЭЭС.

Нормируются коэффициенты запаса по апериодической статической устойчивости, при этом в допустимой области режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, а оперативно должно быть дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих колебаний.

Для допустимых перетоков должно быть, кроме того, проверено отсутствие термической перегрузки оборудования с учетом длительности существования режима, а также другие имеющиеся ограничения, не связанные с устойчивостью энергосистемы.

Значения показателей устойчивости должны быть не ниже указанных в табл. 3.

Таблица 3

Переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности, кР	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению, К _и	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость в сечении	
			при нормальной схеме	при ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	1, П, Ш	1, П
Утяжеленный	0,20	0,15	1, П	1
Вынужденный	0,08	0,10	-	-

При проектировании ЭЭС в нормальной схеме и при нормальном перетоке устойчивость при возмущении группы 1 в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться без применения ПА

При эксплуатации ЭЭС в нормальной схеме и при нормальном перетоке в случае возмущения группы 1 устойчивость должна обеспечиваться без применения ПА, за исключением тех случаев, когда

- выполнение требования приводит к необходимости ограничения потребителей или потери гидроресурсов,
- в результате возмущения предел статической устойчивости в сечении уменьшается более чем на 25%

При этом в указанных случаях, устойчивость должна обеспечиваться без воздействия ПА на разгрузку АЭС

Для пусковых схем объектов допускается применять ПА для предотвращения нарушения устойчивости при возмущениях группы I, но без воздействия на разгрузку АЭС

Послеаварийный режим после нормативных возмущений должен удовлетворять следующим требованиям

- коэффициенты запаса по активной мощности должны быть не менее 0,08,
- коэффициенты запаса по напряжению - не менее 0,1

Длительность послеаварийного режима определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима, как правило, не большим 15-20 мин

В течение этого времени возникновение дополнительных возмущений (т е наложение аварии на аварию) не рассматривается

Устойчивость при возмущении, приводящем к ослаблению сечения, может не сохраняться (кроме условий, оговоренных, в следующих случаях

- предел статической аperiodической устойчивости в рассматриваемом сечении уменьшается более чем на 70%,
- предел статической аperiodической устойчивости по оставшимся в сечении связям не превышает утроенной амплитуды нерегулярных колебаний мощности в этом сечении

При этом деление по оставшимся в работе связям не должно приводить к каскадному развитию аварии при правильной работе ПА

В указанных случаях должно осуществляться автоматическое разделение ЭЭС по этому сечению до возникновения асинхронного режима или в его начальной стадии

В эксплуатации любое отступление от требований, относящихся к нормальному перетоку (первая строка табл 3), означает переход к вынужденному перетоку и должно быть разрешено высшей оперативной инстанцией, в ведении или управлении которой находятся связи этого сечения. Переход к вынужденному

перетоку в сечении на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 мин, или на время, необходимое для ввода ограничений потребителей, а в послеаварийном режиме также на время, необходимое для мобилизации резерва (в том числе холодного), может быть выполнен оперативно по разрешению дежурного диспетчера указанной высшей оперативной инстанции

Работа с вынужденным перетоком не допускается, если нарушение устойчивости в этом режиме при возмущениях группы I или II и правильном функционировании ПА может привести к отключению потребителей от АЧР и САОН, суммарной мощностью более чем в 10 раз превышающей величину ограничения потребителей, которая требуется для обеспечения нормативных показателей нормального перетока

Работа с вынужденным перетоком в сечениях, примыкающих к АЭС, не допускается

Должно предусматриваться автоматическое прекращение асинхронных режимов в ЭЭС, как правило, путем ее деления. Ресинхронизация как с применением автоматических устройств, так и самопроизвольная, должна резервироваться делением

Допустимая длительность асинхронного режима и способ его прекращения устанавливается для каждого сечения с учетом необходимости предотвращения недопустимости повреждений оборудования ЭЭС, дополнительных нарушений синхронизма и нарушений электроснабжения потребителей. При этом особое внимание следует уделять устойчивости электростанций и крупных узлов нагрузки, вблизи которых может оказаться центр качаний

4 1.6 Расчетная проверка выполнений требований к устойчивости энергосистем

Расчеты устойчивости ЭЭС и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению являются необходимой частью работ по проектированию и эксплуатации ЭЭС

Расчеты устойчивости выполняются при

- выборе основной схемы ЭЭС и уточнении размещения основного оборудования,
- выборе рабочих режимов ЭЭС,
- выборе мероприятий для повышения устойчивости ЭЭС, включая средства ПА,
- определении параметров настройки систем регулирования и управления, релейной защиты, АПВ и т.д.,
- определении параметров настройки систем ПА, предназначенных для повышения устойчивости ЭЭС,

- проверке выполнения нормативных показателей устойчивости и других требований

Кроме того, расчеты устойчивости следует проводить при разработке и уточнении требований к основному оборудованию энергосистемы, релейной защите, автоматике и системам регулирования по условиям устойчивости ЭЭС

Ниже затрагиваются вопросы, относящиеся к проверке выполнения нормативных требований раздела 3, которая включает расчеты установившихся нормальных и послеаварийных режимов, оценку их статистической устойчивости, определение предельных по устойчивости режимов, вычисление коэффициентов запаса статической устойчивости, определение устойчивости при нормативных возмущениях (расчеты динамической устойчивости)

Расчеты установившихся режимов

При проверке устойчивости ЭЭС следует рассматривать режимы, соответствующие характерным точкам суточных и сезонных графиков генерации и потребления при возможных нормальных и ремонтных схемах. Эти режимы следует рассматривать как длительно существующие.

Генераторы в расчетах установившихся режимов следует представлять источниками неизменного напряжения (в расчетных точках поддержания напряжения) с заданными активными мощностями. Минимальное и максимальное значения располагаемой реактивной мощности рекомендуется задавать с учетом значений напряжения и активной мощности в данном режиме. Возможно задание фиксированной реактивной мощности (вместо напряжения).

Узлы нагрузки следует, как правило, представлять независимыми от напряжения значениями активной и реактивной мощности.

Параметры послеаварийного режима должны быть получены с учетом всех изменений, вызванных переходным процессом, в том числе действием ПА, а также ограничителей перегрузки обмоток возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов. При существенном небалансе мощности должно быть учтено изменение частоты.

Узлы нагрузки при расчете послеаварийного режима следует представлять статическими характеристиками по напряжению с учетом действия АРНТ, при изменении частоты для генераторов и нагрузки должны быть учтены их статические характеристики по частоте.

Расчеты статической устойчивости ЭЭС

В тех случаях, когда область апериодической статической устойчивости близка к области существования режима, допускается ограничиваться проверкой существования режима.

В расчетах апериодической статической устойчивости, если в каком-либо узле нагрузки нарушается условие $U > U_{кр}$, то соответствующий режим нужно считать апериодически неустойчивым.

Расчеты колебательной устойчивости следует выполнять

- в условиях эксплуатации, если имеются данные о возможности возникновения незатухающих или слабозатухающих колебаний, для уточнения области допустимых режимов и определения эффективности мер по предотвращению колебательного нарушения устойчивости,

- при проектировании, если можно ожидать трудности обеспечения колебательной устойчивости, в частности, если на электростанции будет использоваться новое оборудование генераторы, системы возбуждения и АРВ

Генераторы при проверке аperiodической устойчивости в большинстве случаев допускается представлять источниками неизменного напряжения (в расчетных точках поддержания напряжения, в зависимости от типа АРВ) с заданными активными мощностями, а нагрузки - статическими характеристиками без учета регулирования напряжения трансформаторов

Определение предельных по устойчивости режимов

Для определения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности в сечении выполняется утяжеление режима путем увеличения перетока мощности в сечении до получения режима, предельного по устойчивости

Траектории утяжеления режима должны в наибольшей степени изменять режим рассматриваемого сечения. Расчет утяжеленных режимов сопровождается проверкой их статической аperiodической устойчивости

Для увеличения перетоков в рассматриваемом сечении при расчете рекомендуется загружать генераторы с одной стороны сечения и разгружать - с другой стороны. При достижении ограничений по максимальной или минимальной мощности генераторов дальнейшее увеличение перетока рекомендуется осуществлять соответственно уменьшением или увеличением активной и реактивной мощности нагрузки. Если нагрузка снижена до возможного в реальных условиях минимума, то для дальнейшего увеличения перетока следует осуществлять перегрузку генераторов, сняв соответствующие ограничения (по току статора генератора, по току трансформатора, по мощности агрегата или энергоблока и т.п., кроме ограничений по току ротора)

Если рассматриваемое сечение связывает две части ЭЭС, причем меньшая из них является дефицитной, то в качестве основного способа утяжеления режима в этом сечении следует принимать увеличение нагрузки дефицитной части ЭЭС

Если для конкретных условий характерны иные факторы, вызывающие увеличение перетока, то такие способы утяжеления режима также должны быть рассмотрены

При утяжелении режима генераторы допустимо представлять как при расчете установившегося режима, ограничения по реактивной мощности генераторов должны приниматься, как указано выше

При необходимости учитывается изменение активной мощности генераторов по действующим системам вторичного регулирования. При этом следует считать отключенными все устройства автоматического управления, препятствующие достижению предельного перетока в данном сечении (автоматическое ограничение перетока, противоаварийная автоматика)

Крупные узлы нагрузки, расположенные в пунктах ЭЭС, где при утяжелении возможны существенные (более - 5-10%) изменения напряжения, должны быть представлены статическими характеристиками с учетом АРНТ. Для остальных нагрузок допустимо принимать $P_n = \text{const}$, $Q_n = \text{const}$

При утяжелении режима способом увеличения нагрузки прирост реактивной нагрузки при отсутствии фактических данных рекомендуется принимать пропорциональным приросту активной нагрузки с коэффициентом пропорциональности, равным 0,5-0,7 Мвар/МВт

При рассмотрении траекторий утяжеления с заметным изменением частоты для генераторов и нагрузки должны быть дополнительно статические характеристики мощности по частоте

Определение критического напряжения в узле нагрузки имеет следующие способности

Если узел нагрузки содержит синхронные двигатели, работающие с отключенным АРВ, то критическое напряжение следует принимать равным $0,85 U_{ном}$, для уточнения требуются расчеты, учитывающие параметры двигателей и их систем возбуждения

Если узел нагрузки содержит специфические электроприемники (например, электроприводы постоянного тока), то значения $U_{кр}$ следует создавать с учетом соответствующих ведомственных нормативов

Если узел нагрузки содержит протяженные или сильно загруженные линии распределительной сети (не включенные в расчетную схему энергосистемы), то критическое напряжение должно быть уточнено расчетами по специальной расчетной схеме. В этой схеме учитываются распределительная сеть, питаемая от рассматриваемого узла, регулирование напряжения понижающих трансформаторов, статические характеристики по напряжению всех основных групп электроустановок и значения их критических напряжений. Внешняя по отношению к узлу часть ЭЭС не учитывается, рассматриваемый узел принимается в качестве балансирующего (БУ). В первом расчете напряжение БУ принимается равным нормальному напряжению в этом узле. В последующих расчетах напряжение БУ от расчета к расчету понижается.

Критическое напряжение принимается равным минимальному напряжению балансирующего узла, при котором сохраняется статическая апериодическая устойчивость узла нагрузки, но не менее значений $U_{кр}$, указанных выше

Расчеты динамической устойчивости

В расчетах динамической устойчивости для генераторов, близких к точке КЗ, рекомендуется применять расчетные модели, в которых учитываются электромагнитные переходные процессы в обмотке возбуждения и демпферных контурах, и переходные процессы в системе возбуждения, включая АРВ. Остальные генераторы допустимо замещать неизменной по величине переходной ЭДС за переходным сопротивлением.

При расчетах кратковременных переходных процессов допустимо, как правило, принимать мощность турбин постоянной.

При расчетах динамической устойчивости для крупных узлов нагрузки (в особенности расположенных вблизи подробно моделируемых генераторов и в сечениях, по которым может быть нарушена устойчивость энергосистемы) следует использовать уравнения асинхронных, а также и синхронных двигателей, если мощность, потребляемая последними, значительна.

Для остальных узлов нагрузки допустимо, как правило, использовать статические характеристики, причем в тех узлах, где снижение напряжения в переходном режиме (после отключения КЗ) не превышает 5 - 10%, допустимо представлять нагрузку постоянным сопротивлением, а для удаленных от места КЗ - также постоянной мощностью или учитывать ее в балансе генерирующих узлов.

Следует также учитывать самоотключения электроприемников при глубоких снижениях напряжения.

Проверка выполнения требований устойчивости при нормативных возмущениях должна осуществляться с учетом действия ПА, предназначенной для автоматического предотвращения нарушений устойчивости (АПНУ), т.е. включать проверку эффективности АПНУ.

Расчетные модели ЭЭС уточняются на основе опыта эксплуатации с помощью натуральных экспериментов.

4.2 Релейная защита и устройства резервирования при отказе выключателей

Все элементы основной электрической сети ЭЭС Армении (линии, трансформаторы, автотрансформаторы, шины) должны быть оснащены основными быстродействующими РЗ, время срабатывания которых не превышает 20-25 мс, а суммарное время отключения КЗ с учетом времени отключения (50 мс) - 80 мс.

Устройства РЗ должны обязательно отключить повреждение с использованием при необходимости средств резервирования, поскольку работа энергосистемы с неотключенным КЗ невозможна.

Для ликвидации КЗ в случае отказа основной РЗ или выключателя ВЛ (трансформатора) предусматриваются разнообразные средства и методы

резервирования **Дальнего** - на соседних подстанциях и **ближнего** - на своей подстанции

К средствам дальнего резервирования относятся резервные многоступенчатые РЗ от междуфазных КЗ (дистанционные) и от КЗ на землю (направленные токовые нулевой последовательности), устройства телеотключения (передачи команды на отключение выключателя, установленного на противоположном конце линии) при срабатывании первой дистанционной РЗ

Для целей РЗ используются как высокочастотные каналы с передачей сигналов по проводам и тросам защищаемой ВЛ, так и радиорелейные каналы. В ряде случаев применяются оба вида каналов связи. За рубежом для целей РЗ и автоматики находят применение радиорелейные линии с передачей сигналов как в полосе телефонного канала, так и в полосе до 47 кГц при скоростях передачи до 40 кБод.

По мере развития энергосистем осуществление дальнего резервирования с помощью РЗ смежных элементов становится затруднительным или неэффективным вследствие невозможности обеспечения необходимой чувствительности, требуемой быстроты отключения КЗ, а также неселективного отключения большего числа присоединений.

К средствам ближнего (местного) резервирования относятся устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ), дублирование - применение на ВЛ двух, а иногда и трех основных РЗ (обычно разных типов, например дифференциально-фазной и дистанционной с передачей команд телеотключения), подключенных к разным трансформаторам тока и напряжения, разным автоматическим выключателям (предохранителям) постоянного оперативного тока и воздействующих на разные катушки отключения выключателя, специальные токовые или дистанционные шиносоединительных (или секционных) выключателей, осуществляющие в случае наличия на отходящих от шин элементах неотключившегося КЗ деление систем (или секций) шин, благодаря чему повышается чувствительность и селективность действия резервных РЗ, осуществляющих дальнейшее резервирование.

В перспективе все более широкое применение должны найти микропроцессорные комплексы, содержащие наряду с РЗ средства технического диагностирования, а также устройства для записи аварийной информации. Накопление базы данных аварийной информации позволит улучшить как оперативный анализ происшедших аварийных нарушений, так и ретроспективный анализ, позволяющий оценить правильность противоаварийных мероприятий, выявить неисправность устройств автоматики.

Основные преимущества микропроцессорных устройств сводятся к следующему

- высокая надежность функционирования устройств за счет постоянно действующей самодиагностики,
- простота технического и оперативного обслуживания при меньших затратах на подготовку персонала и эксплуатацию,
- возможность получения любых форм характеристик,
- возможность получения устройства, реагирующего на аварийные составляющие тока и напряжения,
- автоматическое адаптирование к изменению схемы и режима сети,
- одновременная настройка в одном реле нескольких комплектов уставок с вводом в работу любого из них оперативного (с любого уровня оперативного управления),
- регистрация аналоговой и дискретной информации в аварийных режимах и передача этой информации на любой уровень диспетчерского управления,
- контроль параметров нормального режима с любого уровня диспетчерского управления,
- интегрирование с системами контроля и управление объектом,
- возможность включения в экспертные системы контроля за происходящими в энергосистеме или на объекте событиями в помощь оперативному персоналу и службам РЗА

4 3. Автоматическое повторное включение

Все ВЛ и многие шины подстанций основной сети ЭЭС оснащены устройствами АПВ

Восстанавливая в работе при неустойчивых повреждениях, ложных или излишних срабатываниях РЗ линии или шины, АПВ способствуют предотвращению развития аварийных нарушений, восстановлению нормальной схемы сети

4 4 Противоаварийная автоматика

4 4.1. Общие положения

Для предотвращения возникновения и развития аварийных нарушений в ЭЭС и ускорения восстановления нормального режима должна применяться противоаварийная автоматика (ПА) Ее применение позволяет предотвратить возникновение системных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории

Комплекс устройств ПА состоит из нескольких подсистем, реализующих следующие функции

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ),
- автоматическая ликвидация (прекращение) асинхронного режима (АЛАР),
- автоматическое ограничение снижения частоты (АЧР),

- автоматическое ограничение снижения напряжения (АНР),
- автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) и напряжения (АОПН),

- автоматическая разгрузка оборудования (АРО)

Устройства ПА по совокупности контролируемых признаков должны выполнять следующие функции

- оценивать состояние ЭЭС,
- выявлять наличие и оценивать тяжесть аварийного возмущения,
- определять необходимость и требуемую интенсивность управляющих воздействий (УВ)

4.4 2 Управляющие воздействия ПА

Устройства ПА должны осуществлять следующие основные УВ

- разгрузка турбин (РТ),
- отключение генераторов (ОГ),
- отключение нагрузки (ОН),
- программная форсировка возбуждения генераторов (ФВ),
- управление установками продольной и поперечной компенсации
- форсировка компенсации (ФК), включение шунтовых реакторов (ФШР), отключение шунтовых реакторов (ОШР),
- деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части,
- реализация резервов мощности,
- отключение отдельных ЛЭП и трансформаторов связи, секционных и междушинных выключателей, не приводящее к ДС,
- включение ранее отключенной нагрузки, нормально отключенных ЛЭП, трансформаторов, выключателей

Другие типы УВ разрабатываются, находятся в стадии внедрения или имеют более ограниченную область применения, чем указанные выше

- электрическое торможение генераторов,
- загрузка паровых турбин воздействием на систему регулирования или путем отключения отборов высокого давления, теплофикационных отборов,
- разгрузка и загрузка гидротурбин,
- управление мощностью передач и вставок постоянного тока и др

Дозировать УВ рекомендуется ступенями, т е УВ определенной интенсивности, заранее подготовленным к действию по соответствующему сигналу

С учетом возможного ущерба целесообразна определенная очередность применения УВ, зависящая от цели воздействия, вида ПА. Менее предпочтительные УВ должны использоваться при исчерпании возможностей более предпочтительных или в качестве резервных, а также при неготовности

системы к реализации более предпочтительных УВ. При выборе УВ необходимо учитывать состояние электротехнического и энергетического оборудования.

Разгрузка турбин. Разгрузка паровой турбины осуществляется через систему регулирования с использованием двух входов: быстрогодействующего - электрогидравлического преобразователя (ЭГП) и медленнодействующего - механизма управления турбиной (МУТ).

Применяются два вида разгрузки паровых турбин - кратковременная и длительная.

Кратковременная (импульсная) разгрузка паровой турбины (КРТ) представляет собой быстрое уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов на несколько секунд. Применяется при АПНУ для уменьшения избыточной кинетической энергии роторов агрегатов на начальной стадии переходного процесса, вызванного аварийным возмущением. Интенсивность воздействия характеризуется глубиной и скоростью разгрузки.

Осуществляется КРТ подачей на ЭГП прямоугольного импульса с экспоненциальным его снятием в темпе, примерно соответствующем затуханию электромеханических колебаний в энергосистеме.

Амплитуда и длительность прямоугольной части импульса выбирается с учетом экспериментальных зависимостей глубины разгрузки от параметров импульса (импульсных диаграмм). Обычные диапазоны изменения амплитуды 1-4 отн. ед., длительности - 0,1-0,3 с.

Ступени КРТ электростанции могут отличаться амплитудой или длительностью прямоугольной части импульса, а также числом разгружаемых агрегатов. При выборе состава агрегатов, участвующих в аварийной разгрузке, следует учитывать ожидаемую частоту и дозировку КРТ, имея в виду ограниченность ресурса каждого агрегата.

Длительная разгрузка паровой турбины (ДРТ) или ограничение мощности (ОМ) представляет собой длительное (на время существования послеаварийного режима) уменьшение мощности за счет прикрытия регулирующих клапанов турбины и соответствующего уменьшения производительности котлоагрегата. Характеризуется глубиной разгрузки, может осуществляться через ЭГП и (или) МУТ турбины и должна сопровождаться подачей соответствующих УВ на системы регулирования режима котла.

Применение ДРТ позволяет

- предотвратить нарушение устойчивости,
- ликвидировать асинхронный режим,
- ограничить перегрузку оборудования.

Ступени ограничения могут отличаться величиной сигнала ограничения или количеством разгружаемых агрегатов. ДРТ реализуется агрегатами и общестанционными устройствами ОМ. Агрегатные устройства автоматически

отрабатывают заданную общестанционным устройством глубину ограничения. Допускается применение агрегатных устройств ОМ как содержащих, так и не содержащих регулирующий контур, замкнутый по мощности агрегата.

В первую очередь из-за большей точности ограничения используются устройства первого типа. С помощью общестанционного устройства распределяется заданный объем разгрузки по агрегатам (энергоблокам) с учетом их регулировочного диапазона, а также с учетом распределения агрегатов в случае осуществления ДС. Если суммарный регулировочный диапазон электростанции при этом оказывается недостаточным, выполняется дополнительное ОГ.

Отключение генераторов служит для

- предотвращения нарушений устойчивости,
- ликвидации асинхронного режима,
- ограничения повышения частоты и перегрузки оборудования.

Проводится ОГ отключением выключателей генераторов или блоков генератор - трансформатор. Отключаемые выключатели следует выбирать с учетом

- обеспечения необходимого быстродействия и надежности отключения,
- количества генераторов, отключаемых при воздействии на соответствующие выключатели,
- схемы высокого напряжения электростанции.

На ТЭС и АЭС, если состояние технологической автоматики и системы регулирования частоты вращения агрегата не обеспечивает надежную работу блока на холостом ходу или с нагрузкой собственных нужд, допускается воздействие устройства ОГ на закрытие стопорных клапанов с последующим отключением выключателя, если при этом быстродействие достаточно для выполнения функций ПА.

При выборе типа УВ необходимо иметь в виду, что ОГ

- на ГЭС предпочтительнее, чем на ТЭС,
- на ТЭС или АЭС целесообразно лишь после исчерпания возможностей по ОМ,

- на АЭС следует применять в последнюю очередь.

При выборе отключаемых генераторов следует учитывать возможность удержать агрегаты при работе генераторов на нагрузку собственных нужд.

Отключение нагрузки применяется для

- ограничения снижения частоты и напряжения,
- предотвращения нарушения устойчивости,
- ликвидации асинхронного режима,
- ограничения перегрузки оборудования.

Поскольку ОН связано с прямым недоотпуском энергии потребителям, рекомендуется использовать АПВ после ОН

5 Автоматизированная система диспетчерского управления(АСДУ)

Автоматизированная система диспетчерского управления базирующаяся на современных средствах вычислительной техники, сбора и отображения информации должна обеспечивать эффективную поддержку персонала ЦДУ на всех этапах планирования режимов, оперативного и автоматического управления

6 Средства диспетчерской связи

6.1. Диспетчерская телефонная связь (ДТС)

ДТС должна организовываться по двум и более взаимно резервируемым каналам, один из которых должен быть некоммутируемым. Каналы связи должны иметь полосу пропускания не менее 2 кГц и должны включаться с обеих сторон в диспетчерские коммутаторы

Вызов по каналам ДТС должен осуществляться с помощью простых коммутационных манипуляций без набора номера

6.2. Факсимильная связь

На ДЦ должна предусматриваться факсимильная связь для передачи фотокопий печатных и графических документов

6.3. Каналы телеинформации

Каналы телеинформации могут быть дуплексными или симплексными и рассчитаны на работу со скоростями 50-2400 Бод

7 Долгосрочное планирование режимов

7.1 Общие положения

Решая задачи долгосрочного планирования режимов, ЦДУ ЭЭС выполняет следующие функции

разрабатывает годовые, квартальные и месячные балансы мощности для ЭЭС,

разрабатывает годовые и квартальные планы выработки и перетоков электроэнергии,

подготавливает предложения по корректировке этих планов (согласовывает с эксплуатационными подразделениями распределение квартальных планов между месяцами квартала),

разрабатывает годовые и сезонные схемы по урегулированию стока водохранилищ каскадов ГЭС,

контролирует ведение режимов каскадов ГЭС и вносит необходимые изменения в графики сработки и наполнения водохранилищ,

ведет учет технико-экономических показателей ГЭС и проводит эффективности использования гидроресурсов,

выполняет расчеты и анализ обеспеченности топливными ресурсами,

участвует в разработке оперативных планов по использованию различных видов топлива и мероприятий по ведению энергетических режимов в соответствии со складывающейся топливной конъюнктурой,

прогнозирует электропотребление и типовые суточные графики нагрузки на период долгосрочного планирования,

выполняет расчеты энергетических режимов и для характерных дней планируемого периода составляет графики покрытия нагрузок, необходимые для разработки проектов оптимальных долгосрочных планов выработки и перетоков электроэнергии,

учитывает технико-экономические показатели и анализирует использование отдельных групп оборудования ТЭС,

разрабатывает мероприятия по улучшению структуры выработки электроэнергии и снижению удельных расходов условного топлива,

анализирует использование маневренных способностей оборудования ТЭС при регулировании режима,

определяет допустимые значения мощности, выводимой в ремонт,

подготавливает предложения по оптимизации планов капитальных и средних ремонтов основного оборудования электростанций,

согласовывает годовые планы таких ремонтов,

разрабатывает месячные планы ремонтов оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении диспетчера ЦДУ,

ведет контроль выполнения планов ремонтов оборудования электростанций,

устанавливает эксплуатационные схемы основной электрической сети, находящейся в оперативном подчинении ЦДУ,

разрабатывает режимы ЭЭС на характерные периоды года (осенне-зимний максимум, паводок, летний ремонт и т.д.), а также в связи с вводом новых объектов системного значения,

выполняет расчеты потокораспределения и режимов напряжения в основной сети ЭЭС,

проводит для характерных дней периода (месяц, квартал) расчеты оптимальных режимов электрической сети по напряжению и реактивной мощности,

определяет порядок использования средств регулирования напряжения и задает графики напряжения в точках контролируемых диспетчером ЦДУ,

ведет общий контроль за электрических режимом,

разрабатывает предложения по ликвидации в основной электрической сети “узких” мест, препятствующих рациональному использованию мощностей и ведению оптимальных режимов,

анализирует структуру и динамику потерь в электрической сети, определяет мероприятия по снижению потерь и улучшению режима напряжения,

разрабатывает планы ремонтов межсистемных и основных транзитных связей, контролирует выполнение этих планов,

проводит расчеты устойчивости, токов КЗ, асинхронных режимов, определяет максимально допустимые значения мощности, передаваемой по основным транзитным связям,

оценивает параметры предельных режимов для различных условий работы ЭЭС, а также в связи с вводом в эксплуатацию новых объектов системного значения,

разрабатывает или согласовывает требования по оснащению основной сети ЭЭС устройствами релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, выбирает уставки релейной защиты и автоматики межсистемных и транзитных связей,

согласовывает уставки и характеристики устройств, находящихся в оперативном ведении диспетчера ЦДУ,

задает объемы и уставки АЧР и ЧАПВ,

дает указания по применению устройств специальной автоматики отключения нагрузки (САОН),

при длительном дефиците мощности и электроэнергии (энергоресурсов) подготавливает предложения по продолжительности ограничений потребителей по мощности и электроэнергии,

при утверждении этих ограничений вводит и контролирует их выполнение, составляет по данным РП сводные графики ограничений мощности электроэнергии и аварийных отключений потребителей с питающих центров

Наряду с непосредственной разработкой долгосрочных режимов ЦДУ выполняет другие важные функции, относящиеся к уровню долгосрочного планирования и связанные с оптимизацией развития ЭЭС, обеспечением экспорта электроэнергии в зарубежные страны, совершенствованием системы, методов и средств оперативно-диспетчерского управления, оснащением ЭЭС новыми средствами автоматизации системного значения

Выполняя эти функции, ЦДУ подготавливает предложения по развитию ЭЭС, а также

разрабатывает планы ввода новых мощностей крупных сетевых объектов,

согласовывает проекты развития ЭЭС, заданий на проектирование энергообъектов системного значения, технических проектов и пусковых схем этих энергообъектов,

участвует в разработке требований к новому крупному энергетическому оборудованию, средствам диспетчерского и технологического управления, устройствам автоматического управления аномальными и аварийными режимами,

руководит внедрением средств и устройств системного значения, принимает участие в разработке директивных материалов по повышению технического уровня эксплуатации энергосистемы,

организует выполнение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и наладочных работ по повышению надежности, экономичности работы ЭЭС и улучшению качества электроэнергии,

рассматривает и утверждает, выполняемые по заданиям ЦДУ и ОДУ, работы по развитию и автоматизации оперативно-диспетчерского управления,

осуществляет общее техническое руководство эксплуатацией средств телемеханики и связи организациями и предприятиями отрасли,

координирует строительство и эксплуатацию магистральных линий связи отрасли,

эксплуатирует технические средства, которыми оснащены диспетчерский пункт и вычислительный центр ЦДУ,

разрабатывает положения и инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению и эксплуатации,

ведет текущую и обобщенную отчетность по работе ЭЭС,

организует проведение системных испытаний, связанных с определением режимных характеристик энергосистемы и внедрением средств автоматизации управления режимами

Подразделения ЦДУ осуществляет методическое руководство, обеспечивая проведение единой технической политики по оперативному управлению, совершенствованию методов и технических средств управления и организации четкого взаимодействия всех ступеней управления и организации четкого взаимодействия всех ступеней иерархии управления

Функции ЦДУ энергосистем по долгосрочному планированию режимов жестко ограничены областью оперативной и режимной работы

разработка вопросов перспективного развития энергосистем,

планирование энергетического производства и технико-экономических показателей,

составление технико-экономических характеристик и определение допустимых режимов работы оборудования,

руководство процессом оснащения энергосистемы устройствами релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, АРЧМ, а также размещением и настройкой устройств АЧР, ЧАПВ, САОН,

участие в разработке и внедрении мероприятий по обеспечению устойчивости параллельной работы электростанций, повышению надежности питания основных узлов нагрузки и наиболее ответственных потребителей, улучшению экономичности работы электростанций и энергосистемы в целом, повышению маневренности и управляемости основного оборудования электростанций, снижению потерь электроэнергии в основной электрической сети, улучшению качества энергии, автоматизации диспетчерского управления энергосистемой и энергопредприятиями (энергообъектами),

участие в проверке готовности электростанций и сетей к работе в периоды осенне-зимнего максимума, паводка, грозового сезона,

составление диспетчерских инструкций и т д

предложения по балансам мощности и электроэнергии, ожидаемые типовые графики нагрузки,

материалы для экономического распределения мощностей,

схемы основной сети с параметрами ее элементов, упрощенные (эквивалентные) расчетные схемы,

желательные графики напряжения,

результаты контрольных замеров по энергосистеме,

суммарные графики аварийных ограничений и отключений потребителей и

т д

Персонал станций получает от ЦДУ

данные по оптимальным долгосрочным планам выработкам электроэнергии и использованию энергоресурсов,

указания по ограничениям, подлежащим учету при долгосрочном планировании,

допустимые значения ремонтной мощности по месяцам года,

диспетчерские положения и инструкции и т д

7.2 Прогнозирование

Прогноз нагрузок

В качестве исходной информации для всех задач долгосрочного планирования используются заблаговременные прогнозы электрических нагрузок. Для каждого интервала соответствующего года (неделя, месяц) прогнозируется энергопотребление и характерные суточные графики нагрузки - среднего рабочего дня, субботы, воскресенья и понедельника.

Прогноз осуществляется на основе статистической экстраполяции на будущее прошлого режима. При этом целесообразно учитывать особенности

изменения нагрузки разных групп потребителей (промышленных, непромышленных, бытовых) и отраслей промышленности Прогнозируемая нагрузка приводится к среднемесячным погодным условиям (учитывается температура воздуха и облачность) При формировании исходных данных фактические сведения о графиках нагрузки и потреблении приводятся к номинальной частоте

Прогнозирование потребления электроэнергии для каждого месяца года осуществляется на основании архива за несколько (порядка 10) лет Месячное потребление электроэнергии определяется как сумма потреблений отдельных дней за средние рабочие дни, суммы субботы, воскресенья, Понедельники, праздничные и предпраздничные дни При этом для каждого периода прогнозирования учитываемая приведенное значение электроэнергии, пересчитанное с учетом отклонения фактического значения частоты от номинального, а также температуры и освещенности (облачности) от среднеголетних значений

Отдельно должен прогнозироваться максимум нагрузки

Прогноз располагаемой и рабочей мощности

Для определения баланса мощности и энергии на предстоящий период (год, квартал, месяц, сутки) должны прогнозироваться значения располагаемой и рабочей мощности электростанций При этом необходимо учитывать разрывы и ограничения электрической мощности ЭС, объемы плановых капитальных и текущих ремонтов (аварийные снижения мощности определяются вероятностным расчетом на основе показателей аварийности оборудования)

Указанные составляющие мощности электростанций должны прогнозироваться на основе применения как статистических методов (статистическая экстраполяция прошлого на будущее), так и нормативно-справочных материалов (например, регламентирующих периодичность и продолжительность плановых ремонтов) Программы для указанного прогнозирования находятся в стадии разработки

В зависимости от заблаговременности долгосрочного планирования (месяц, квартал, год) те или иные составляющие могут быть определены с большей или меньшей степенью достоверности Так, например, с достаточной достоверностью может быть учтен вывод в "холодный" резерв и консервацию малоэкономичных агрегатов

Мощности агрегатов, выводимых в капитальные и средние ремонты, являются также практически определенными величинами, поскольку эти ремонты планируются на год, исходя из нормативной периодичности и продолжительности с учетом баланса мощности

Значение мощности агрегатов тепловых электростанций, находящихся в аварийной ремонте, определяется на основании вероятностных характеристик за ряд лет наблюдений

При определении значений располагаемой и рабочей мощности необходимо учитывать также сезонное снижение мощности гидроэлектростанций, обусловленное уменьшением напора во время весеннего половодья из-за роста уровня нижнего бьефа вследствие больших расходов воды, а в зимние месяцы снижением уровня верхнего бьефа из-за сработки водохранилищ

Наряду с прогнозом значений располагаемой и рабочей мощности, необходимой для покрытия нагрузки, при долгосрочном планировании определяется количество электроэнергии W_{Σ} , которое может быть выработано электростанциями В первом приближении возможная выработка электроэнергии оценивается по числу часов использования установления мощности P_{iy}

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{iy} T_y$$

где P_{iy} - установленная мощность оборудования определенного типа,

T_y - число часов использования установленной мощности оборудования данного типа

Прогноз показателей надежности оборудования и аппаратуры

Прогноз показателей надежности энергетического и электротехнического оборудования и аппаратуры, средств управления в условиях эксплуатации обычно осуществляется экстраполяцией или "прямым распространением" на предстоящий период значений показателей надежности, получаемых на основе статистических данных При условии, что предстоящий период является не очень продолжительным (не превышает 2-3 лет) такой метод можно считать приемлемым Однако возможны случаи, когда на основе ретроспективных данных нельзя получить достоверных значений показателей надежности некоторой части оборудования Это имеет место, например, тогда, когда опыт эксплуатации нового оборудования является недостаточным для получения достоверных характеристик их надежности или вовсе отсутствует В ряде случаев показатели надежности нового оборудования можно приближенно оценить, рассматривая его как систему, состоящую из элементов, для которых могут быть получены характеристики надежности по данным о работе аналогичных элементов или по данным испытаний если же и это невозможно, то соответствующие характеристики приходится прогнозировать с помощью экспертных оценок

Таким образом, основой для определения значений показателей надежности оборудования, необходимых для диспетчерского управления на всех уровнях

территориальной и временной иерархии, как правило, является статистическая обработка ретроспективной информации о его повреждаемости и восстанавливаемости

Повреждаемость и восстанавливаемость оборудования определяются условиями изготовления, эксплуатации, а также и внешними (природными) условиями. Поэтому при сборе информации рассматриваются множества событий и условий, при которых происходят эти события. Множество событий характеризуется фактом и календарным временем повреждения оборудования и вывода оборудования в ремонт, видом повреждения, характером и длительностью ремонта. Множество условий характеризуется общими данными элемента (наименование, тип и параметры, завод-изготовитель, год выпуска и т.д.), условиями эксплуатации, причинами повреждений и выводов в ремонт и т.д.

7.3 Резерв

Резерв	Назначение резерва	Величина резерва
Народно-хозяйственный	Долгосрочное Планирование Компенсация повышения задержки мощностей	возможного потребления, ввода новых
		2-3% P_{\max}
Ремонтный для капитального и среднего ремонта	Компенсация оборудования в ремонт в годовой максимум нагрузки То же в период летнего провала нагрузки	выводы
		0,5-1% $P_{\text{расп}}$
Для текущего ремонта	То же в период максимума нагрузки То же в остальное время	До 9-10% $P_{\text{расп}}$
		3-4% $P_{\text{расп}}$
Для аварийного ремонта	То же в любое время	4-5% $P_{\text{расп}}$
		4-5% $P_{\text{расп}}$

8 Краткосрочное планирование режимов

Выполняя свои функции по краткосрочному планированию режимов, ЦДУ осуществляет, прогнозирование суточных графиков нагрузки на предстоящий период краткосрочного планирования (от суток до недели), рассматривает (разрешает, отказывает) заявки, определяется для наиболее сложных разрешенных заявок условия проведения работ, дает указания по изменению схемы и подготовке режима, корректировке предельно допустимых значений мощности, передаваемой по контролируемым связям, использованию и настройке средств защиты и автоматики, изменению графиков напряжения в контрольных точках и т д , определяет рабочую мощность электростанций, составляет балансы мощности на утренний и вечерний максимумы нагрузки, проверяет при необходимости балансы мощности на час ночного минимума учитывает маневренные возможности электростанций, устанавливает для предстоящего краткосрочного периода допустимые значения выработки электроэнергии каскадов ГЭС, долгосрочные режимы которых разрабатываются ЦДУ, руководствуясь утвержденными графиками наполнения и сработки водохранилищ и учитывая фактическое положение с гидроресурсами и метеорологическую обстановку, определяет налагаемые на режимы ЭЭС ограничения по использованию отдельных видов топлива в соответствии с планами топливоснабжения и фактическим положением с запасами топлива, устанавливает длительность необходимых ограничений нагрузки потребителей при выявлении дефицита мощности и электроэнергии, проводит расчеты по оптимизации краткосрочных энергетических режимов ЭЭС, разрабатывает и утверждает суточные планы-графики работы ЭЭС - графики нагрузки (потребляемой мощности), суммарной мощности электростанций ЭЭС, передает эти графики для исполнения, осуществляет ежедневный анализ работы ЭЭС за прошедшие сутки в целях выявления причин отклонений от заданных графиков и оценки действий дежурных диспетчеров выполняющих план и коррекцию режима при отклонении от условий работы, учтенных при планировании

Краткосрочный прогноз нагрузок ЭЭС и энергоузлов

Прогноз должен производиться ежедневно, обычно на каждый час следующих суток (а перед выходными и праздничными днями на несколько суток) Возможно также применение недельных прогнозов с последующей их ежесуточной корректировкой

При прогнозе на сутки и более (когда данные текущих суток неизвестны) нагрузки каждого часа определяются из соответствующих стационарных рядов почасовых нагрузок нескольких предыдущих однотипных дней по условиям минимального риска

При прогнозе нагрузки целесообразно также использовать прогнозы нагрузки по районам, сведения о предполагаемом режиме работы крупных потребителей (для уровня ЭЭС), о программах телевизионных передач

Прогноз активных и реактивных нагрузок в узлах электрической сети необходим для обеспечения информацией программ электрических и оптимизационных расчетов

Методы прогноза могут основываться на двух принципиально различных подходах. Первый подход аналогичен применяемому при прогнозе графика нагрузки для всей энергосистемы и требует для каждого узла и каждого вида нагрузки такого же объема информации. Второй подход основан на использовании статистических данных о зависимости активных нагрузок отдельных узлов от суммарной нагрузки энергосистемы и реактивных нагрузок от активной. Его использование позволяет значительно сократить объем необходимой исходной информации

Исходные данные о фактических нагрузках, особенно реактивных, целесообразно приводить по статическим характеристикам к номинальному напряжению, а если имели место отклонения частоты, то и к номинальной частоте. В зависимости от порядка применения технологических алгоритмов, использующих прогноз, а также от реальной возможности получить информацию о нагрузках узлов прогноз может производиться на каждый час суток или только на отдельные характерные точки суточного графика нагрузки и лишь для той части сети, для которой предполагается производить электрические расчеты

**Краткосрочное (суточное и недельное)
планирование и оперативное планирование**

Резерв	Назначение резерва	Величина резерва	Характер резерва	Мобильность резерва
Ремонтный (для аварийного ремонта)	Компенсация вывода оборудования в аварийный ремонт в пределах цикла краткосрочного планирования	1-2% $P_{расп}$	Горячий (включенный) Невключенный	Минуты Десятки минут - несколько часов
Нагрузочный (регулируемый)	Компенсация погрешности прогноза нагрузки	1-2% $P_{макс}$	Включенный Невключенный	Минуты Десятки минут - несколько часов
Аварийный первой категории	Предотвращение нарушения устойчивости, автоматическое восстановление питания потребителей, отключенных действием противоаварийной автоматики, восстановление частоты	По местным условиям	Включенный, реализуемый действием автоматических устройств	Доли секунд - секунды - десятки секунд
второй категории	Ликвидация перегрузки линий электропередачи по току, восстановление нормальных запасов устойчивости, восстановление частоты	По местным условиям	Включенный или невключенный, мобилизуемый вручную	Минуты - десятки минут
третьей категории	Восстановление нормального режима при значительных дефицитах мощности <i>Автоматическое управление</i>	По местным условиям	Невключенный	Часы
Нагрузочный (регулируемый)	Компенсация погрешности прогнозирования нагрузки и непредвиденных изменений мощности электростанций	1-2% $P_{макс}$	Включенный, реализуемый действием АРЧМ	Секунды - десятки секунд

9. Ведение нормального режима

9.1. Общие положения

Оперативное управление в нормальных условиях заключается в регулировании режима согласно заданному оптимальному суточному плану-графику работы с коррекцией (“дооптимизацией”) режима при отклонении условий работы от принятых при краткосрочном планировании. Выполняя свои функции по ведению нормального режима, диспетчеры ЦДУ и дежурный персонал оперативных подразделений низких ступеней управления проводят оперативные переключения (предусмотренные суточным планом или внеплановые, необходимость в которых возникла в процессе управления), изменяя схему электрических сетей и энергообъектов, а также состав включенного оборудования электростанций и сетей (вывод в ремонт или резерв, включение в работу после ремонта и резерва)

на каждой ступени системы оперативно-диспетчерского управления проводится сбор, обработка и документирование оперативной информации. Управление текущим режимом осуществляется с помощью средств оперативного управления, в том числе средств автоматического управления, состояние и настройка которых контролируется оперативным персоналом и при необходимости изменяется.

9.2. Регулирование энергетического режима

Диспетчер ЦДУ ЭЭС

регулирует энергетический режим ЭЭС,

оперативно руководит реализацией оптимального суточного плана-графика работы ЭЭС,

контролирует и обеспечивает выполнение заданных ЦДУ графиков перетоков мощности, суммарных мощностей и значений горячего резерва мощности,

при отклонении условий работы ЭЭС от учтенных в плане изменяет диспетчерские графики в целях “дооптимизации” энергетического режима, корректируя распределение мощностей с учетом требований надежности и качества электроэнергии,

вносит в энергетический режим корректировку, вызванную непредвиденными изменениями в топливоснабжении

оперативно управляет работой электростанций и сетей в соответствии с оптимальным планом-графиком работы энергосистемы

контролирует выполнение электростанциями заданных суточных графиков мощности,

корректирует распределение мощности между электростанциями, осуществляя “дооптимизацию” режима при отклонении условий работы энергосистемы от учтенных в плане,

следит за обеспеченностью топливом электростанций, имеющих недостаточные запасы, при непредвиденном резком снижении запасов топлива в установленном порядке принимает меры к разгрузке этих электростанций,

обеспечивает требуемую очередность и своевременность пуска и остановов крупных агрегатов электростанций,

контролирует выполнение электростанциями установленных заданий по максимальной мощности и техническим минимумам мощности агрегатов и электростанции в целом,

Старший оперативный персонал электростанций

регулирует мощность электростанций в соответствии с заданным графиком и распоряжениями диспетчера,

осуществляет экономическое распределение электрических мощностей и отборов тепловой мощности (на ТЭС) между агрегатами,

руководит переключениями в основной схеме электростанции, пуском и остановом агрегатов, а также вспомогательного оборудования, влияющего на использование мощности, надежность и экономичность работы электростанции,

обеспечивает надежное питание собственных нужд,

руководит (на ТЭС) поддержанием на нормальном уровне параметров теплоносителей (давление и температура отпускаемых потребителям пара и горячей воды),

контролирует положение с топливоснабжением,

руководит действиями подчиненного оперативного персонала по поддержанию нормальных показателей технологического режима ТЭС, АЭС и водохозяйственного режима ГЭС

9.3 Регулирование частоты в энергосистеме

Диспетчер ЦДУ ЭЭС

руководит регулированием частоты в ЭЭС, устанавливая порядок использования централизованной системы АРЧМ высшего уровня,

координирует действия подчиненного оперативного персонала по поддержанию необходимого регулировочного диапазона,

непосредственно руководит использованием мощности крупных ГЭС,

уточняет балансы мощности по ЭЭС на утренний и вечерний максимумы нагрузки и при необходимости принимает меры по мобилизации дополнительной мощности,

определяет длительность ограничений мощности и вводит эти ограничения по решению руководства ЦДУ при дефицитах мощности, вызванных отклонениями от плана

контролирует распределение мощности между регулируемыми электростанциями, осуществляемое системой АРЧМ, и наличие необходимого регулировочного резерва на этих электростанциях

Старший оперативный персонал электростанций

контролирует работу агрегатов, участвующих в автоматическом регулировании,

выполняет задания вышестоящего оперативного персонала по ручному регулированию частоты и поддержанию необходимого регулировочного диапазона

9 4 Контроль и изменение схемы и режима электрической сети

Диспетчер ЦДУ ЭЭС

контролирует схему и режим ЭЭС, при необходимости изменяет схему и режим по условиям надежности,

координирует действия подчиненного персонала по выполнению заданных графиков напряжения в контрольных точках основной сети ЭЭС и использованию средств регулирования напряжения, обеспечивая оптимизацию электрического режима,

подготавливает схему и режим ЭЭС к ожидаемым неблагоприятным метеорологическим явлениям (гроза, гололед, ураганный ветер), принимая дополнительные меры повышения надежности

руководит действиями диспетчеров РП и оперативного персонала энергообъектов по поддержанию надежной схемы основной сети ЭЭС регулированию напряжения и оптимизации электрического режима, а также по подготовке к ожидаемым стихийным явлениям

контролирует и при необходимости изменяет схему и режим основной (питающей) сети энергосистемы, обеспечивая надежную параллельную работу электростанций, ограничивая допустимыми пределами перетоки мощности по межсистемным и внутренним транзитным связям, а также нагрузки по току оборудования,

осуществляет контроль за поддержанием надежных схем питания основных узлов нагрузки и отдельных ответственных потребителей,

руководит регулированием напряжения в энергосистеме, обеспечивая поддержание напряжения в контрольных точках в соответствии с заданными графиками и принимая меры к поддержанию оптимального электрического режима в основной сети,

контролирует использование реактивных мощностей и устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов питающей сети, следит за состоянием основного оборудования энергосистемы

Старший оперативный персонал электростанций обеспечивает регулирование напряжения на шинах электростанций при оптимальном распределении реактивных мощностей между генераторами

Старший оперативный персонал электрических сетей

контролирует схему и режим сети, находящейся в его управлении, при необходимости изменяет схему и режим по условиям надежности питания потребителей и экономичности работы сети,

обеспечивает поддержание уровней напряжения в центрах питания распределительной сети, обеспечивающих нормальное напряжение у потребителей,

регулирует реактивную мощность СК,

изменяет положение устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов,

включает и отключает конденсаторные батареи в соответствии с требованиями экономичности и качества электроэнергии

9.5. Вывод оборудования и ввод его в работу

Диспетчеры энергосистемы и старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей

ведут контроль за выводом из работы (или резерва) и вводом оборудования в работу (или резерв) в соответствии с разрешенными заявками,

дают разрешение на выполнение операций на оборудовании и устройствах, находящихся в их оперативном ведении,

проводят подготовку схемы, режима и устройств автоматики и релейной защиты к проведению работ по заявкам,

руководят действиями подчиненного оперативного персонала при проведении операций на оборудовании и устройствах, находящихся в их оперативном подчинении,

рассматривают и решают вопросы проведения неотложных внеплановых работ на оборудовании или устройствах, находящихся в их оперативном управлении (если длительность работ ограничена пределами смены)

9.6 Контроль за устройствами оперативного управления, релейной защиты линейной и противоаварийной автоматики, вывод их из работы и ввод в работу

Диспетчеры ЦДУ и старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей

145

контролирует состояние устройств и систем релейной защиты и автоматики, находящихся в их оперативном управлении и ведении и соответствие настройки релейной защиты и автоматики схеме и режиму сети,
 следят за состоянием средств диспетчерского и технологического управления и вычислительной техники,
 принимают меры к ликвидации возникших неисправностей,
 выводят из действия и вводят в работу устройства релейной защиты и автоматики в соответствии с инструктивными указаниями,
 дают разрешение обслуживающему персоналу на вывод из действия и ввод в работу средств диспетчерского и технологического управления и вычислительной техники

9.7. Проведение испытаний Ввод нового оборудования в работу

Диспетчеры ЦДУ и старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей осуществляют оперативное руководство испытаниями в соответствии с разрешенными заявками и утвержденными программами, а также ввод в работу нового оборудования, устройств релейной защиты и автоматики

9.8. Передача оперативной информации. Ведение оперативной отчетности

Диспетчеры ЦДУ и старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей

получают от подчиненного оперативного персонала сообщения о нарушениях режима, несчастных случаях с людьми и других происшествиях,
 предоставляют в установленном порядке соответствующую информацию вышестоящему оперативному руководству,
 ведут оперативную отчетность, отмечая все существенные отклонения от заданного графика,
 обеспечивают фиксацию (звукозапись) оперативных переговоров

10. Предотвращение и ликвидация аварийных нарушений

10.1 Общие положения

Распределение функций по предотвращению и ликвидации аварий определяются типовыми диспетчерскими инструкциями, учитывающими
 разнообразие схем и режимов энергосистемы и энергообъектов,
 особенности оборудования,
 степень оснащенности средствами оперативного управления,
 уровень автоматизации и ряд других факторов
 Правильное распределение этих функций - задача сложная, на ее решение влияют два противоречивых фактора

стремление предоставить оперативному персоналу возможно большую самостоятельность при ликвидации быстро развивающихся и охватывающих большое число объектов системных аварий, при которых персонал должен действовать незамедлительно и в большинстве случаев в условиях практической невозможности получить своевременные указания вышестоящего оперативного руководителя,

необходимость ограничить самостоятельные действия персонала электростанций по аварийному регулированию мощности, когда оно в условиях сложного энергообъединения с предельно загруженными и слабыми связями, неконтролируемыми этим персоналом, может привести к развитию аварии

Четкое распределение функций между персоналом различных ступеней оперативного управления на основе наибольшей допустимой самостоятельности подчиненного персонала и строжайшая диспетчерская дисциплина - важнейшие условия своевременного предупреждения аварий и их быстрой ликвидации. Все распоряжения диспетчера безоговорочны (за исключением распоряжений, угрожающих безопасности людей и сохранности оборудования и создающих явную угрозу погашения электростанций)

Диспетчер энергосистемы самостоятельно руководит ликвидацией аварии, влияющей на работу этой энергосистемы

Диспетчер ЦДУ ЭЭС руководит ликвидацией аварий общесистемного характера, вызывающих общее нарушение схемы и режима ЭЭС

При ликвидации местных аварий, оперативный персонал по возможности должен поддерживать связь с вышестоящим оперативным руководителем (в зависимости от характера подчинения и принадлежности оборудования). При этом диспетчеры ЦДУ в случае необходимости имеют право вмешиваться в ход ликвидации аварии на оборудовании, не находящемся в их оперативном управлении

В инструкциях указываются самостоятельные действия, которые должны проводиться персоналом только при потере связи или независимо от наличия связи с вышестоящим оперативным руководителем. При этом под отсутствием связи понимается не только нарушение связи, но и невозможность в течение нескольких (двух-трех) минут связаться с вышестоящим руководителем. Это означает, что в случаях серьезных системных аварий значительная часть местного персонала даже при сохранившейся связи должна действовать так же, как при потере связи. В местных инструкциях указываются также операции, самостоятельное выполнение которых запрещается, (например, включение без проверки синхронизма линий и трансформаторов, несинхронное включение которых недопустимо, подача персоналом напряжения на отключившиеся линии, по которым в соответствии с инструкцией должно быть получено напряжение от других объектов и т.д.)

В целях быстрой ликвидации таких аварий диспетчеры в первую очередь должны

выяснить состояние энергосистемы,

установить характер нарушения схемы, режим и (по возможности) причины нарушения,

опросить и дать распоряжения персоналу основных объектов по быстрой ликвидации аварии

В процессе ликвидации аварии диспетчер обязан осуществлять необходимое взаимодействие с вышестоящим руководителем, не отвлекаясь на несущественные сообщения подчиненного персонала и рассчитывая на его самостоятельные действия, предусмотренные местными инструкциями. Действия оперативного персонала различных ступеней управления, необходимые для предотвращения и ликвидации аварий в энергосистемах, перечислены ниже

10.2. Внезапное понижение частоты на 0,1-0,2 Гц и более

Диспетчер ЦДУ выясняет причины понижения частоты

дает распоряжения начальникам смены (дежурным инженерам) ГЭС об использовании вращающегося резерва для восстановления нормальной частоты

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей принимает меры к повышению мощности электростанций путем использования вращающегося резерва, контролируя загрузки линий, на тех электростанциях, где это предусмотрено местными диспетчерскими инструкциями, действует самостоятельно, на других - по распоряжению (с разрешения) диспетчера энергосистемы

10.3 Дальнейшее понижение частоты ниже 49,5 Гц

Диспетчеры ЦДУ отдают распоряжения начальникам смены электростанций о полном использовании вращающегося резерва и пуске резервных гидрогенераторов, а при недостаточности этих мер - об увеличении мощности агрегатов до значений, соответствующих допустимым перегрузкам (с учетом загрузки контролируемых связей)

Старший оперативный персонал электростанций повышает мощность электростанций путем полного использования вращающегося резерва, осуществляя пуск резервных гидрогенераторов, переводя гидрогенераторы из режима синхронных компенсаторов в активный, увеличивая электрическую мощность теплофикационных агрегатов за счет допустимого изменения параметров теплосети, используя разрешенные аварийные перегрузки оборудования, но не допуская при этом опасной перегрузки контролируемых линий, на тех электростанциях, где это предусмотрено местными диспетчерскими

инструкциями, действует самостоятельно, на других - по распоряжению диспетчера энергосистемы

10 4 Затяжное (несмотря на принятые меры) понижение частоты ниже 49,5 Гц длительностью 15-20 мин

Диспетчер ЦДУ дает распоряжения об отключении потребителей в ЭЭС

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей проводит отключение потребителей по команде диспетчера энергосистемы

10 5 Резкое понижение частоты (несмотря на работу АЧР, частота остается на уровне 49 Гц и ниже в течение 3-5 мин)

Диспетчеры ЦДУ отдают распоряжения об отключении потребителей

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей проводит отключение потребителей по команде диспетчера энергосистемы, при глубоком снижении частоты (48-45 Гц) на электростанциях, где это предусмотрено инструкциями, самостоятельно выделяет собственные нужды на несинхронное питания (при отсутствии или отказе соответствующих средств автоматики), в некоторых случаях в соответствии с местными инструкциями самостоятельно отделяет электростанцию с местной нагрузкой

Из изложенного выше, при авариях с понижением частоты до 49,5-49 Гц и ниже (но выше 48,5 Гц) диспетчер энергосистемы и местный оперативный персонал действует самостоятельно или по распоряжению вышестоящего диспетчера в зависимости от указания диспетчерских инструкций. Это связано с тем, что ЦДУ энергосистемы представлено право запрещать самостоятельные действия подчиненного оперативного персонала по восстановлению частоты, если такие действия могут приводить к развитию аварий из-за недопустимой перегрузки транзитных связей. Вместе с тем самостоятельные действия в ряде случаев обязательны (например, если диспетчеру энергосистемы известно, что снижение частоты вызвано потерей генерирующей мощности в энергосистеме, а также в случае, когда мобилизация резервов мощности не может привести к опасной перегрузке межсистемных или внутрисистемных транзитных связей)

Оперативный персонал должен учитывать, что при значительных понижениях частоты ее временная стабилизация может быть вызвана таким увеличением генерируемой мощности (за счет действия автоматических регуляторов частоты вращения турбин), при котором может начаться быстрое снижение параметров пара. Если, несмотря на принятые меры по форсировке режима котлов, произойдет недопустимое снижение параметров пара, персонал электростанции обязан разгрузить турбоагрегат для поддержания этих параметров на допустимом уровне

При описании действий персонала в случае внезапного понижения частоты предполагается, что в исходном нормальном режиме частота поддерживалась не ниже 49,8 Гц. Если авария предшествовала работе в утяжеленном режиме с частотой ниже 49,8 Гц, действия, предусмотренные выше при внезапном понижении частоты на 0,1-0,2 Гц, выполняются при внезапном понижении частоты на 0,1 Гц и более, а предельные значения частоты при дальнейшем ее понижении устанавливаются на 0,5 Гц ниже указанных в этих пунктах (49 и 48,5 Гц соответственно).

При работе в исходном режиме с частотой ниже 49,8 Гц действия по ликвидации аварийного понижения частоты должны обеспечить ее подъем примерно до уровня, на котором она поддерживалась до аварийного нарушения режима. При значительных потерях генерирующей мощности, если, несмотря на работу АЧР, частота остается на уровне 48,5 Гц и ниже, все запрещения самостоятельных действий оперативного персонала по экстренной мобилизации резервов мощности снимаются, а диспетчеры энергосистем по истечении трех-пяти минут (время, необходимое для использования оперативным персоналом электростанций всех резервов мощности) для подъема частоты самостоятельно отключают потребителей.

Оперативный персонал электростанций, на которых произошло автоматическое увеличение мощности при понижении частоты, должен сообщить об этом диспетчеру энергосистемы, а оперативный персонал ТЭС, кроме того, принять меры по восстановлению параметров пара путем форсировки паропроизводительности котлов.

При восстановлении частоты включение вручную потребителей, отключенных во время аварии, может выполняться только с разрешения диспетчера. При ликвидации аварии частота должна быть поднята на 0,1-0,2 Гц выше верхней уставки частотного АПВ (ЧАПВ). Если это неосуществимо, диспетчер должен дать распоряжение о включении вручную потребителей, не включенных действием ЧАПВ, не допуская при этом повторного понижения частоты.

Глубокие внезапные понижения частоты и тем более значительные ее повышения при достигнутом уровне развития ЭЭС реально возможны только при разделении ЭЭС на несинхронно работающие части с резкими нарушениями балансов мощности в разделившихся частях. В связи с этим, при планировании и ведении режимов ЭЭС важнейшее значение придается предотвращению нарушений параллельной работы ЭЭС, а при аварийных нарушениях схемы с разделением ЭЭС действия диспетчеров ЦДУ по восстановлению нормального электроснабжения должны быть направлены на быстрейшее включение разделившихся частей ЭЭС на параллельную работу.

10.6. Понижение напряжения в контрольных точках энергосистемы ниже допустимых нормальных уровней

Диспетчер ЦДУ дает распоряжения об использовании резервов реактивной мощности и средств регулирования напряжения для подъема напряжения, при необходимости изменяет схемы секционирования сети, перераспределяет потоки реактивной мощности путем использования на трансформаторах устройств регулирования напряжения под нагрузкой, включают резервные источники реактивной мощности, отключают шунтирующие реакторы и т.д.

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей для подъема напряжения в контролируемых точках самостоятельно (не дожидаясь распоряжения диспетчера энергосистемы) использует резервы реактивной мощности и местные средства регулирования напряжения

10.7. Дальнейшее понижение напряжения (несмотря на мобилизацию резервов реактивной мощности) или внезапное резкое понижение напряжения до установленных аварийных пределов

Диспетчер ЦДУ

принимает все необходимые меры для устранения причин аварийного понижения напряжения,

обеспечивает возможность своевременного снятия аварийных перегрузок генераторов и синхронных компенсаторов (СК),

используют перераспределение активных мощностей и разгрузку перегруженных по току генераторов путем снижения их активной мощности,

дают распоряжения об отключении потребителей в размере, необходимом для предотвращения аварии, при недостаточности принятых мер

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей

самостоятельно использует допустимую аварийную перегрузку генераторов и СК для подъема напряжения в контролируемых персоналом точках (с последующим уведомлением диспетчера энергосистемы),

проводит отключение потребителей по команде диспетчера энергосистемы

10.8. Опасная перегрузка межсистемных и внутрисистемных связей

Диспетчер ЦДУ

при перегрузке связей устраняет ее путем увеличения генерируемой мощности в приемлемой части или понижения мощности в передающей части,

Старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей в случаях, предусмотренных местными диспетчерскими инструкциями, принимает самостоятельно меры по предотвращению и устранению опасной перегрузки контролируемых персоналом линий

10.9 Нарушение режима из-за неотключившегося короткого замыкания

Диспетчеры ЦДУ и старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей

определяют место КЗ на основании показаний приборов щита управления (соответствующих ступеней управления), анализа действия релейной защиты и опроса оперативного персонала,

отключают участок с КЗ с помощью смежных выключателей питающих присоединений, если выключатель поврежденного элемента не отключается

10.10. Асинхронный режим в энергосистеме

Диспетчеры ЦДУ

определяют примерно центр качаний,

принимают срочные меры к выравниванию частот в несинхронно работающих частях энергосистемы, допуская снижение частоты в избыточных частях до установленных диспетчерскими инструкциями значений (не ниже верхней уставки АЧР),

осуществляют немедленное отключение части потребителей при отсутствии резерва в дефицитной части и снижении частоты ниже 48,5 Гц,

разделяют несинхронно работающие части, если восстановить синхронизм в течение двух-трех минут не удастся,

проводят необходимую подготовку и синхронизацию отдельно работающих частей,

восстанавливают нормальные параметры режима

Старший оперативный персонал электростанций

самостоятельно изменяет мощность электростанций для восстановления нормальной частоты при возникновении асинхронного хода и отклонении частоты от нормальной,

выполняет дальнейшее регулирование мощности электростанций (при отсутствии специальных указаний в местных инструкциях), если при достижении нормальной частоты асинхронный ход не прекращается,

поднимает напряжение до предельно допустимого при наличии соответствующих указаний в местных диспетчерских инструкциях

10 11. Резкое повышение частоты выше 50,5 Гц

Диспетчеры ЦДУ

выявляют причины повышения частоты, состояние и режим работы основной сети (резкое повышение частоты наиболее вероятно при отделении избыточных по мощности частей),

принимают меры к снижению частоты путем разгрузки в первую очередь ГЭС, затем ТЭС, не допуская перегрузки межсистемных и внутрисистемных связей,

контролируют действия подчиненного оперативного персонала по снижению частоты

Старший оперативный персонал электростанций

самостоятельно уменьшает генерируемую мощность ГЭС и некоторых (выделенных для этой цели) ТЭС, снижая частоту до 50,5 Гц,

поддерживает прежнюю мощность электростанции или даже повышает ее в особых случаях для сохранения устойчивости, действуя самостоятельно или по распоряжению диспетчера в соответствии с местной инструкцией

10 12 Дальнейшее или внезапное повышение частоты до 51,5 Гц и выше

Диспетчеры ЦДУ действуют, как указано выше

Старший оперативный персонал электростанций самостоятельно - на ГЭС и специально выделенных для этой цели ТЭС - экстренно уменьшает генерируемую мощность путем отключения части агрегатов для снижения частоты до 50,5 Гц (с учетом условий сохранения питания собственных нужд электростанций и последующего пуска агрегатов)

10 13 Аварийное разделение энергосистемы на несинхронно работающие части с возможностью исчезновения напряжения в некоторых отделившихся частях

Диспетчеры ЦДУ

выявляют характер аварии и, по возможности, причины ее возникновения, определяют, на какие части разделилась ЭЭС, а также частоту и общий уровень напряжения в отдельных частях,

принимают меры к быстрой синхронизации отделившихся частей, сохранивших нормальное (или близкое к нему) напряжение,

при полном отсутствии напряжения в отделившихся частях ЭЭС подают толчком напряжение от основной сети ЭЭС, работающей с нормальной (или близкой к ней) частотой, обеспечивая в первую очередь восстановление питания собственных нужд мощных блочных электростанций,

по мере разворота оборудования и набора мощности подают толчком напряжение на участки, оставшиеся без напряжения,

при возможности поднимают кратковременную частоту на 0,1-0,2 Гц выше верхней уставки ЧАПВ после восстановления нормальной работы ЭЭС

выясняет на каких электростанциях произошло отделение собственных нужд на несинхронное питание,

определяет состояние других генераторов (не выделяемых на собственные нужды), возможность разворота гидрогенераторов вместе с механизмами собственных нужд и т д ,

понижает частоту в отделившейся избыточной по мощности части энергосистемы до 49,5 Гц в целях ускорения синхронизации,

переключает участки сети с дефицитной части на избыточную с кратковременным (допустимым) перерывом питания,

отделяет генераторы от избыточной части для синхронизации с дефицитной частью,

осуществляет разрешаемое диспетчерскими инструкциями несинхронное включение на параллельную работу разделившихся частей при допустимой разности частот,

отключает потребителей для подъема частоты до уровня, позволяющего осуществить синхронизацию, при невозможности поднять частоту в дефицитной части указанными методами,

при наличии в обесточенной энергосистеме достаточно мощной ГЭС дает указания о развороте остановленных гидрогенераторов, включения их на параллельную работу на выделенную систему шин (с использованием метода самосинхронизации) и подаче напряжения толчком от этих шин на энергосистему по наиболее мощной связи (с последующим включением других связей),

при невозможности подачи напряжения на всю обесточенную энергосистему разделяет ее на части и подает напряжение на отдельные участки, осуществляя незамедлительно присоединение электростанций, на которых возможна быстрая синхронизация отключенных генераторов, и обеспечивая восстановление питания наиболее ответственных потребителей,

при отсутствии достаточно мощных ГЭС или неэффективности их использования в создавшихся условиях принимает самостоятельно меры к быстрому развороту электростанций, оставшихся без напряжения, и в первую очередь мощных блочных электростанций, используя в качестве источников питания генераторы, выделенные на собственные нужды (и местную нагрузку),

подает напряжение на всю энергосистему или последовательно на ее части в зависимости от размера восстановленной мощности и условий схемы,

в случаях, предусмотренных местными диспетчерскими инструкциями, использует возможность подъема напряжения о обесточенной части с

одновременной самосинхронизацией генераторов, мощность которых соизмерима с мощностью присоединенных потребителей,

после подачи напряжения обеспечивает разворот и включение оборудования остальных электростанций,

в процессе ликвидации аварии контролирует частоту и напряжение, не допуская их понижения при росте потребляемой мощности до значений, при которых нарушается работа механизмов собственных нужд,

при необходимости проводит самостоятельно дополнительное отключение потребителей

Старший оперативный персонал электростанции и электрических сетей

сообщает диспетчеру энергосистемы о происшедших нарушениях схемы и режима, имеющих системный характер,

выполняет распоряжение диспетчера по восстановлению нормальной схемы и режима,

проводит в соответствии с местными диспетчерскими инструкциями самостоятельные действия по восстановлению частоты и напряжения, обеспечивая сохранение или восстановление работы механизмов собственных нужд,

устраняет перегрузки, опасные для оборудования и угрожающие нарушением устойчивости контролируемых персоналом связей,

осуществляет синхронное или несинхронное включение разделившихся частей на электростанциях и подстанциях по указанию диспетчера или (в соответствии с местными диспетчерскими инструкциями) самостоятельно,

синхронизирует отделившиеся во время аварии генераторы и электростанции при наличии или появлении напряжения после его потери,

при отсутствии напряжения на шинах электростанции удерживает генераторы на холостом ходу,

при невозможности сохранения в работе мощных энергоблоков обеспечивает их готовность к быстрому развороту, включению в сеть и набору мощности,

в случаях, предусмотренных местными диспетчерскими инструкциями, обеспечивает быстрое подключение ответственных потребителей к несинхронно работающим генераторам,

при появлении напряжения на шинах электростанций, на которых произведено отделение собственных нужд, немедленно методом самосинхронизации включает генераторы, работающие на холостом ходу,

при появлении напряжения на электростанции после полной его потери самостоятельно принимает немедленные меры к развороту механизмов собственных нужд и генераторов и синхронизации с сетью

125

11. Резервы мощности

Аварийный резерв реализуется в течение 10 мин

Регулировочный резерв мощности содержит две-три составляющие Первая - так называемый первичный резерв, реализуется под действием установленных на каждом генерирующем агрегате автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ), При снижении или повышении частоты под действием АРЧВ работающие агрегаты изменяют нагрузку, стремясь восстановить нормальное значение частоты в ЭЭС Чем больше агрегатов участвует в “первичном” регулировании частоты, тем меньше ее отклонение от нормального значения Резерв должен составлять 2,5% общей располагаемой мощности работающих агрегатов

Вторичный регулировочный резерв - это резерв мощности, реализуемый под действием централизованных устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), устанавливаемых на ДЦ ЦДУ ЭЭС Задача вторичного регулирования частоты - восстановление сальдо-перетоков активной мощности ЭЭС в соответствии с диспетчерским графиком и предотвращение опасных перегрузок основных ЛЭП, контролируемых с помощью АРЧМ, что может произойти в результате действия местных устройств АРЧВ

В ряде случаев третичном резерве, под которым понимают резерв активной мощности, реализуемый автоматически или вручную оперативным персоналом для высвобождения вторичного резерва, используемого ранее для восстановления нормального значения частоты и перетоков активной мощности

Суммарная величина вторичного резерва (реализуется примерно за 5 мин) и третичного (за 30 мин) должна составлять 2,5% общей располагаемой мощности агрегатов находящихся в работе

Итак, необходимо

наличие на своих агрегатах АРЧВ и необходимого для их эффективного действия резерва мощности,

наличие на работающих агрегатах резерва мощности, необходимого для осуществления вторичного и третичного регулирования частоты,

наличие аварийного резерва мощности

наличие резервов реактивной мощности и средств регулирования, необходимых для поддержания напряжения в контрольных точках основной сети при возникновении утяжеленных или аварийных режимов

Оперативные резервы и поддержание режима по частоте и активной мощности Поддержание нормального режима работы требует наличия двух основных видов оперативного резерва активной мощности

аварийного (для предотвращения опасного снижения частоты и восстановления ее нормального значения при случайном выходе из строя генерирующей мощности),

регулирующего (для поддержания установленного значения частоты в нормальном режиме работы)

Основным видом резерва, который должен быть обеспечен, служит аварийный резерв для компенсации возможной внезапной потери наиболее крупного агрегата

Из двух значений мощности общего регулирующего и аварийного резерва определяющим считается большее

Все работающие агрегаты должны участвовать в регулировании частоты с учетом изменения мощности под воздействием систем регулирования турбин в пределах установленного регулирующего диапазона, т.е. осуществлялось первичное регулирование. Необходимо также обеспечить привлечение ко вторичному регулированию под действием централизованных регуляторов частоты и активной мощности наряду с ГЭС агрегатов ТЭС, что позволит эффективнее регулировать режим ЭЭС по частоте и активной мощности