

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. В. Коловский
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Анализ достаточности резервов мощности при возникновении аварийных
ситуаций в технологически изолированных энергосистемах
тема

| | | | |
|----------------|---------------|---------------------------|-------------------|
| Руководитель | _____ | _____ | _____ |
| | подпись, дата | доцент, к.т.н. | Е. В. Платонова |
| Выпускник | _____ | _____ | _____ |
| | подпись, дата | должность, ученая степень | инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер | _____ | _____ | _____ |
| | подпись, дата | | А. Е. Петрова |
| | | | инициалы, фамилия |
| | | | И. А. Кычакова |
| | | | инициалы, фамилия |

Абакан 2022

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. В. Коловский
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Абакан 2022

Студенту _____ Петровой Александре Евгеньевне
_____ фамилия, имя, отчество

Группа ХЭн 18-01(18-1) Направление (специальность) 13.03.02
номер код

«Электроэнергетика и электротехника»

полное наименование

Тема выпускной квалификационной работы Анализ достаточности резервов мощности при возникновении аварийных ситуаций в технологически изолированных энергосистемах

Утверждена приказом по институту № 211 от 15.04.2022

Руководитель ВКР Е. В. Платонова, доцент каф. «Электроэнергетика», к. т. н.
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Схема электрических соединений и данные об электрических станциях ОЭС Востока

Перечень разделов ВКР:

- 1 Характеристика объекта анализа.
- 2 Причины возможных возникновений технологических нарушений и их последствия в схеме ОЭС Востока.
- 3 Анализ достаточности резервов мощности для сохранения устойчивости энергосистемы при возникновении технологических нарушений.
- 4 Применение технологий индустрии 4.0 для повышения надежности работы ОЭС Востока.

Перечень графического материала:

1. Характеристика ОЭС Востока
2. Показатели баланса и резервы мощности ОЭС Востока
3. Применение технологий индустрии 4.0 для повышения надежности работы ОЭС Востока

Руководитель ВКР _____ Е. В. Платонова
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ А. Е. Петрова
подпись, инициалы и фамилия студента

« _____ » _____ 2022 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ достаточности резервов мощности при возникновении аварийных ситуаций в технологически изолированных энергосистемах» содержит 65 страниц текстового документа, 17 рисунков, 10 таблиц, 47 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, АВАРИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИНДУСТРИЯ 4.0, ЦИФРОВИЗАЦИЯ.

Объект исследований – технологически изолированные энергосистемы и энергосистемы, имеющие несинхронную связь.

Предмет исследований – резервы мощности в технологически изолированных энергосистемах и энергосистемах, имеющих несинхронную связь.

Методы исследования – изучение теоретических сведений по заявленной теме, анализ объекта исследования, расчет предмета исследования, сравнение предлагаемых технологий.

Научная новизна работы заключается в рассмотрении технологий Индустрии 4.0 в качестве средств для повышения надежности электроснабжения потребителей и управления резервами мощности в энергосистеме.

Цель работы заключается в расчете резервов мощности энергосистемы, анализе их достаточности при технологическом нарушении и предложении мероприятий по размещению резервов и управлению ими.

Значимость работы обусловлена тем, что в рамках данной работы были предложены мероприятия для грамотного управления резервами мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей, произведен расчет эффективности внедрения технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности электроснабжения.

Область применения – работа может быть предложена специалистам компаний энергетической отрасли для улучшения процесса управления резервами мощности и внедрения технологий Индустрии 4.0.

В течение проработки проекта были получены следующие результаты:

- составлен баланс энергосистемы на контрольный час и рассчитаны необходимые резервы мощности;
- проанализирована достаточность резервов мощности и предложены мероприятия по корректировке их объемов и размещения;
- проанализированы и предложены решения на базе технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности электроснабжения потребителей и управления резервами мощности, рассчитан экономический эффект от их внедрения.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Analysis of the sufficiency of power reserves in the event of emergencies in technologically isolated power systems" contains 65 pages of a text document, 17 drawings, 10 tables, 47 sources used, 3 sheets of graphic material.

POWER RESERVES, TECHNOLOGICALLY ISOLATED POWER SYSTEMS, ACCIDENT, RELIABILITY, INDUSTRY 4.0, DIGITALIZATION.

The object of research is technologically isolated power systems and power systems with non-synchronous communication.

The subject of research is power reserves in technologically isolated power systems and power systems with non-synchronous communication.

Research methods are study of theoretical information on the stated topic, analysis of the object of research, calculation of the subject of research, comparison of the proposed technologies.

The scientific novelty of the work lies in the consideration of Industry 4.0 technologies as means to improve the reliability of power supply to consumers and the management of power reserves in the power system.

The purpose of the work is to calculate the power reserves of the power system, analyze their sufficiency in case of technological disruption and propose measures for the placement of reserves and their management.

The significance of the work is due to the fact that within the framework of this work, measures were proposed for the competent management of power reserves and improving the reliability of power supply to consumers and the efficiency of the introduction of Industry 4.0 technologies to improve the reliability of power supply was calculated.

Scope of application is the work can be offered to specialists of companies in the energy industry to improve the process of managing capacity reserves and implementing Industry 4.0 technologies.

During the study of the project , the following results were obtained:

- the balance of the power system for the control hour has been compiled and the necessary power reserves have been calculated;
- the sufficiency of capacity reserves has been analyzed and measures have been proposed to adjust their volumes and placement;
- solutions based on Industry 4.0 technologies to improve the reliability of power supply to consumers and manage power reserves are analyzed and proposed, the economic effect of their implementation is calculated.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 7 |
| 1 Характеристика объекта анализа..... | 9 |
| 1.1 Понятие технологически изолированных энергосистем..... | 9 |
| 1.2 Характеристика ОЭС Востока..... | 9 |
| 1.3 Характеристика электрических станций ОЭС Востока..... | 10 |
| 1.4 Перспективы развития ОЭС Востока на 2022 – 2028 годы..... | 14 |
| 2 Причины возможных возникновений технологических нарушений и их последствия в схеме ОЭС Востока..... | 18 |
| 2.1 Общие сведения о надежности электроэнергетической системы и технологических нарушениях..... | 18 |
| 2.2 Анализ аварии 01.08.2017 года в ОЭС Востока..... | 20 |
| 2.3 Анализ схемы электрических соединений ОЭС Востока..... | 24 |
| 3 Анализ достаточности резервов мощности для сохранения устойчивости ЭЭС при возникновении технологических нарушений..... | 30 |
| 3.1 Общие сведения о резервах мощности и регулировании частоты..... | 30 |
| 3.2 Составление и анализ баланса активной мощности в ОЭС Востока на 01.08.2017..... | 34 |
| 3.3 Расчет величины необходимых резервов мощности на 01.08.2017 и анализ их достаточности..... | 38 |
| 4 Применение технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности работы ОЭС Востока..... | 44 |
| 4.1 Общие сведения об Индустрии 4.0. Цифровизация энергетики..... | 44 |
| 4.2 Решения на базе технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности работы энергосистемы..... | 47 |
| 4.3 Применение технологий Индустрии 4.0 в ОЭС Востока..... | 54 |
| 4.4 Оценка эффективности внедрения технологий Индустрии 4.0 в ОЭС Востока..... | 57 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 60 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 61 |

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель функционирования электроэнергетической отрасли – это надежное и экономичное снабжение потребителей электрической энергией требуемого качества. Надежность электроснабжения является одной из характеристик электроэнергетической системы [1]. Существуют различные способы повышения надежности. Наиболее распространенным является резервирование, то есть избыточность элементов системы электроснабжения. В рамках региональных энергосистем можно говорить о резервировании путем введения дополнительных генерирующих мощностей.

Существующая нормативно-правовая база в отношении объемов, обеспеченности, размещения резервов является достаточно полной. Однако в случае каждой энергосистемы выбор места размещения резервов является оптимизационной задачей, требующей при решении учета многих факторов. В том числе, достаточности резервов активной мощности при отказах и авариях в энергосистеме.

Текст выпускной квалификационной работы оформлен в соответствии с СТУ 7.5–07–2021 [2].

Актуальность работы определяется необходимостью грамотного планирования и размещения резервов активной мощности в технологически изолированных энергосистемах в аварийных режимах, поскольку передача мощности из других энергосистем невозможна или недостаточна.

Объектом исследования являются технологически изолированные энергосистемы и энергосистемы, имеющие несинхронную связь.

Предметом исследования являются резервы мощности в технологически изолированных энергосистемах и энергосистемах, имеющих несинхронную связь в аварийных режимах.

Цель работы заключается в расчете резервов мощности энергосистемы, анализе их достаточности при технологическом нарушении и предложении мероприятий по размещению резервов и управлению ими.

Задачи работы:

- дать характеристику объекта исследования с позиций наличия генерирующего оборудования, конфигурации сети, местонахождения узлов генерации и потребления и перспектив для дальнейшего развития;
- проанализировать причины возникновения системных аварий с целью выявления в конфигурации сети слабых мест;
- изучить теорию о резервах мощности и регулировании частоты;
- рассчитать величину необходимых резервов мощности на конкретную дату и проанализировать их достаточность;
- рассмотреть возможность применения технологий Индустрии 4.0 для увеличения надежности электроснабжения потребителей и управления резервами мощности.

Методы исследования – изучение теоретических сведений по заявленной теме, анализ объекта исследования, расчет предмета исследования, сравнение предлагаемых технологий.

Научная новизна работы заключается в рассмотрении технологий Индустрии 4.0 в качестве средств для повышения надежности электроснабжения потребителей и управления резервами мощности в энергосистеме.

Практическая значимость работы – в рамках данной работы были предложены мероприятия для грамотного управления резервами мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей, произведен расчет эффективности внедрения технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности электроснабжения.

Обоснованность и достоверность результатов – формулы для расчетов резервов мощности были взяты из действующего стандарта, расчет приведенных затрат произведен согласно методике из учебного пособия. Используемые в тексте работы допущения необходимы для упрощения процесса расчета. Все вычисления производились с помощью специального программного обеспечения и были проверены вручную.

Апробация работы – в мае 2022 года на XVIII Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективны – 2022», посвященной Международному году фундаментальных наук в интересах устойчивого развития, были представлены промежуточные результаты работы. Докладчики были награждены дипломами второй степени, а статья «Оптимизация управления резервами мощности с помощью накопителей электроэнергии» принята к публикации в электронный сборник научных трудов конференции.

1 Характеристика объекта анализа

1.1 Понятие технологически изолированных энергосистем

Под технологически изолированными системами понимают такие территориальные электроэнергетические системы (ЭЭС), у которых отсутствует технологическое соединение с Единой энергетической системой России [3]. Согласно [3], к таким энергосистемам относятся:

- ЭЭС Камчатского края;
- ЭЭС Магаданской области;
- ЭЭС Сахалинской области;
- ЭЭС Чукотского автономного округа;
- ЭЭС Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.

Остальные региональные ЭЭС Дальневосточного федерального округа составляют Объединенную энергосистему Востока. Данная ЭЭС имеет несинхронную связь с ОЭС Сибири через вставку постоянного тока на подстанции Могоча.

Несмотря на то, что согласно нормативным документам ОЭС Востока не относится к технологически изолированным энергосистемам, в рамках данного исследования принимаем ее таковой. Это допущение возможно, поскольку связь с остальной частью ЕЭС России не является синхронной, что тормозит развитие оптового рынка электроэнергии и мощности в ОЭС Востока.

1.2 Характеристика ОЭС Востока

ОЭС Востока включает в себя четыре региональные энергосистемы: Амурской области, Республики Саха (Якутия), Хабаровского края и Еврейской автономной области (ЕАО), Приморского края. Энергосистемы объединены межсистемными линиями электропередачи (ЛЭП) 220 и 500 кВ и связаны единым режимом работы. Оперативно-диспетчерское управление региональными энергосистемами ОЭС Востока осуществляют 4 филиала АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управления (РДУ): Амурское, Приморское, Хабаровское и Якутское [4]. Операционная зона ОЭС Востока изображена на рисунке 1.

ОЭС Востока связана с энергосистемами Иркутской области и Забайкальского края ОЭС Сибири по ЛЭП 220 кВ. С территории Амурской области по ЛЭП 110, 220 и 500 кВ осуществляется переток в северную часть Китайской Народной Республики (КНР) [4].

ОЭС Востока образуют 29 (40 с учетом дизельных) электростанций мощностью 5 МВт и выше, 545 электрических подстанций класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 41 млн кВА и 653 линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 33 792,6 км. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Востока по данным на 01.01.2022 составляет 11 266,1 МВт [4].



Рисунок 1 – ОЭС Востока в составе ЕЭС России

В структуре генерирующих мощностей ОЭС Востока преобладают ТЭС (59%), имеющие ограниченный диапазон регулирования режимных параметров [4]. Основные генерирующие источники ОЭС Востока размещены в западной части (Амурская область), а основные районы потребления – на юго-востоке (Хабаровск, Владивосток), что обуславливает большую протяженность ЛЭП (имеются транзиты общей протяженностью до 2000 км) и значительные транзиты мощности и энергии. Еще одной особенностью ОЭС Востока является высокая доля (25%) коммунально-бытовой нагрузки в суммарном электропотреблении [4].

Абсолютный максимум потребления электрической мощности ОЭС Востока зафиксирован в часы вечернего максимума потребления 31.12.2021 и составил 7499 МВт.

Согласно [5], выработка электроэнергии электростанциями ОЭС Востока за 2021 год составила 46,9 млрд кВт·ч, что выше уровня 2020 года на 6,9%. Потребление электроэнергии в 2021 году в ОЭС Востока превысило уровень 2020 года на 5,3% и составило 42,9 млрд кВт·ч. Таким образом, по выработке ЭЭ ОЭС Востока является избыточной энергосистемой.

1.3 Характеристика электрических станций ОЭС Востока

Из суммарной установленной мощности электростанций ОЭС Востока 59,01 % приходится на тепловые электростанции (ТЭС) – 6648,59 МВт, 40,99 % приходится на гидроэлектростанции (ГЭС) – 4617,5 МВт. При этом доля ТЭС в суммарной выработке ЭЭ составила 59 % (27707,6 млн кВт·ч), доля ГЭС – 41% (19235,4 млн кВт·ч). Относительный прирост по сравнению с показателями 2020 года составил 6,9 % суммарной выработки ЭЭ в ОЭС Востока, 2,8 % - прирост выработки ТЭС, 13,4 % - прирост выработки ГЭС [6]. Структура

электростанций по установленной мощности и структура выработки ЭЭ по типам электростанций отражены на рисунке 2.

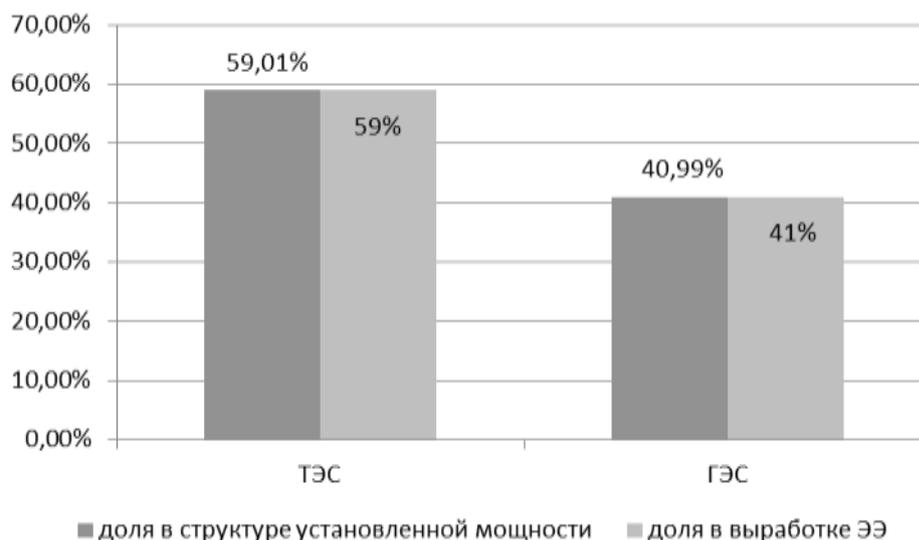


Рисунок 2 – Структура установленной мощности и выработка ЭЭ на электростанциях ОЭС Востока по итогам 2021 года

Также по итогам 2021 года суммарное время нахождения в работе электростанций ОЭС Востока по типам составило:

- ГЭС – 4165 часов, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) = 47,55 %;
- ТЭС – 4208 часов, КИУМ = 48,04 % [6].

Структура численности и установленной мощности электростанций ОЭС Востока по регионам отражена в таблице 1. Данная структура была определена по [7] с учетом ввода в 2021 году в эксплуатацию двух генераторов Свободненской ТЭС установленной мощностью 160 МВт и вывода из эксплуатации одного генератора Комсомольской ТЭЦ-1 установленной мощностью 10 МВт [6]. Также была учтена перемаркировка некоторых энергоблоков со снижением установленной мощности.

Таблица 1 – Структура численности и установленной мощности энергоблоков ГЭС и ТЭС по регионам в ОЭС Востока по состоянию на 01.01.2022

| Регион / Электростанция | Ввод в работу | Топливо | $P_{уст}$, МВт | $W_{выр год}$ по проекту, млн кВт·ч | N , ед. | Энергоблоки $N \times P_{уст}$ min / max |
|----------------------------|------------------|---------|--------------------|---|-----------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Амурская область | | | 4307 | 16680 | 24 | 60 / 335 МВт |
| 1 Бурейская ГЭС | 09.07.2003 | – | 2010 | 7100 | 6 | 6×335 |
| 2 Зейская ГЭС | 27.11.1975 | – | 1330 | 4910 | 6 | 4×225+2×215 |
| 3 Нижне-Бурейская ГЭС | 07.09.2019 | – | 320 | 1670 | 4 | 4×80 |
| 4 Благовещенская ТЭЦ | 31.12.1976 | Уголь | 404 | 1500 | 4 | 1×62+2×120+1×130 |

Окончание таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------------------------------|------------|------------|---------|-------|-----|----------------------------|
| 5 Райчихинская ГРЭС | 24.12.1953 | Уголь | 83 | 400 | 2 | 2×60 |
| 6 Свободненская ТЭС | 20.04.2021 | Газ | 160 | 1100 | 2 | 2×80 |
| Еврейская автономная область | | | 0 | 0 | – | |
| Приморский край | | | 2766,3 | 10700 | 34 | 1,8 / 215 МВт |
| 7 Артёмовская ТЭЦ | 07.11.1936 | Уголь | 400 | 2000 | 4 | 4×100 |
| 8 Владивостокская ТЭЦ-2 | 22.04.1970 | Газ, уголь | 497 | 2000 | 6 | 1×(80+98+105+109+50+55) |
| 9 Восточная ГТУ-ТЭЦ | 10.09.2018 | Газ | 139,5 | 800 | 3 | 3×46,5 |
| 10 Океанариум Мини-ТЭЦ | 2014 | Газ | 13,2 | 20 | 2 | 2×6,6 |
| 11 Партизанская ГРЭС | 14.12.1954 | Уголь | 203 | 800 | 3 | 1×(80+82+41) |
| 12 Приморская ГРЭС | 15.01.1974 | Уголь | 1467 | 5000 | 9 | 2×110+2×96+4×210+1×215 |
| 13 Северная Мини-ТЭЦ | 2012 | Газ | 3,6 | 5 | 2 | 2×1,8 |
| 14 Центральная Мини-ТЭЦ | 2014 | Газ | 33 | 50 | 5 | 5×6,6 |
| Хабаровский край | | | 2100,7 | 8300 | 32 | 6 / 180 МВт |
| 15 Амурская ТЭЦ-1 | 1965 | Газ | 285 | 700 | 5 | 1×25+3×60+1×80 |
| 16 Комсомольская ТЭЦ-1 | 12.1950 | Газ | 25 | 100 | 2 | 1×(10+15) |
| 17 Комсомольская ТЭЦ-2 | 1935 | Газ | 197,5 | 900 | 4 | 1×27,5+1×60+2×55 |
| 18 Комсомольская ТЭЦ-3 | 1988 | Газ | 360 | 1500 | 2 | 2×180 |
| 19 Майская ГРЭС | 1938 | Уголь | 78,2 | 200 | 8 | 6×12+1×6+[1×0,2 ДЭС] |
| 20 Хабаровская ТЭЦ-1 | 1954 | Газ | 435 | 1700 | 7 | 2×25+1×30+1×50+2×100+1×105 |
| 21 Хабаровская ТЭЦ-3 | 1985 | Газ, уголь | 720 | 3200 | 4 | 4×180 |
| Республика Саха (Якутия) | | | 1986,2 | 11300 | 29 | 6 / 210 МВт |
| 22 Вилюйская ГЭС-1 | 03.10.1967 | – | 340 | 2580 | 4 | 4×85 |
| 23 Вилюйская ГЭС-2 | 21.12.1975 | – | 340 | 2580 | 4 | 4×85 |
| 24 Светлинская ГЭС | 08.09.2004 | – | 277,5 | 760 | 3 | 3×92,5 |
| 25 Нерюнгринская ГРЭС | 12.1983 | Уголь | 570 | 3000 | 3 | 1×210+2×180 |
| 26 Чульманская ТЭЦ | 1962 | Уголь | 48 | 300 | 4 | 4×12 |
| 27 Якутская ГРЭС | 1970 | Газ | 222,8 | 1100 | 5 | 3×45+2×35 |
| 28 Якутская ГРЭС-2 (Новая) | 2017 | Газ | 175,9 | 900 | 4 | 2×40+2×42 |
| 29 Якутская ТЭЦ | 1937 | Газ | 12 | 100 | 2 | 2×6 |
| ИТОГО | | | 11160,2 | 46980 | 119 | 1,8 / 335 МВт |

Электростанции с наибольшими по мощности энергоблоками сосредоточены в Амурской области – 4307 МВт (37 %), в том числе энергоблоки ГЭС – 3660 МВт (32 %) и энергоблоки ТЭС – 647 МВт (4 %).

Из данных таблицы 1 можно сделать вывод, что гидрогенерирующие объекты ОЭС Востока размещены только в Амурской области и в Республике Саха (Якутия), в остальных регионах ГЭС отсутствуют.

ТЭС размещены относительно равномерно в трех из пяти региональных энергосистемах Приморского (42 %) и Хабаровского краев (32 %) и в Якутии (16 %) соответственно. В Амурской области также расположены небольшие объемы мощностей ТЭС (10 %). В ОЭС Востока имеются как ТЭС на угле, так и на газе, причем последних большинство. Если говорить о возрасте генерирующего оборудования, то в ОЭС Востока имеются как старые, так и новые электростанции. Однако в Хабаровском крае все электростанции введены в эксплуатацию в прошлом веке. В Приморском крае новые генерирующие объекты имеют намного меньшую установленную мощность, чем старые.

В ЕАО генерирующие объекты отсутствуют, энергосистема функционирует в составе Хабаровской энергосистемы.

На рисунке 3 отображены крупнейшие генерирующие объекты ОЭС Востока. К ним относятся:

- Бурейская ГЭС – 2010 МВт;
- Приморская ГРЭС – 1467 МВт;
- Зейская ГЭС – 1330 МВт;
- Хабаровская ТЭЦ-3 – 720 МВт;
- каскад Вилюйских ГЭС – 680 МВт;
- Нерюнгринская ГРЭС – 570 МВт;
- Владивостокская ТЭЦ-2 – 497 МВт;
- Хабаровская ТЭЦ-1 – 435 МВт;
- Артемовская ТЭЦ – 400 МВт;
- Комсомольская ТЭЦ-3 – 360 МВт;
- Якутская ГРЭС – 356 МВт;
- Нижне-Бурейская ГЭС – 320 МВт.

Из представленных данных можно сделать вывод о том, что основные генерирующие объекты ОЭС Востока размещены на западе и севере, тогда как основные районы потребления расположены на юго-востоке. Значительная часть нагрузки сосредоточена на юге, она сконцентрирована вдоль Транссибирской и Байкало-Амурской железнодорожных магистралей в направлении Сковородино – Благовещенск – Хабаровск, Хабаровск – Комсомольск-на-Амуре и Хабаровск – Владивосток. Меньшая часть нагрузки расположена также на севере, в районе городов Мирный, Якутск, Нерюнгри. Это обуславливает транзиты мощности и ЭЭ внутри ОЭС Востока в направлении с запада на восток.

С учетом слабых связей ОЭС Востока с ОЭС Сибири, избытки мощности электростанций ОЭС Востока не могут быть использованы для покрытия нагрузки в ОЭС Сибири (ЕЭС России), что обуславливает наличие в ОЭС Востока невыпускаемых резервов мощности.



Рисунок 3 – Крупнейшие генерирующие объекты ОЭС Востока

1.4 Перспективы развития ОЭС Востока на 2022 – 2028 годы

Перспективы развития ОЭС Востока на 2022 – 2028 годы отражены в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы [8].

Согласно прогнозу спроса на указанный период, среди ОЭС России ОЭС Востока показывает самый большой среднегодовой прирост – 4,2 % за 2022 – 2028 годы (с 42,9 до 57,3 млрд кВт·ч) [8]. Это связано в первую очередь с реализацией с 2023 года масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению Транссибирской и Байкало-Амурской железнодорожных магистралей. Кроме того, в 2022 – 2024 годах планируется реализация масштабных инвестиционных проектов в данном регионе.

Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока в 2022 году прогнозируется на уровне 7592 МВт, в 2028 году - 9403 МВт. Среднегодовой темп прироста за 2022 – 2028 годы составит 3,3% [8].

На рисунке 4 представлено изменение прогнозных значений потребления ЭЭ и мощности ОЭС Востока на период 2022 – 2028 годов с выделением намечаемого увеличения потребления ОАО «РЖД» [8].

Из данных рисунка 4 можно сделать вывод о значительной части ОАО «РЖД» в структуре потребления ЭЭ в ОЭС Востока.

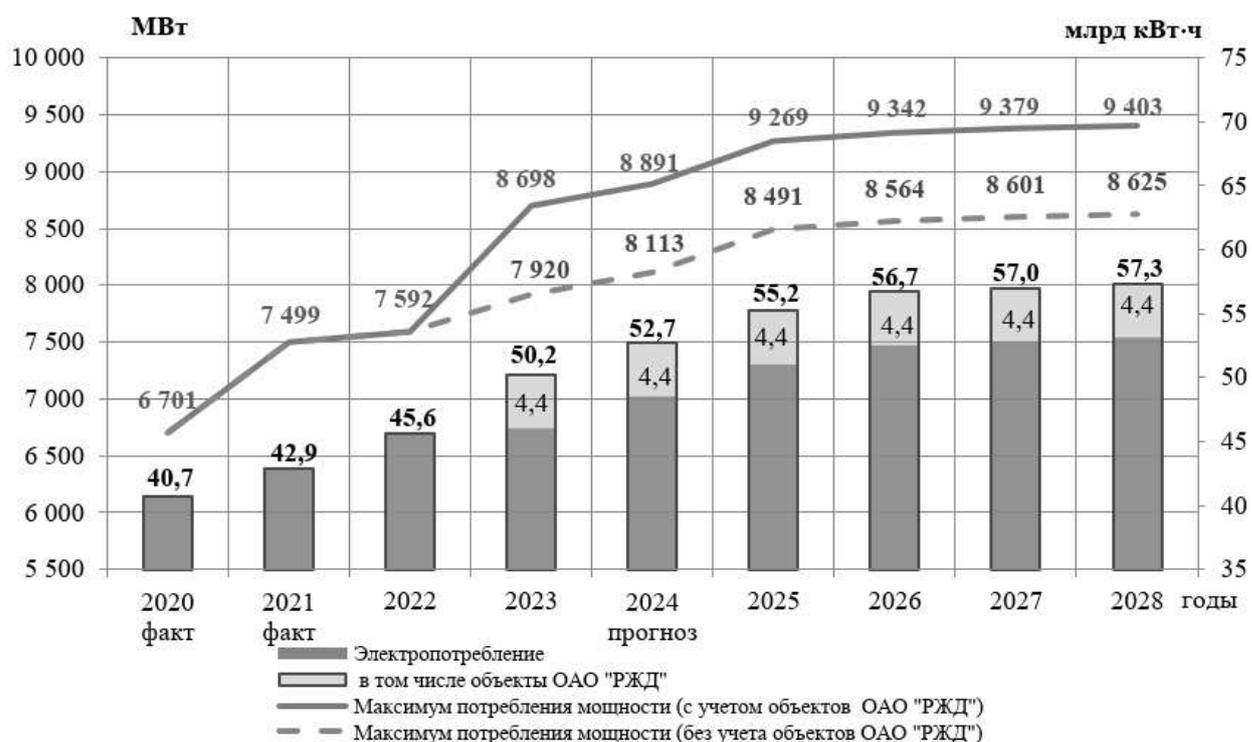


Рисунок 4 – Прогнозные значения потребления ЭЭ и собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

В таблице 2 отражены значения потребления ЭЭ и их прирост на период 2022 – 2028 годов по региональным энергосистемам с учетом факторов, влияющих на данный прирост.

Согласно данным таблицы 2, наибольший среднегодовой темп прироста потребления ЭЭ ожидается в энергосистемах Амурской области, Хабаровского края и ЕАО. В связи с этим, возникает резонный вопрос о достаточности имеющихся генерирующих мощностей в 2028 году для покрытия спроса на ЭЭ.

В период с 2022 по 2028 год в ОЭС Востока согласно [8] планируется вывод из эксплуатации 1152,6 МВт генерирующих мощностей (энергоблоки на Артемовской ТЭЦ, Майской ГРЭС, Хабаровской ТЭЦ-1, Комсомольской ТЭЦ-2, Чульманской ТЭЦ, Якутской ГРЭС-1). В то же время объем ввода новых генерирующих объектов составит 1661,2 МВт (энергоблоки на Партизанской ГРЭС, Артемовской ТЭЦ-2, Хабаровской ТЭЦ-4, Нерюнгринской ГРЭС, Якутской ГРЭС-2). В таком случае установленная мощность электростанций ОЭС Востока увеличится по сравнению с 2021 годом и составит на 2028 год 11923,7 МВт.

Таблица 2 – Прогнозные значения потребления ЭЭ и факторы, влияющие на прирост потребления для региональных энергосистем ОЭС Востока

| Энергосистема | Годовое потребление ЭЭ, млрд кВт·ч | | Среднегодовой темп прироста потребления ЭЭ за 2022 – 2028 гг., % | Факторы, влияющие на формирование основной части прироста потребления ЭЭ |
|--------------------------|------------------------------------|---------|--|--|
| | 2021 г. (факт) | 2028 г. | | |
| Амурской области | 9,6 | 15,1 | 6,7 | Строительство и поэтапный ввод в эксплуатацию «Амурский газоперерабатывающий завод» и «Амурский газохимический комплекс», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог |
| Хабаровского края и ЕАО | 11,1 | 15,9 | 5,3 | Освоение Малмыжского месторождения золота и меди, развитие транспортной инфраструктуры, реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог |
| Республики Саха (Якутия) | 8,1 | 9,4 | 2,2 | Разработка Чаядинского месторождения, реализация проектов горно-обогатительных комплексов, сооружения компрессорных станций газопровода «Сила Сибири» |
| Приморского края | 14,1 | 16,9 | 2,6 | Развитие судоверфей, реализация проектов ООО «Приморский металлургический завод», ООО «Морской порт «Суходол», реализация второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог |

В таблице 3 отражен баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума потребления мощности на период с 2022 по 2028 год [8]. В рамках данного периода величина нормативного резерва мощности в процентах к максимуму потребления принимается равной 22%.

Таблица 3 – Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума потребления мощности на период с 2022 по 2028 год

| В мегаваттах | | | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Наименование показателя | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| СПРОС | | | | | | | |
| Собственный максимум потребления ОЭС Востока | 7952 | 8698 | 8891 | 9269 | 9342 | 9379 | 9403 |
| Экспорт мощности | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 |
| Нормативный резерв мощности | 1670 | 1914 | 1956 | 2039 | 2055 | 2063 | 2069 |
| ИТОГО спрос на мощность | 10212 | 11562 | 11797 | 12258 | 12347 | 12392 | 12422 |
| ПОКРЫТИЕ | | | | | | | |
| Установленная мощность на конец года | 11338,1 | 11230,6 | 11391 | 12011,6 | 12308,7 | 11923,7 | 11923,7 |
| ГЭС | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 | 4617,5 |
| ТЭС | 6720,6 | 6613,1 | 6773,5 | 7394,1 | 7691,2 | 7306,2 | 7306,2 |

Окончание таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---------|---------|-------|---------|---------|---------|---------|
| Ограничения установленной мощности на максимум нагрузки | 304,5 | 289,1 | 288,6 | 288,1 | 288,1 | 288,1 | 284,2 |
| Вводы мощности после прохождения максимума нагрузки | 0 | 0 | 160,4 | 320,8 | 730 | 0 | 0 |
| ИТОГО покрытие спроса | 11033,6 | 10941,5 | 10942 | 11402,6 | 11290,6 | 11635,6 | 11639,5 |
| Собственный ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) резервов | 821,6 | -620,5 | -855 | -855,4 | -1056,4 | -756,4 | -782,5 |

Из данных таблицы 3 следует, что спрос на мощность в ОЭС Востока в период с 2022 по 2028 год возрастет и составит 12422 МВт в 2028 году. Имеющейся мощности электростанций будет недостаточно для покрытия этого спроса, следовательно, начиная с 2023 года, ОЭС Востока станет дефицитной энергосистемой. Наибольший дефицит резервов прогнозируется в 2026 году (1056,4 МВт), что связано с выводом из эксплуатации в этом году энергоблоков Хабаровской ТЭЦ-1 и Якутской ГРЭС-1 суммарной мощностью 432,9 МВт.

Для решения проблемы дефицита резервов мощности в [8] предлагается переход ОЭС Востока на синхронную работу с ОЭС Сибири, ограничение экспорта ЭЭ в КНР и ограничение потребителей в случае локальных дефицитов мощности и ЭЭ.

2 Причины возможных возникновений технологических нарушений и их последствия в схеме ОЭС Востока

2.1 Общие сведения о надежности электроэнергетической системы и технологических нарушениях

В Федеральном законе «Об электроэнергетике» под надежностью электроэнергетической системы понимается способность этой системы осуществлять производство, передачу ЭЭ (мощности) и снабжение потребителей ЭЭ в едином технологическом процессе и возобновлять их после нарушений [9].

Понятие «надежность» в ФЗ «Об электроэнергетике» подразделяется на системную надежность и надежность электроснабжения потребителей. Системная надежность определяется надежностью снабжения электростанций топливно-энергетическими ресурсами, надежностью генерации ЭЭ, надежностью основной электрической сети, а также участием потребителей в обеспечении устойчивости и живучести ЭЭС [1]. Нетрудно понять, что надежность электроснабжения потребителей напрямую зависит от системной надежности, то есть от надежности поставки ЭЭ в пункты питания распределительных сетей, надежности самих этих сетей, а также надежности внешних и внутренних схем электроснабжения конкретных электроприемников [1].

Наравне с понятием надежности к ЭЭС также применимо такое важное понятие, как безопасность (техническая безопасность). Безопасность объекта энергетики – это свойство данного объекта не допускать ситуаций, опасных для людей, объектов энергетики, промышленности, инфраструктуры, окружающей среды. Обеспечение безопасности является прерогативой государства, тогда как требования по обеспечению надежности не являются предметом прямого государственного регулирования [1].

В [1] автор вводит понятие «энергетической безопасности» в отношении электроэнергетики. Это понятие связывается с отсутствием и минимизацией количества крупных по величине и/или длительности отказов, которые сопровождаются нарушением работы систем жизнеобеспечения, инфраструктурных и других систем, имеющих общегосударственное или региональное значение. Таким образом, в процессе эксплуатации ЭЭС и расчетов их режимов, выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) необходимо стремиться к обеспечению энергетической безопасности, что в свою очередь приведет к обеспечению должного уровня надежности электроснабжения потребителей.

В определении энергетической безопасности, данном выше, под отказами следует понимать более широкое понятие «технологические нарушения». Технологическое нарушение – это недопустимое отклонение технического состояния, технологических параметров работы электроустановки, ее

элементов, вызвавшие вывод их из работы или повреждение во время эксплуатации, нарушение показателей качества электроэнергии [10].

Технологические нарушения подразделяются на аварию и инцидент. Под аварией понимают разрушение сооружений или технических устройств, а инцидент – это отказ или повреждение оборудования или сетей. Отказ может быть технологическим (вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования) и функциональным (неисправность оборудования, неправильное действие защит и автоматики, ошибочные действия персонала) [11].

Технологические нарушения ведут к перерывам в электроснабжении потребителей различных категорий в зависимости от масштаба произошедшего нарушения. Поэтому особое внимание необходимо уделять рассмотрению схем распределительных сетей с целью выявления в них «узких» мест – энергоузлов, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима [12]. Кроме того, важны корректная настройка уставок срабатывания устройств РЗА и их согласованная работа при использовании в различных электросетевых и генерирующих компаниях.

Анализ системных аварий позволяет сделать вывод о том, что в последние годы (начиная с 2017) количество системных аварий сокращается. Однако такие аварии становятся более крупными: объем отключений генерирующего оборудования увеличивается (11263 МВт в 2017 году против 7102 МВт в 2016 году), как и количество аварий, в которых обесточивания потребителей превышают 100 МВт (7584 МВт в 2017 году против 3434 МВт в 2016 году) [13]. Как правило, такие аварии происходят по схеме каскадного отключения: РЗА отключает ЛЭП по причине возникшей перегрузки или короткого замыкания (КЗ), затем следует еще некоторое количество отключений, пока система не стабилизируется.

В рамках такого каскадного отключения может произойти выделение определенного энергорайона на изолированную работу. Согласно [13] за 4 месяца 2022 года число аварий с выделением изолированных энергозон в ЕЭС России выросло с 2 до 5, в том числе 3 происшествия имели место в апреле в ОЭС Сибири. Эти аварии произошли на фоне общего снижения числа аварий: на электрических станциях установленной мощностью 25 МВт и выше (963 аварии в 2022 году против 976 в 2021 году за аналогичный период) и в электрических сетях 110 кВ и выше (2988 аварий в 2022 году против 2919 в 2021 году за аналогичный период). Напротив, число аварий с прекращением электроснабжения потребителей суммарной мощностью 10 МВт и более возросло: в 2022 году этот показатель составил 145 аварий против 130 в 2021 году за аналогичный период. Это говорит о повышенной аварийности вследствие изношенности распределительных сетей 35 кВ и ниже. Данные об аварийности на объектах электроэнергетики ЕЭС России на 01.05.2022 года представлены на рисунке 5 [13].



Рисунок 5 – Данные об аварийности на объектах электроэнергетики ЭЭС России на 01.05.2022 года

Если говорить о роли устройств РЗА в возникновении крупных системных аварий, то показательной в данном случае будет следующая статистика. Согласно [13] в 2017 году впервые за пять лет причиной более половины аварий стала неправильная работа устройств РЗА – 51,1 % аварий против 41 % в 2016 году и 37,4 % в 2015 году. Следовательно, вопрос о согласованном и корректном функционировании устройств РЗА является не последним в рамках обеспечения энергетической безопасности в отношении электроэнергетики.

2.2 Анализ аварии 01.08.2017 года в ОЭС Востока

Подробный анализ аварии, произошедшей в ОЭС Востока 01.08.2017 года в 21:07 (хбр) дан в [14] и [15]. Изложим кратко суть аварии, ее последствия и предполагаемые причины развития.

Исходная схема электрических соединений ОЭС Востока до возникновения аварии приведена на рисунке 6. Из данного рисунка видно, что высоковольтная сеть напряжений 220 – 500 кВ выполнена в большинстве случаев одноцепными линиями, что делает ее относительно слабой. В таком случае необходимо грамотно планировать ремонты электросетевого оборудования для обеспечения требуемого уровня надежности потребителей.

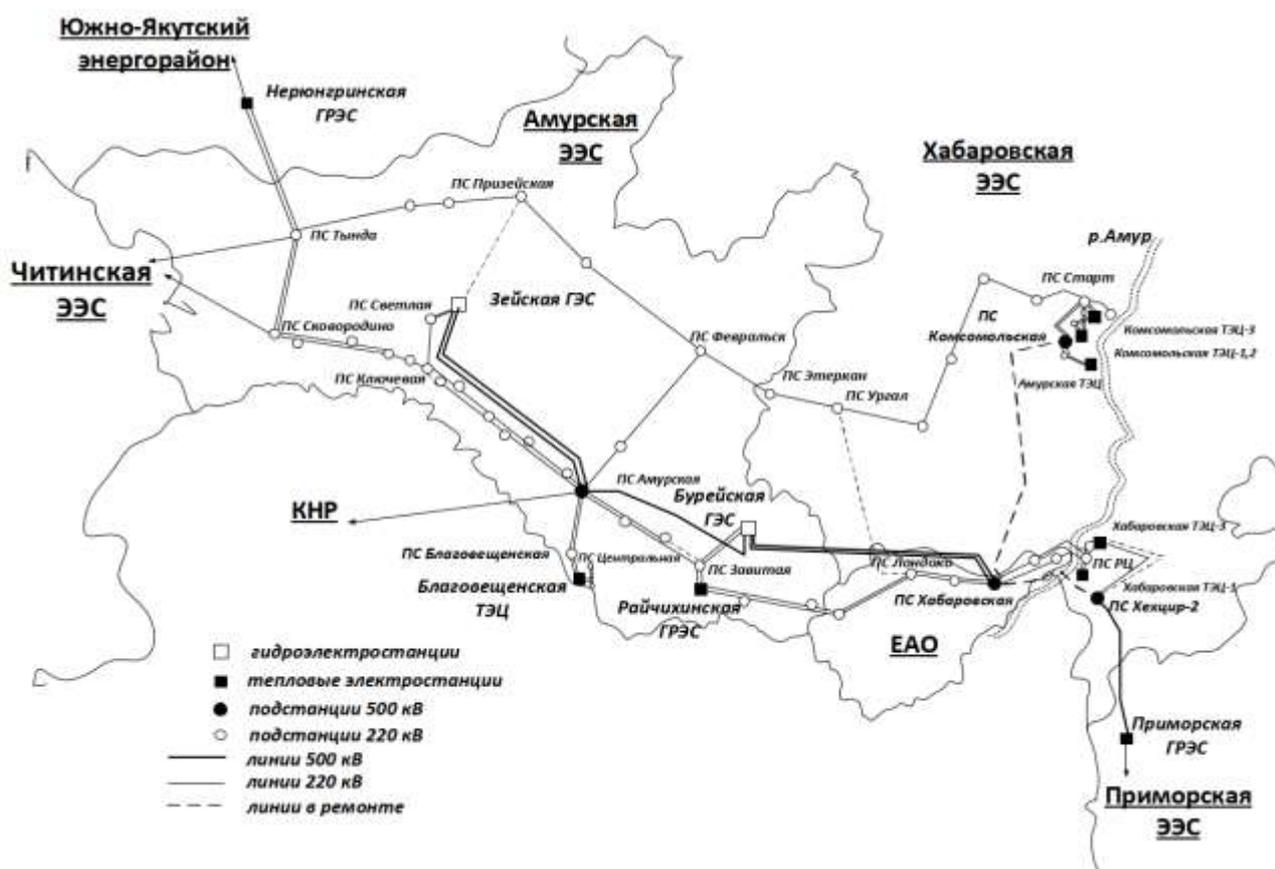


Рисунок 6 – Схема основной сети ОЭС Востока на 01.08.2017 года

В условиях ремонтной схемы, отраженной на рисунке 6 (в ремонт выведены девять ВЛ 220 кВ и две ВЛ 500 кВ), в 21:07 (хбр) 1 августа 2017 года произошло однофазное короткое замыкание на ВЛ 220 кВ «Хабаровская – Волочаевка тяговая» при прохождении негабаритного груза под проводами. Действиями защиты данная ВЛ была отключена. Из-за наброса мощности была также отключена ВЛ 220 кВ «Левобережная – РЦ», что привело к разделению ОЭС Востока на две части по контролируемому сечению «Переход через реку Амур» [14]. В западную избыточную по мощности подсистему вошли Амурская ЭЭС со связью с Забайкальской ЭЭС, Южно-Якутский энергорайон и левобережная часть Хабаровской ЭЭС (ЕАО и Комсомольский район). В восточную дефицитную подсистему вошли Приморская ЭЭС и правобережная часть Хабаровской ЭЭС [15].

В восточной подсистеме благодаря действиям автоматической частотной разгрузки (АЧР), частотному автоматическому повторному включению (ЧАПВ)

и оперативного персонала через 39 минут после начала аварии параметры режима были восстановлены [14].

В западной подсистеме ситуация была иная. Из-за возникшего избытка активной мощности произошло повышение частоты до 51,2 Гц, что привело к выводу из строя группового регулятора активной мощности (ГРАМ) на Зейской ГЭС. Далее действиями автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) были отключены: гидроагрегат-2 (ГА) Зейской ГЭС мощностью 225 МВт, блок 3 Нерюнгринской ГРЭС мощностью 210 МВт, ГА-2 и ГА-3 Бурейской ГЭС мощностью 335 МВт каждый. Такие отключения привели к дефициту активной мощности, что вызвало снижение частоты до 47,4 Гц и работу АЧР с отключением нагрузки и прекращением экспортной поставки ЭЭ в КНР по ВЛ 500 кВ «Амурская – Хэйхэ (КНР)». Вследствие уменьшения нагрузки и повышения напряжения до 560 кВ действиями автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) были отключены ВЛ 500 кВ «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Бурейская ГЭС – Хабаровская №1». После этого противоразгонной защитой был отключен ГА-4 Бурейской ГЭС, что привело к возникновению дефицита мощности и падению частоты до 46 Гц [14].

Дальнейшее развитие событий отражено на рисунке 7 [14]. Из представленных данных можно сделать вывод о дальнейшем росте дефицита активной мощности из-за действий частотной делительной автоматики (ЧДА), выделившей на изолированную работу Райчихинскую ГРЭС и Благовещенскую ТЭЦ. Однако эти действия оказались неуспешными и нагрузка электростанций была снижена до 0 с потерей собственных нужд (СН). В дальнейшем до 0 без потери СН была также снижена нагрузка Бурейской ГЭС. В результате к 21:26 (хбр) была также разорвана связь между Амурской областью и Комсомольским районом из-за отключения ВЛ 220 кВ действиями АОПН.

В результате аварии без электроснабжения оставалась значительная часть потребителей: 1250 МВт в ОЭС Востока и 1,7 МВт в Забайкальском крае. Потребители КНР недополучили 447 МВт. Время простоя потребителей составило:

- в Приморском крае – 2 часа 49 минут;
- в Хабаровском крае – 4 часа 03 минуты;
- в ЕАО – 1 час 59 минут;
- в Амурской области – 3 часа 33 минуты;
- в Южно-Якутском энергорайоне – 1 час 17 минут [16].

Кроме того, было остановлено движение восьми поездов дальнего следования на участке «Могоча – Хабаровск», восстановление заняло 2 часа. Электроснабжение потребителям в полном объеме было восстановлено в 00:30 (хбр) 02.08.2017 года. По приблизительным подсчетам, ущерб субъектов электроэнергетики составил 12 млн. руб. [17].

| Время (Хабаровск) | Группа | | |
|----------------------|--|---|--|
| | I Случайные события | II Управляющие воздействия (релейной защиты, автоматами, персонала) | III Естественные события |
| 21:10 + 21:15 | Райчихинская ГРЭС отключение ТА-7 Благовещенская ТЭЦ отключение ТА-1, ТА-2 технологическими защитами | Райчихинская ГРЭС: отключение теплоагрегата (ТА)- ТА-4 частотной длительной автоматикой (ЧДА) Благовещенская ТЭЦ: отключение выключателей В-110 Благовещенская №1,2 (ЧДА) Подстанция (ПС) Центральная: отключение В-110 Благовещенская ТЭЦ №1,2 (ЧДА) | Западная часть: выделение Райчихинской ГРЭС и Благовещенской ТЭЦ на СН и нагрузку изолированных районов Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ: снижение нагрузок до 0, потеря СН, погашение изолированных районов |
| | | Зейская ГЭС: персоналом отключены ГА-4, ГА-6 Бурейская ГЭС: отключение ГА-1, ГА-6 (защита от потери возбуждения) | Зейская ГЭС: снижение нагрузок станции без потери СН Бурейская ГЭС: снижение нагрузок станций до 0 без потери СН |
| 21:26 | | Западная часть: отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 и Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с оттайкой ПС Парус №2 | Амурская ТЭЦ, Комсомольская ТЭЦ-2: выделение станций на СН, сохранение параллельной работы с системой |
| | | Отключение ВЛ 220 кВ Феаральская – Этернан (АОПН), ВЛ 220 кВ Урал – Этернан (АОПН) | Западная часть: повышение напряжения на шинах 220 кВ ПС Этернан, ПС Феаральская до 275 кВ Разрыв связи 220 кВ между Амурской ЭЭС и Комсомольским энергорайоном |

Рисунок 7 – Развитие аварии 01.08.2017 года в ОЭС Востока после триггерного события

В [14] авторы считают, что именно возникновение в западной подсистеме колебаний частоты с большой амплитудой стало триггерным событием, после которого авария перешла в неконтролируемую стадию. Однако анализ хода событий позволяет прийти к выводу, что изначальное снижение нагрузки в западной части ОЭС Востока оказалось излишним: действиями АОПЧ была отключена суммарная установленная мощность электростанций 1105 МВт, тогда как согласно [14] избыток мощности на тот момент составлял 546 МВт. Можно сделать вывод о некорректной работе устройств автоматики, возможно по причине несогласованности их уставок срабатывания между различными электростанциями.

Расследование причин аварии, проведенное Ростехнадзором, позволяет сделать вывод, что главной и возможно единственной причиной произошедшего стало несогласованное функционирование элементов энергосистемы. Сюда относятся неверные параметры работы релейной защиты на ВЛ 220 кВ, некорректная работа автоматики регулирования мощности на Зейской и Бурейской ГЭС, неполноценное выполнение команд диспетчерского центра на электростанциях, недостатки эксплуатации электросетевого

оборудования [18]. Косвенной причиной этой и других системных аварий также считали отсутствие на тот момент нормативно-правовой базы, которая должна обеспечить согласованное функционирование элементов энергосистемы, относящихся к различным энергетическим компаниям. Этой основой стали «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», вступившие в силу лишь через год после аварии в ОЭС Востока.

2.3 Анализ схемы электрических соединений ОЭС Востока

Анализ схемы электрических соединений ОЭС Востока проводится с целью выявления «узких» мест – контролируемых сечений (КС), в которых возможно изменение параметров режима ЭЭС при наложении ремонтных и аварийных схем. Перечень исследуемых КС представлен в таблице 4 [19].

Таблица 4 – Перечень контролируемых сечений ОЭС Востока

| Сечение | Наименование линий, входящих в сечение |
|---------|--|
| 1 | 2 |
| 10 | Зейская ГЭС Р-1-Амурская Р-1 |
| | Зейская ГЭС Р-1-Амурская Р-1 |
| | Зейская ГЭС 220-Энергия |
| | Зейская ГЭС 220-Энергия |
| | Зейская ГЭС 220-Магдагачи 2с |
| | Зейская ГЭС 220-Приз. 1с-220 |
| 30 | Зейская ГЭС Р-1-Амурская Р-1 |
| | Зейская ГЭС Р-1-Амурская Р-1 |
| | Приз. 1с-220-Тумгала 220 |
| | Ключевая 2с-Сиваки 220 |
| | Ключевая 1с-Чалганы/т |
| 21 | Бурейская ГЭС-Бурейская ГЭС (1-2) |
| | Бурейская ГЭС-отп. Створ |
| | Бурейская ГЭС-Завитая |
| 22 | Бурейская ГЭС (2-3)-Амурская Р-2 |
| | Бурейская ГЭС-отп. Створ |
| | Бурейская ГЭС-Завитая |
| 40 | Бурейская ГЭС (2-3)-Амурская Р-2 |
| | Завитая-отп. Хвойная |
| | Завитая-отп. Хвойная |
| | Этеркан-Февральская 2с 220 |
| 55 | Бурейская ГЭС (4-5)-Хабаровская Р-511 |
| | Бурейская ГЭС (1-6)-Хабаровская Р-514 |
| | Февральская 2с 220-Этеркан |
| | Ядрин/т-Облучье |
| | Тарманчукан/т-Облучье |

Окончание таблицы 4

| 1 | 2 |
|----|--|
| 80 | Бикин/т-Приморская ГРЭС 220 |
| | НПС-36-Приморская ГРЭС 220 |
| | Розенгартовка/т-Приморская ГРЭС 220 |
| | Хехцир 2-Приморская ГРЭС 500 |
| 4 | Нерюнгринская ГРЭС 2сш 220-Тында 1сш 220 |
| | Нерюнгринская ГРЭС 1сш 220-Тында 2сш 220 |
| 70 | Хабаровская Р-513 - Хехцир 2 |
| | Хабаровская - Левобережная |
| | Хабаровская – Волочаевка/т |

Анализ расположения указанных сечений показал, что детального рассмотрения требуют сечения № 22, 40, 80, 4, 70. Расположение сечений № 22 и 40 указано на рисунке 8.

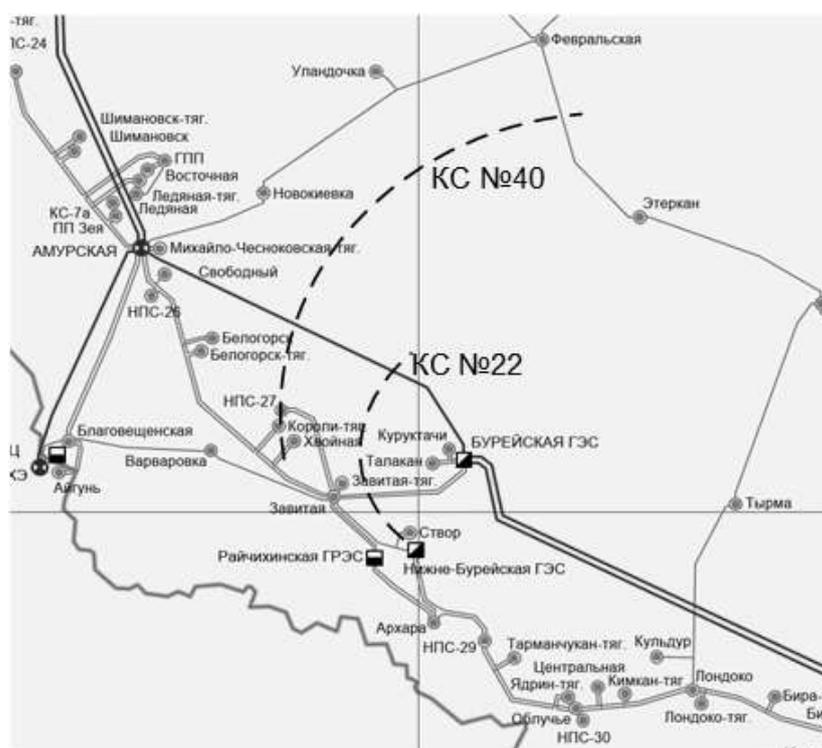


Рисунок 8 – Сечения № 22, 40 на карте ОЭС Востока

Анализ состава сечения № 22 показал, что в нем имеется два «узких места». Первое – одноцепная ВЛ 500 кВ «Бурейская ГЭС (2-3)-Амурская Р-2». При аварии на данной ЛЭП пропускной способности ВЛ 220 кВ через ПС «Завитая» и «Этеркан» может быть недостаточно для передачи в западную часть ОЭС Востока мощности в полном объеме. Ситуация усугубится в случае вывода в ремонт нескольких из указанных ВЛ 220 кВ. Второе узкое место – это ВЛ 500 кВ «Бурейская ГЭС-отп. Створ». Данная ЛЭП является одноцепной, другого источника питания на напряжении 220 кВ у ПС Створ нет. Для потребителей 1 категории этого может быть недостаточно для обеспечения

требуемого уровня надежности. Возможно, категоричность потребителей данной ПС ниже первой или имеется разветвленная сеть напряжением 110 кВ для их питания. В противном случае и для первого, и для второго «узкого места» можно рекомендовать сооружение второй цепи ВЛ. Согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы [8], за указанный период строительство дополнительных цепей ВЛ не планируется.

Рассмотрим сечение № 4. Его состав отражен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Состав сечения № 4 на карте ОЭС Востока

ВЛ, входящие в данное сечение, связывают энергосистемы Якутии и Амурской области. Поскольку согласно [8] в ОЭС Востока планируется увеличение как собственного потребления, так и экспортного, возможно возникновение проблем с пропускной способностью данных линий. Следовательно, может понадобиться строительство дополнительных цепей линий на напряжении 220 или 500 кВ. В Схеме и программе развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы запланировано сооружение в районе данного сечения в 2023 году двух ВЛ 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС до переключательного пункта Магистральный (планируется к сооружению в 2023 году). Также планируется строительство ВЛ 220 кВ от данного переключательного пункта до ПС Сковородино, что можно связать с возможным объединением ОЭС Востока и ОЭС Сибири на параллельную работу. Вновь сооружаемые ВЛ отражены на рисунке 10 [8].

Расположение сечений № 80 и 70 отражено на рисунке № 11.



Рисунок 10 – Карта-схема размещения линий электропередач и подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций в районе сечения № 4 на 2022 – 2028 годы



Рисунок 11– Сечения № 70, 80 на карте ОЭС Востока

Анализ состава сечения № 70 показал, что данное сечение является недостаточно надежным: при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ «Хабаровская Р-513 - Хехцир 2» передача мощности в энергосистему Приморского края осуществляется лишь по двум оставшимся ВЛ 220 кВ. При прохождении энергосистемой Приморского края собственного максимума нагрузки перегрузочная способность этих линий может оказаться недостаточной, что приведет к отключению либо одной, либо двух линий. Этот сценарий похож на описанный ранее в п. 2.2, случившийся при аварии в ОЭС Востока 01.08.2017. Следовательно, необходимо контролировать допустимые перетоки через данное сечение и корректно рассчитывать уставки РЗА всех линий, входящих в КС № 70. В перспективе возможно увеличение пропускной способности сечения и его надежности путем строительства второй цепи от ПС Хабаровская до ПС Хехцир-2.

Из анализа сечения № 80 были сделаны следующие выводы. 2 из четырех ВЛ, входящих в данное сечение, соединяют Приморскую ГРЭС и тяговые подстанции, ориентированные в большей степени на нужды железнодорожного транспорта и в меньшей – других потребителей, расположенных близко к железной дороге. Следовательно, они мало влияют на передачу мощности из Хабаровского края в южную часть Приморского края, где наблюдается дефицит мощности. То же самое можно сказать и о ВЛ 220 кВ «НПС-36-Приморская ГРЭС 220», поскольку она ориентирована главным образом на питание нефтеперекачивающей станции. Транзит мощности из Хабаровского края в Приморский осуществляется таким образом лишь по ВЛ 500 кВ «Хехцир 2-Приморская ГРЭС 500». При выводе данной линии в ремонт возможен дефицит мощности в Приморском крае. Следовательно, в данном случае необходимо грамотно планировать графики ремонтов электросетевого оборудования и применять меры для повышения пропускной способности ВЛ 500 и 220 кВ. В перспективе также возможно увеличение пропускной способности сечения и его надежности путем строительства второй цепи от ПС Хехцир-2 до Приморской ГРЭС.

Согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы, сооружение предложенных ранее ВЛ не планируется. Однако повысить надежность электроснабжения потребителей юга Приморского края предлагается путем строительства ВЛ 500 кВ от Приморской ГРЭС до ПС 500 кВ Варяг (Морская). Ввод в эксплуатацию данной подстанции и ВЛ 500 кВ планируется в период с 2023 по 2025 год. Место расположения вновь вводимых объектов отражено на рисунке 12 [8].

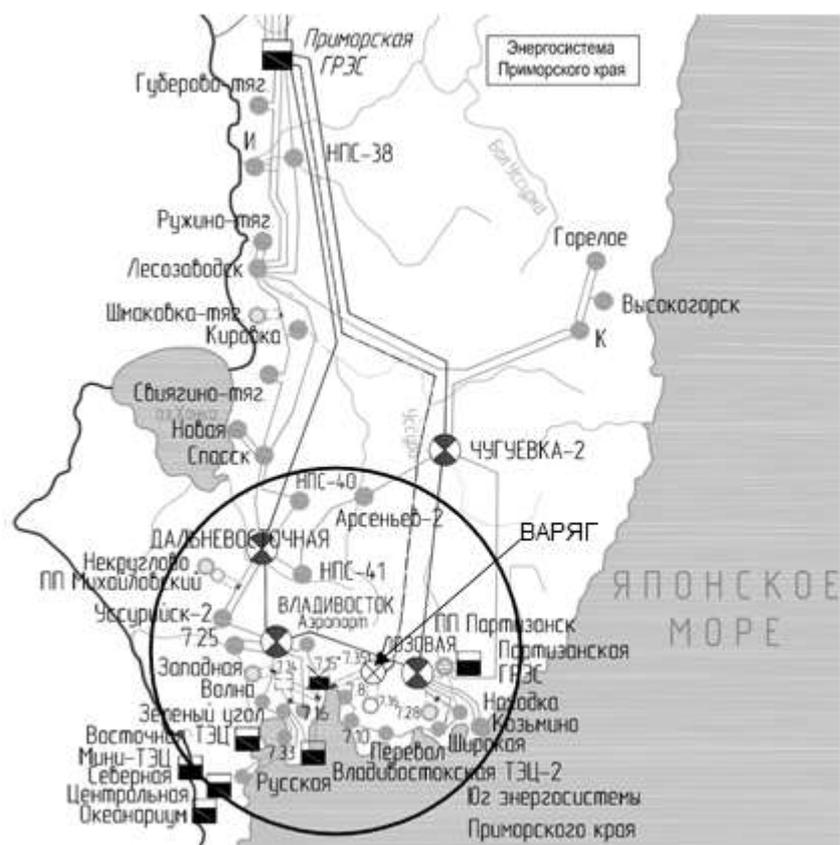


Рисунок 12 – Карта-схема размещения линий электропередач и подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Приморского края на 2022 – 2028 годы

3 Анализ достаточности резервов мощности для сохранения устойчивости ЭЭС при возникновении технологических нарушений

3.1 Общие сведения о резервах мощности и регулировании частоты

Одним из основных путей повышения надежности ЭЭС является резервирование – введение избыточной мощности. Резерв мощности может размещаться как в генерирующей, так и в потребляющей части системы:

– резерв потребляющей части системы – мощность, от которой готов отказаться потребитель за определенную плату при нарушении баланса потребляемой и вырабатываемой мощностей в ЭЭС [20];

– резерв генерирующей части системы – это мощность, которую могут сбросить или набрать генераторы ЭЭС.

Резерв генерирующей части ЭЭС складывается из следующих видов резерва:

– нагрузочный (частотный) – это резерв мощности, предназначенный для покрытия резких случайных колебаний нагрузки;

– аварийный – это мощность, которая заменяет отключившиеся в результате аварии агрегаты или станции [21];

– ремонтный – резерв мощности, необходимый для компенсации снижения рабочей мощности системы при выводе основного оборудования в плановый ремонт или на реконструкцию [20];

– государственный (народнохозяйственный) – резерв мощности, предназначенный для покрытия возможного повышения электропотребления выше планируемого уровня вследствие развития экономики региона [21].

Нагрузочный и аварийный резервы вместе составляют оперативный резерв мощности. В [20] используется следующая классификация оперативного резерва в зависимости от состояния оборудования, на котором размещен резерв, способа его реализации, мобильности и назначения. В данной классификации оперативный резерв в первую очередь подразделяется на включенный и невключенный.

Включенный резерв – это резервная мощность работающих в данное время агрегатов, которая может быть использована немедленно – время ввода такого резерва составляет несколько минут. К нему относятся:

– вращающийся резерв – оперативный резерв системы, размещенный на работающих недогруженных генераторах электростанций;

– резерв с быстрым пуском – оперативный резерв системы, размещаемый на генераторах с быстрым пуском; генераторах, где время, необходимое для полной их загрузки, не превышает времени реализации вращающегося резерва [20].

Невключенный резерв – это мощность неработающих исправных генераторов электростанций ЭЭС. Он определяется как разность между рабочей и включенной мощностью ЭЭС. К невключенному резерву относятся:

– горячий резерв системы – оперативный резерв системы, размещаемый на генераторах ТЭС, где котел находится в горячем состоянии, то есть в нем поддерживаются заданные давление пара и температура;

– холодный резерв системы – оперативный резерв системы, размещаемый на генераторах, где котлы (оборудование ТЭС) находятся в холодном резерве.

Время реализации невключенного резерва составляет 1 – 2 часа и более [20].

С точки зрения мобильности резервов в статье [20] авторы выделяют 6 очередей резервов:

– резерв первой очереди – для первичного регулирования частоты (время ввода – секунды);

– резерв второй очереди – для вторичного регулирования (ограничение перетоков мощности, время ввода – десятки секунд);

– резерв третьей очереди – для вторичного регулирования (регулирование частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи, время ввода – до 5 минут);

– резерв четвертой очереди – для третичного регулирования (быстрой коррекцией режима и восстановления регулировочного диапазона станций, подключенных к системе автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), время ввода – до 15–20 минут);

– резерв пятой очереди – для компенсации небалансов мощности и дооптимизации за рассматриваемый час работы системы;

– резерв шестой очереди – для компенсации небалансов мощности, которые можно установить за время, превышающее время ввода невключенного резерва (замещение резерва пятой очереди и оптимизация режима за рассматриваемые сутки работы системы) [20].

Из представленной классификации следует, резервы первой, второй и третьей очереди составляют включенный резерв. Классификация оперативного резерва генерирующей части системы представлена на рисунке 13 [20].

Рассмотрим подробнее регулирование частоты в ЭЭС. Оно осуществляется совместным действием систем первичного, вторичного и третичного регулирования и действием оперативно-диспетчерского персонала.

Первичное регулирование частоты – это процесс изменения активной мощности электростанций регуляторами скорости турбин при возникновении небаланса мощности. Является статическим: заканчивается установлением баланса мощности при новом значении частоты. Первичное регулирование частоты подразделяется на:

– общее первичное регулирование (ОПРЧ) – обеспечивается всеми электростанциями ЭЭС с помощью автоматических регуляторов скорости турбин (АРС) в пределах имеющихся регулировочных возможностей; цель – сохранение электроснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты;

– нормированное первичное регулирование (НПРЧ) – обеспечивается специально выделенными для этой цели электростанциями, на которых

постоянно поддерживается заданный резерв на загрузку и разгрузку; цель – обеспечение гарантированного уровня качества первичного регулирования [22].

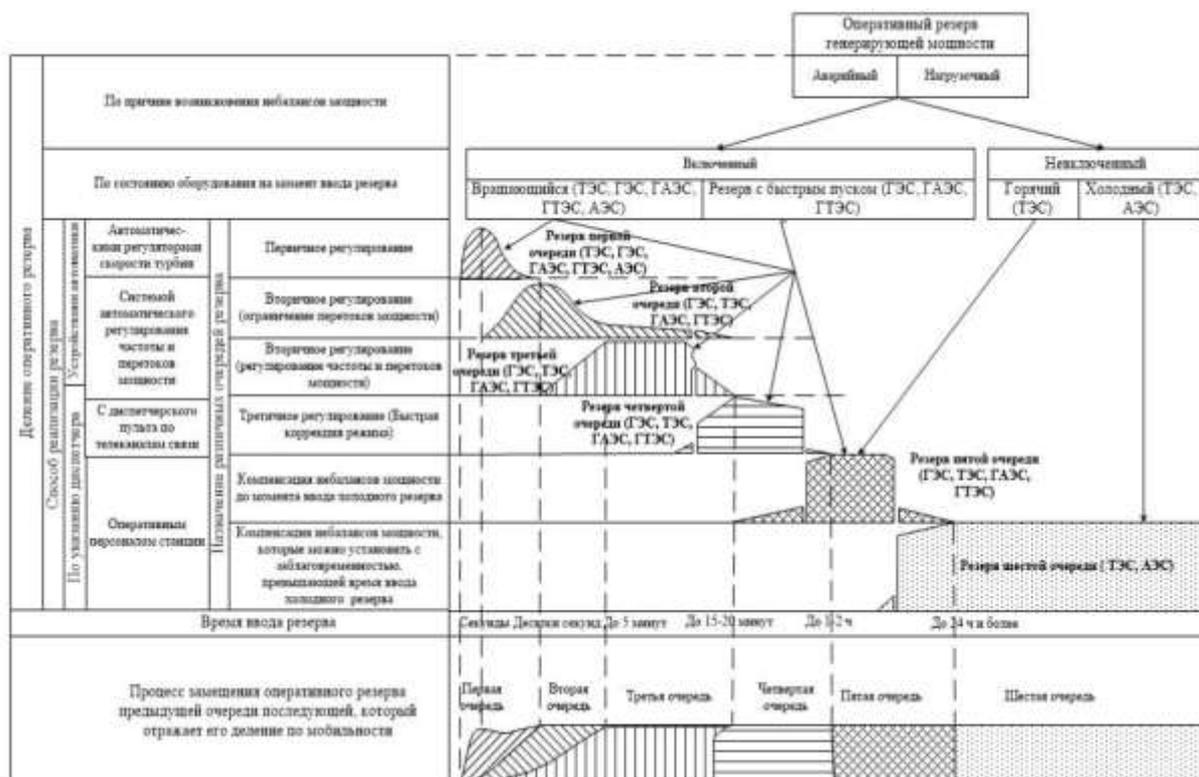


Рисунок 13 – Классификация оперативного резерва генерирующей части ЭЭС

Вторичное регулирование частоты – это процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения перетока мощности. Может осуществляться лишь на сертифицированном и специально отобранном для оказания услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) оборудовании электростанций. Начинает действовать одновременно с первичным регулированием, но проявляется позже на несколько минут из-за развертывания вторичного резерва.

Резервом вторичного регулирования (РВР) называется значение максимально возможного изменения мощности электростанций, подключенных к системе АВРЧМ.

Цель вторичного регулирования частоты – компенсация возникшего небаланса активной мощности, ликвидация перегрузки линий связи, восстановление частоты и резервов первичного регулирования [22]. Таким образом, первичное регулирование частоты предназначено для стабилизации частоты, а вторичное – для восстановления ее нормативного значения.

Третьичное регулирование частоты – это процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов

вторичного регулирования и компенсации статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности. Резервом третичного регулирования (РТР) называется значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования в области регулирования в целях, озвученных выше. РТР размещается в части регулировочного диапазона, свободной от размещения резерва первичного регулирования (РПР) и РВР, на включенном в работу генерирующем оборудовании или на остановленном, включение в сеть которого и набор нагрузки возможны в течение 20 минут [22]. Процесс регулирования частоты отражен на рисунке 14 [23].

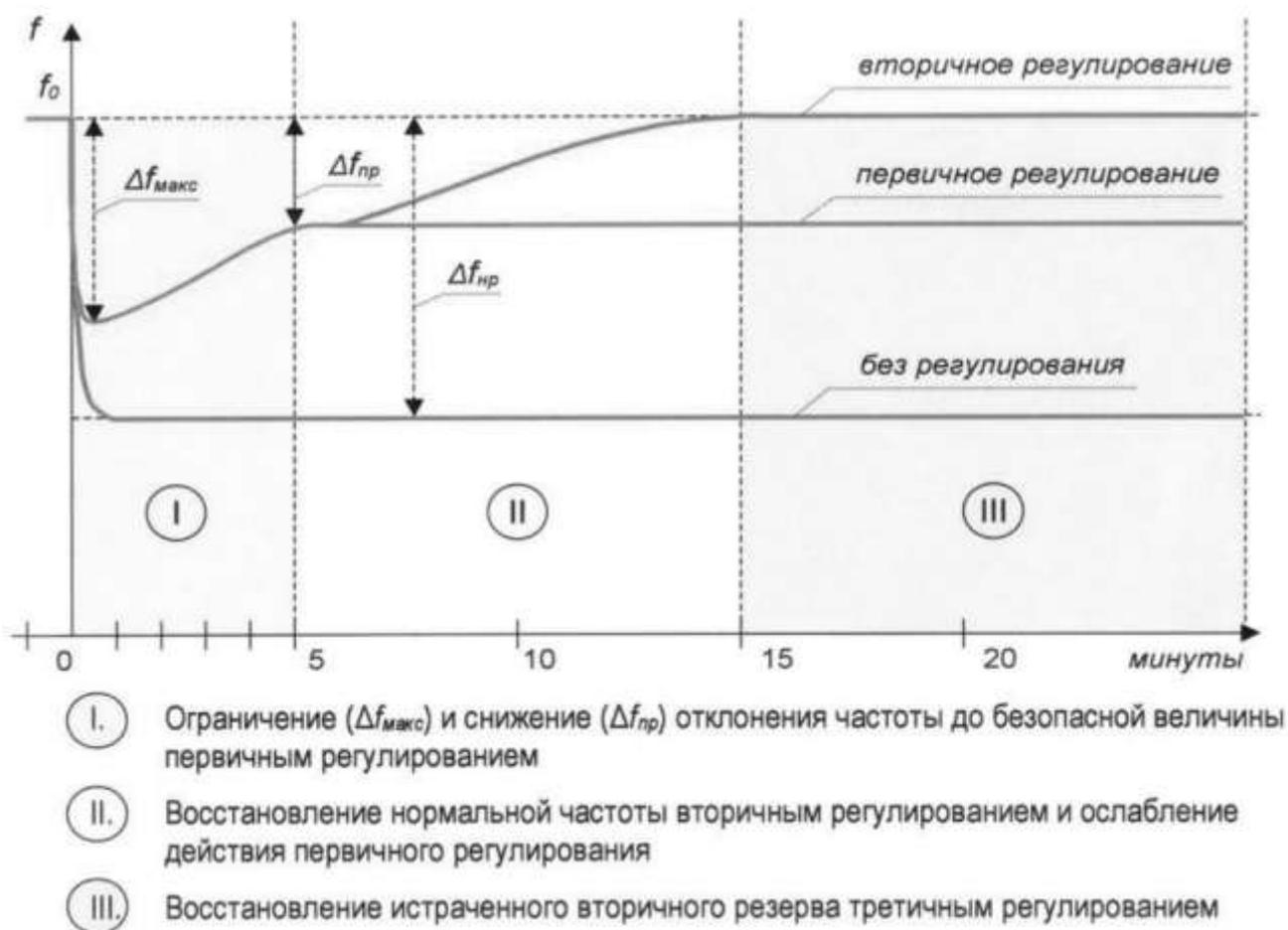


Рисунок 14 – Процесс регулирования частоты в энергосистеме

В ОЭС Востока функции обеспечения НПРЧ и вторичного регулирования частоты возложены на следующие электрические станции, подключенные к централизованной системе АРЧМ (ЦС АРЧМ):

- Бурейская ГЭС;
- Зейская ГЭС;
- Вилюйские ГЭС-1, 2.

3.2 Составление и анализ баланса активной мощности в ОЭС Востока на 01.08.2017

Баланс мощности – это равенство генерируемой и потребляемой мощности на определенном интервале времени. Баланс мощностей для периода t имеет вид:

$$\Sigma P_{\text{ген.}it} = \Sigma P_j + \Sigma \pi_t, \quad (1)$$

где $\Sigma P_{\text{ген.}it}$ – суммарная мощность генераторов;

ΣP_j – нагрузка потребителей;

$\Sigma \pi_t$ – суммарная мощность потерь в сетях и потребления на СН электростанций [21].

Карта ОЭС Востока по состоянию на 01.08.2017 года отражена на рисунке 15. С учетом вводов мощности после 01.08.2017 года и присоединения к ОЭС Востока 01.01.2019 года Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия), актуализируем состав электростанций ОЭС Востока, отраженный в таблице 1 (см. п. 1.3). Из имеющегося списка электростанций исключаем Нижне-Бурейскую ГЭС, Свободненскую ТЭС, Восточную ГТУ-ТЭЦ, Вилюйские ГЭС-1 и ГЭС-2, Светлинскую ГЭС, Якутскую ГРЭС, Якутскую ГРЭС-2 и Якутскую ТЭЦ.

Для оценки имеющихся резервов мощности на момент аварии 01.08.2017, произошедшей в ОЭС Востока, составим баланс активной мощности по региональным энергосистемам для момента времени 21:00 (хбр) и сразу после разделения ОЭС Востока на части. Величины потребляемых мощностей по энергосистемам были определены в соответствии с фактом потребления на данный час [24]. В расчетах потери мощности в распределительных сетях принимаем равными 3%.

Для составления баланса мощности был выбран состав генерирующего оборудования, включенного в работу, определены энергоблоки, несущие резервы мощности. Объем передачи мощности в другие системы был определен согласно данным из п. 2.2. Баланс мощности до разделения ОЭС Востока на части представлен в таблице 5.

Состав резервов мощности в соответствии с методикой, рассмотренной в п. 3.1 [20], отражен в таблице 6.



Рисунок 15 – Карта ОЭС Востока на 01.08.2017 года

Таблица 5 – Баланс мощности ОЭС Востока на 21:00 (хбр) 01.08.2017 года

| Показатель баланса мощности / Региональная энергосистема | Амурская | Приморская | Хабаровская и ЕАО | Южно-Якутский энергорайон | ОЭС Востока |
|--|----------|------------|-------------------|---------------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Потребность | | | | | |
| Нагрузка потребителей системы | 860 | 1332 | 1027 | 203 | 3422 |
| Передача мощности в другие системы | 448,7 | 0 | 0 | 0 | 448,7 |
| Потери мощности | 62,61 | 27,6 | 21,66 | 8,1 | 119,97 |
| Итого потребная мощность | 1371,31 | 1359,6 | 1048,66 | 211,1 | 3990,67 |
| Покрытие мощности | | | | | |
| Установленная мощность | 3827 | 2616,8 | 2100,7 | 618 | 9162,5 |
| Располагаемая мощность | 3712,19 | 2538,296 | 2037,679 | 599,46 | 8887,625 |

Окончание таблицы 5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---------|---------|----------|-------|----------|
| Рабочая мощность ЭС | 3252,95 | 2224,28 | 1785,595 | 525,3 | 7788,125 |
| Генерируемая мощность / покрытие нагрузки | 2087 | 920 | 722 | 270 | 3999 |
| Резервная мощность ЭС | 1165,95 | 1304,28 | 1063,595 | 255,3 | 3789,125 |
| Разница между покрытием мощности и потребностью | 715,69 | -439,6 | -326,66 | 58,9 | 8,33 |

Таблица 6 – Резервы мощности ОЭС Востока на 21:00 (хбр) 01.08.2017

| Региональная энергосистема | Электростанция | Включенный резерв | | Невключенный резерв | |
|----------------------------|-----------------------|------------------------------------|--|--------------------------------|---------------------------------|
| | | Величина вращающегося резерва, МВт | Величина резерва с быстрым пуском, МВт | Величина горячего резерва, МВт | Величина холодного резерва, МВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Амурская | Бурейская ГЭС | 23,45 | 0 | - | - |
| | Зейская ГЭС | 64,51 | 565,25 | - | - |
| | Благовещенская ТЭЦ | 60 | - | 52,7 | 110,5 |
| | Райчихинская ГРЭС | 9 | - | - | 51 |
| Приморская | Артёмовская ТЭЦ | 30 | - | 85 | 85 |
| | Владивостокская ТЭЦ-2 | 144,4 | - | 89,25 | - |
| | Океанариум Мини-ТЭЦ | 0,33 | 5,61 | - | - |
| | Партизанская ГРЭС | 30,25 | - | - | 69,7 |
| | Приморская ГРЭС | 108,3 | - | 182,75 | 450,5 |
| | Северная Мини-ТЭЦ | 0,63 | 1,53 | - | - |
| | Центральная Мини-ТЭЦ | 4,62 | 16,83 | - | - |
| Хабаровская и ЕАО | Амурская ТЭЦ-1 | 51 | - | 89,25 | - |
| | Комсомольская ТЭЦ-1 | 0 | - | 8,5 | - |
| | Комсомольская ТЭЦ-2 | 66,5 | - | 23,38 | - |
| | Комсомольская ТЭЦ-3 | 45 | - | 153 | - |
| | Майская ГРЭС | 12 | - | - | 45,9 |
| | Хабаровская ТЭЦ-1 | 118,4 | - | 136 | - |
| | Хабаровская ТЭЦ-3 | 54 | - | - | 306 |

Окончание таблицы 6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---------------------------|--------------------|--------|--------|--------|------|
| Южно-Якутский энергорайон | Нерюнгринская ГРЭС | 54 | - | 178,5 | - |
| | Чульманская ТЭЦ | 2,4 | - | - | 20,4 |
| | ИТОГО | 878,79 | 589,22 | 998,33 | 1139 |

Из данных таблицы 5 следует, что из региональных энергосистем ОЭС Востока энергосистема Амурской области и Южно-Якутский энергорайон являются избыточными по генерации активной мощности, а энергосистемы Приморского края, Хабаровского края и ЕАО – дефицитными. Наибольший дефицит активной мощности наблюдается в Приморском крае. В целом ОЭС Востока по состоянию на 21:00 (хбр) 01.08.2017 года полностью покрывала имевшуюся потребность в активной мощности с учетом наличия положительного сальдо-перетока в ОЭС Сибири и ОЭС Северо-Востока КНР.

Составим баланс активной мощности в ОЭС Востока после разделения ее на части с целью дальнейшего анализа резервов в каждой из них. Для простоты расчетов примем допущение о том, что в восточную часть ОЭС Востока при ее разделении вошла только энергосистема Приморского края. Баланс мощности после разделения ОЭС Востока на части представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности ОЭС Востока 01.08.2017 после разделения энергосистемы на части

| Показатель баланса мощности / Региональная энергосистема | Амурская | Хабаровская и ЕАО | Южно-Якутский энергорайон | Западная подсистема | Приморская / Восточная подсистема |
|--|----------|-------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Потребность | | | | | |
| Нагрузка потребителей системы | 860 | 1027 | 203 | 2090 | 1332 |
| Передача мощности в другие системы | 448,7 | 0 | 0 | 448,7 | 0 |
| Потери мощности | 62,61 | 21,66 | 8,1 | 92,37 | 27,6 |
| Итого потребная мощность | 1371,31 | 1048,66 | 211,1 | 2631,07 | 1359,6 |
| Покрытие мощности | | | | | |
| Установленная мощность | 3827 | 2100,7 | 618 | 6545,7 | 2616,8 |
| Располагаемая мощность | 3712,19 | 2037,679 | 599,46 | 6349,329 | 2538,296 |
| Рабочая мощность ЭС | 3252,95 | 1785,595 | 525,3 | 5563,845 | 2224,28 |
| Генерируемая мощность / покрытие нагрузки | 2087 | 722 | 270 | 3079 | 920 |
| Резервная мощность ЭС | 1165,95 | 1063,595 | 255,3 | 2484,845 | 1304,28 |
| Разница между покрытием мощности и потребностью | 715,69 | -326,66 | 58,9 | 447,93 | -439,6 |

Из данных таблицы 7 можно сделать следующие выводы. Как и было озвучено ранее, в западной подсистеме ОЭС Востока возник избыток генерируемой мощности, а в восточной – дефицит. Но на первый взгляд резервной мощности в обеих подсистемах было бы достаточно для покрытия возникшего небаланса. Для выяснения причин случившегося и оценки достаточности резервов необходимо рассчитать объем резервов для регулирования частоты в энергосистеме.

3.3 Расчет величины необходимых резервов мощности на 01.08.2017 и анализ их достаточности

Нормативный резерв включает в себя озвученные ранее нагрузочный, аварийный, ремонтный и народнохозяйственный резервы. Его величина для ОЭС Востока принимается равной 22% от максимума потребления мощности [22]. Прогнозный максимум потребления в ОЭС Востока в 2017 году составил 6111 МВт согласно данным Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы [25]. Тогда нормативный резерв на 2017 год будет равен 1344,42 МВт. Согласно данным таблицы 6, суммарная величина включенного и невключенного резерва составляет 3605,34 МВт, что превосходит нормативное значение.

Величину резервов первичного, вторичного и третичного регулирования рассчитаем согласно методике, представленной в [26].

НПРЧ в синхронной зоне должно обеспечивать удержание текущих значений частоты в безопасных для потребителей, энергоблоков ГРЭС и АЭС пределах, в целях предотвращения развития аварии при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности. Для второй синхронной зоны ЕЭС России, которой является ОЭС Востока, минимально необходимый объем РПР составляет ± 200 МВт [26]. Мощность, используемая в рамках ОПРЧ, в составе РПР не учитывается.

При определении минимальных объемов РВР необходимо уточнить, что максимальной эффективности использования этих резервов можно будет добиться, если весь объем РВР будет размещен на электростанциях, подключенных к ЦС АРЧМ. При невозможности такого размещения минимальный объем РВР на электростанциях, подключенных к ЦС АРЧМ, должен составлять ± 400 МВт [26].

Определим минимальный объем РВР для ОЭС Востока. Величина РВР на загрузку определяется с учетом необходимого объема компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации (расчетный небаланс $P_{\text{нб_расч}}$), которая определяется по формуле (2):

$$P_{\text{нб_расч (загрузка)}} = \max \left[335 \text{ МВт}, \sum P_{\text{ГГ 3,4 БурГЭС}}, \sum P_{\text{ГГ 5,6 БурГЭС}} \right], \quad (2)$$

где 335 МВт – установленная мощность одного гидрогенератора (ГГ) Бурейской ГЭС;

$\Sigma P_{\text{ГГ 3,4 БурГЭС}}$ – планируемая суммарная нагрузка ГГ-3 и ГГ-4 Бурейской ГЭС (для учета возможного одновременного аварийного отключения ГГ-3 и ГГ-4 в результате нормативного возмущения);

$\Sigma P_{\text{ГГ 5,6 БурГЭС}}$ – планируемая суммарная нагрузка ГГ-5 и ГГ-6 Бурейской ГЭС (для учета возможного одновременного аварийного отключения ГГ-5 и ГГ-6 в результате нормативного возмущения) [26].

2. Нерегулярных отклонений мощности. Данная составляющая в часы переменной части графика нагрузок определяется в зависимости от максимального энергопотребления $P_{\text{max}}^{\text{ПОТП}}$ (МВт) по формуле (3):

$$R_2 \geq 6 \cdot \sqrt{P_{\text{max}}^{\text{ПОТП}}} . \quad (3)$$

Переменная часть графика – это диспетчерские интервалы, на которых темп изменения потребления в данной области регулирования составляет более 3 % от $P_{\text{max}}^{\text{ПОТП}}$ в час. В остальное время суток данная составляющая резерва определяется по формуле (4):

$$R_2 \geq 3 \cdot \sqrt{P_{\text{max}}^{\text{ПОТП}}} . \quad (4)$$

Таким образом, величина резерва вторичного регулирования $R_{\text{ВР}}$ на загрузку принимается равной максимальному значению из двух составляющих:

$$R_{\text{ВР}} = \max [P_{\text{нб_расч}} , R_2] , \quad (5)$$

где $P_{\text{нб_расч}}$ – определяется по формуле (2);

R_2 – определяется по формуле (3) или (4) [26].

Используя значения генерации энергоблоков, рассчитанные ранее для составления баланса, найдем значение расчетного небаланса по формуле (2):

$$P_{\text{нб_расч (загрузка)}} = \max [335 \text{ МВт}, 560,12 \text{ МВт}, 280,06 \text{ МВт}] = 560,12 \text{ МВт} .$$

При расчетах было учтено, что 01.08.2017 ГГ-5 Бурейской ГЭС находился на капитальном ремонте.

Для определения нерегулярных отклонений мощности на момент времени 21:00 (хбр) 01.08.2017 года с использованием планового графика потребления [27] был найден темп изменения потребления. Он составил 1,1 %, следовательно, для нахождения нерегулярных отклонений используем формулу (4):

$$R_2 \geq 3 \cdot \sqrt{3338} = 173,33 \text{ МВт} .$$

По формуле (5) получим значение РВР на загрузку:

$$R_{\text{ВР}} = \max [560,12 \text{ МВт}, 173,33 \text{ МВт}] = 560,12 \text{ МВт}.$$

Определим минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на разгрузку. Он определяется с учетом компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери наиболее крупного узла потребления в данной области (расчетный небаланс $P_{\text{нб_расч}}$), объем которой определяется по формуле (6):

$$P_{\text{нб_расч (разгрузка)}} = \max [P_{\text{Россия-Китай}}, P_{\text{Сибирь-Восток}}], \quad (6)$$

где $P_{\text{Россия-Китай}}$ – планируемая поставка «Россия – Китай»;

$P_{\text{Сибирь-Восток}}$ – планируемый переток мощности по связям ОЭС Востока – ОЭС Сибири, учитывается только при направлении перетока в сторону ОЭС Сибири [26].

2. Нерегулярных отклонений мощности, определяемых также по формуле (3) или (4).

Величина РВР $R_{\text{ВР}}$ на разгрузку определяется по формуле (5).

Используя указанные ранее значения сальдо-перетоков в ОЭС Сибири и ОЭС Северо-Востока Китая, определим наибольшую вероятную потерю крупного узла потребления:

$$P_{\text{нб_расч (разгрузка)}} = \max [477 \text{ МВт}, 1,7 \text{ МВт}] = 477 \text{ МВт}.$$

Значение нерегулярных отклонений мощности аналогично рассчитанному ранее по формуле (4) и равно $R_2 = 173,33 \text{ МВт}$. Определим минимальный объем РВР на разгрузку:

$$R_{\text{ВР}} = \max [477 \text{ МВт}, 173,33 \text{ МВт}] = 477 \text{ МВт}.$$

Необходимо также определить резервы третичного регулирования. Найдем минимально необходимый объем РТР на загрузку, исходя из необходимости компенсации:

1. Объемов РВР на загрузку, рассчитанных ранее по формуле (5):
 $R_{\text{ВР (загрузка)}} = 560,12 \text{ МВт};$

2. Погрешности прогнозирования электропотребления $\Delta P_{\text{прогноза}}$, принимается равной 1,5 % от P_{max} на загрузку;

3. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации в данной области регулирования с учетом пропускной способности сети. Для второй синхронной

зоны ЕЭС России эта потеря принимается равной аварийному отключению блока Приморской ГРЭС: $P_{\text{нб_расч_РТР (загрузка)}} = 215 \text{ МВт}$.

Величина РТР $R_{\text{ТР}}$ на загрузку принимается равной сумме трех указанных составляющих [26].

Определим погрешность прогнозирования электропотребления:

$$\Delta P_{\text{прогноза}} = 0,015 \cdot 560,12 = 8,4 \text{ МВт}.$$

Тогда величина РТР $R_{\text{ТР}}$ на загрузку будет равна:

$$R_{\text{ТР (загрузка)}} = 560,12 + 8,4 + 215 = 783,52 \text{ МВт}.$$

Минимально необходимый объем РТР на разгрузку определяется исходя из необходимого объема компенсации:

1. Объемов РВР на разгрузку, рассчитанных ранее по формуле (5):
 $R_{\text{ВР (разгрузка)}} = 477 \text{ МВт}$;

2. Погрешности прогнозирования электропотребления $\Delta P_{\text{прогноза}}$, принимается равной 1,5 % от P_{min} на разгрузку;

Величина РТР $R_{\text{ТР}}$ на разгрузку принимается равной сумме двух указанных составляющих [26].

Определим погрешность прогнозирования электропотребления:

$$\Delta P_{\text{прогноза}} = 0,015 \cdot 477 = 7,155 \text{ МВт}.$$

Тогда величина РТР $R_{\text{ТР}}$ на разгрузку будет равна:

$$R_{\text{ТР (разгрузка)}} = 477 + 7,155 = 484,155 \text{ МВт}.$$

Отразим полученные результаты расчета резервов мощности в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов резервов мощности на 21:00 (хбр) 01.08.2017 года

| Вид резерва | Резерв на загрузку, МВт | Резерв на разгрузку, МВт |
|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| резерв первичного регулирования | 200 | 200 |
| резерв вторичного регулирования | 560,12 | 477 |
| резерв третичного регулирования | 783,52 | 484,16 |
| ИТОГО: | 1543,64 | 1161,16 |

Проанализируем достаточность имеющихся резервов мощности до разделения ОЭС Востока на части и после него. Из анализа таблиц 6 и 8 для момента времени 21:00 (хбр) можно сделать следующие выводы. Согласно [20],

включенный резерв должен обеспечивать первичное, вторичное и третичное регулирование частоты. Суммарные резервы на загрузку согласно расчетам составляют 1543,64 МВт. Имеющийся включенный резерв на контрольный час составил 1468,01 МВт. Следовательно, его недостаточно для осуществления регулирования частоты в полной мере. При рассмотрении невключенного резерва в качестве аварийного, его величины оказывается достаточно для покрытия максимального расчетного аварийного небаланса, который на 21:00 (хбр) 01.08.2017 составляет 560,12 МВт (потеря генерации при одновременном отключении ГГ3 и ГГ4 Бурейской ГЭС).

Резерв на разгрузку складывается из величины, на которую генераторы могут уменьшить свою выработку без потери СН. Для расчетов были приняты следующие величины СН относительно установленной мощности электростанций согласно [28]:

- пылеугольная ТЭЦ: 11%;
- газомазутная ТЭЦ: 4%;
- пылеугольная ГРЭС: 7%;
- ГЭС: 1%;
- ТЭЦ с ГТУ: 1,2%.

Результаты расчетов показали, что имеющиеся резервы Бурейской и Зейской ГЭС на разгрузку с избытком покрывают необходимую величину: 1867,6 МВт против необходимых 1161 МВт. Следовательно, величина резервов на разгрузку в ОЭС Востока достаточна для покрытия расчетных небалансов.

Исходя из данных таблиц 6, 7 и 8, можно сделать следующие выводы относительно достаточности резервов мощности после разделения ОЭС Востока на части. Избыток генерируемой мощности в западной части ОЭС Востока в рамках первичного и вторичного регулирования мог быть покрыт с помощью сброса нагрузки Бурейской ГЭС (доступная мощность для разгрузки 1380,2 МВт без потери собственных нужд). Однако из-за некорректной настройки системных регуляторов на Бурейской и Зейской ГЭС произошел сброс мощности в большем объеме, чем необходимо, что и привело к снижению частоты и отключению ВЛ и потребителей [14].

В дефицитной части ОЭС Востока для набора недостающей мощности в рамках первичного, вторичного и третичного регулирования возможно использовать лишь 342,5 МВт (включенный резерв). Однако с использованием горячего резерва Приморской ГРЭС (182,75 МВт) вполне возможно покрыть сложившийся дефицит мощности. Для повышения маневренности старых турбогенераторов этой электростанции, работающих на угле, необходимо осуществить их модернизацию.

Говоря о восточной части ОЭС Востока необходимо отметить, что здесь отсутствуют маневренные ГЭС, большинство электростанций здесь – это старые ТЭС на пылеугольном топливе. Новые мини-ТЭЦ с ГТУ близки по маневренности к ГЭС, но имеют малые резервы мощности: вращающийся составляет 5,58 МВт, а резерв с быстрым пуском – 23,97 МВт на контрольный час. Этих величин резервов будет недостаточно в рамках первичного

регулирования частоты для стабилизации уровня частоты. Поэтому в данном случае, принимая во внимание состав, срок эксплуатации и технические характеристики оборудования, можно сделать вывод о недостаточности резервов мощности для обеспечения устойчивости энергосистемы Приморского края при технологическом нарушении. Следовательно, рассмотренное ранее применение в таких условиях АЧР и ЧАПВ оказывается оправданным шагом.

Проанализировав резервы мощности ОЭС Востока в нормальном и аварийном режимах, были сделаны следующие выводы. В нормальном режиме включенного резерва энергосистемы недостаточно для осуществления в полной мере первичного, вторичного и третичного регулирования частоты. Величина невключенного резерва позволяет покрыть расчетный аварийный небаланс мощности. В аварийном режиме достаточность резервов будет во многом зависеть от сложившейся схемы соединений. Так, в рассмотренной аварии в западной части разделившейся энергосистемы резерва на загрузку и разгрузку хватало с избытком, поскольку в ней оказались Бурейская и Зейская ГЭС. В восточной же части, в которой оказался дефицитный по выработке электроэнергии Приморский край, включенного резерва недостаточно для осуществления регулирования частоты в полной мере. Большую роль в данном вопросе также играют срок эксплуатации и маневренность электростанций.

В случае модернизации энергоблоков Приморской ГРЭС возможен вариант размещения части резервных мощностей на данной электростанции для обеспечения регулирования частоты в Приморском крае.

Для недопущения отключения потребителей в дефицитных энергосистемах в дальнейшем можно предложить к рассмотрению распределенную систему накопления электроэнергии на литий-ионных накопителях, технологию управления спросом также с помощью данного вида накопителей и, в перспективе, активные энергетические комплексы. Также возможно применение уже используемых в рамках цифровизации энергетики технологий, которые позволят грамотно управлять имеющимися резервами активной мощности.

4 Применение технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности работы ОЭС Востока

4.1 Общие сведения об Индустрии 4.0. Цифровизация энергетики

Индустрия 4.0 – это распространенное за рубежом название четвертой промышленной революции. Первоначально это понятие появилось в Германии в 2011 году и обозначало проект, который был направлен на повышение конкурентоспособности обрабатывающей промышленности [29]. Специалисты предлагали интегрировать в промышленные процессы «киберфизические системы» (системы, связывающие цифровые инструменты с материальными объектами [30]), представляющие собой автоматизированные машины и обрабатывающие центры, подключенные к интернету. Предполагается, что «киберфизические системы» будут объединяться в одну сеть, связываться друг с другом в режиме реального времени, самонастраиваться и учиться новым моделям поведения [29], что в перспективе поможет уменьшить количество ошибок в ходе производственного процесса и адаптироваться под новые запросы потребителей фактически без участия человека в качестве оператора данной системы.

До сегодняшнего дня в мире произошло 3 промышленные революции. Их краткие характеристики отображены на рисунке 16.



Рисунок 16 – Промышленные революции в истории человечества

Начало первой промышленной революции связывают с изобретением парового двигателя и ткацкого станка, в результате чего в промышленности произошел переход от ручного труда к механическому [29]. Вторая революция произошла на рубеже XIX – XX веков с изобретением Генри Фордом в 1870 году конвейера, что привело к возникновению массового производства и разделению труда на предприятиях [31]. Третья промышленная революция началась в 1960-х годах и связана с изобретением компьютера и микропроцессора, развитием числового программного управления (ЧПУ), которые привели к автоматизации производства [31]. Основное отличие четвертой промышленной революции

заключается в способности компьютеров обмениваться данными друг с другом информацией и принимать решения без участия человека.

Ключевыми технологиями Индустрии 4.0 являются:

1. Интернет вещей. Internet of Things (IoT). Обеспечивает в промышленности взаимосвязь и совместную работу данных, машин и людей в процессе производства. Большинство физических объектов используют специальные датчики и метки для предоставления в реальном времени данных о своем состоянии, производительности или местоположении [32].

2. Большие данные и аналитика. Big Data (BD). Предполагает сбор данных из широкого спектра источников – от производственного оборудования и интернета вещей до погодных и дорожных приложений. Инструменты предиктивной аналитики на базе искусственного интеллекта и машинного обучения применяются к собранным данным в реальном времени. Полученная информация о состоянии оборудования позволяет предсказать его поломку или сбой в работе, что помогает грамотно планировать текущее обслуживание оборудования и его ремонт [32].

3. Облачные вычисления. Cloud computing (CC). Позволяет хранить, обрабатывать и управлять большим количеством информации о предприятии [31].

4. Аддитивное производство. Additive Manufacturing (AM). Известно также как 3D-печать, позволяет хранить детали и продукты в виде файлов проектных данных на виртуальных складах и печатать их по запросу в момент возникновения потребности на любом подходящем оборудовании [32].

5. Дополненная реальность. Augmented Reality (AR). Устраняет разрыв между цифровым и физическим мирами, накладывая цифровой контент на реальную окружающую среду: сотрудники могут использовать умные очки или мобильные устройства для визуализации данных IoT в реальном времени или инструкций по сборке, глядя при этом на оборудование [32].

6. Цифровой двойник. Digital Twin (DT). Представляет собой виртуальную модель оборудования или его части, созданную на основе данных от датчиков IoT [32]. Позволяет лучше проверять, анализировать и оптимизировать производственные процессы, проводить виртуальные испытания оборудования [31].

7. Машинное обучение. Machine Learning (ML). Представляет собой технологию глубокого анализа данных, которая позволяет улучшить возможности алгоритмов для управления сложными системами на производстве и выполнения других задач [31].

Таким образом, интеграция указанных технологий позволит осуществить переход к киберфизическим системам, которые изменят привычные представления о производстве в целом и в частности о производстве, распределении и потреблении электрической энергии.

Процесс внедрения цифровых (то есть связанных с интернетом) технологий, как на производстве, так и в быту получил название «цифровизация» [29]. Цифровизация является принципиальной частью

архитектуры Индустрии 4.0, поэтому последние несколько лет, с внедрением технологий Индустрии 4.0, появилось понятие цифровой экономики. Ее неотъемлемой частью является цифровая энергетика.

Для осуществления цифровой трансформации энергетики России предприняты следующие шаги. В 2019-м году была учреждена Ассоциация «Цифровая энергетика» (АЦЭ). Учредителями являются компании ПАО «ИнтерРАО», ГК «РосАтом», АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети». Ассоциация призвана выполнять задачи по координации и обобщению лучших отечественных и зарубежных практик и опыта в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса (ТЭК) на предприятиях электроэнергетики. Осуществление деятельности происходит с помощью экспертных групп по различным направлениям [33].

В целях цифровой трансформации отраслей ТЭК в соответствии с положениями, указанными в национальной программе «Цифровая экономика Российской Федерации» (утверждена в 2017 году), Минэнерго России был сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика» в 2019 году. В рамках данного проекта проводится систематизация уже полученного опыта внедрения цифровых решений, совместно с компаниями ТЭК формируется единое видение цифровизации, а также базовые требования и критерии к внедряемым решениям [34].

Согласно стратегии АЦЭ, развитие электроэнергетики России в ближайшей перспективе будет определяться следующими факторами:

- децентрализация – крупные промышленные потребители переходят на собственную генерацию, потребители приобретают все большую самостоятельность в системе;

- цифровизация – цифровые технологии изменяют характер взаимодействия потребителей с поставщиками услуг и существенно влияют на внутренние процессы энергетических компаний;

- конвергенция технологий и продуктов – технологий из других отраслей получают широкое распространение в энергетике [33].

На данный момент наибольшее распространение получили децентрализация и цифровизация. Поскольку распределенная энергетика будет интегрироваться в существующую систему благодаря цифровым технологиям, цифровизация энергетики выходит на первый план и требует более детального рассмотрения в купе с технологиями Индустрии 4.0, которые уже применяются в электроэнергетике или их применение планируется в скором будущем.

Стоит упомянуть, что в рамках проекта «Цифровая экономика Российской Федерации» были выделены сквозные цифровые технологии – это ключевые научно-технические направления, которые оказывают существенное влияние на развитие рынков. По сути, это технологии, которые одновременно охватывают несколько трендов или отраслей. В перечень таких технологий входят:

- большие данные;
- нейротехнологии и искусственный интеллект;

- системы распределенного реестра (блокчейн);
- квантовые технологии;
- новые производственные технологии;
- промышленный интернет;
- компоненты робототехники и сенсорики;
- технологии беспроводной связи;
- технологии виртуальной и дополненной реальности [35].

Рассматриваемые в дальнейшем решения на базе технологий Индустрии 4.0 будем относить к данным сквозным технологиям или же к указанным выше ключевым технологиям Индустрии 4.0.

4.2 Решения на базе технологий Индустрии 4.0 для повышения надежности работы энергосистемы

В п. 2.1 было дано определение понятию «энергетическая безопасность». На наш взгляд, все технологии, применяемые в электроэнергетической отрасли, будь то проверенные временем или же новейшие, призваны обеспечить энергетическую безопасность определенной энергосистемы. Как следствие, обеспечивается должный уровень надежности электроснабжения конечных потребителей. По этой причине целесообразно рассмотреть решения на базе технологий Индустрии 4.0 в рамках их влияния на определенные аспекты повышения надежности работы энергосистемы.

Стоит отметить, что на сегодняшний день в электроэнергетике уже существуют и применяются решения на базе технологий Индустрии 4.0. Некоторые из них проходят стадию апробации и внедрения, тогда как другие находятся на стадии промышленной эксплуатации и тиражирования.

Используя материалы Ассоциации «Цифровая энергетика» [33] и АО «СО ЕЭС», были выбраны решения на базе технологий Индустрии 4.0 и сквозных цифровых технологий, которые для наглядности были распределены в следующие группы по критерию увеличения надежности ЭЭС за счет:

1. своевременного ремонта и наладки электроэнергетического и электросетевого оборудования;
2. повышения точности управляющих воздействий и скорости их исполнения;
3. улучшения характеристик имеющейся электрической сети;
4. изменения традиционной конфигурации сети и функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Распределение выбранных решений по группам приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение решений на базе технологий Индустрии 4.0 по критерию увеличения надежности энергосистемы

| № группы по критерию увеличения надежности энергосистемы | Решения на базе технологий Индустрии 4.0 и сквозных цифровых технологий |
|--|--|
| 1 | интеллектуальный мониторинг силового оборудования энергообъектов (АСМД); автоматизированная цифровая система мониторинга и анализа функционирования устройств РЗиА; дистанционный мониторинг состояния линейных объектов с помощью беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). |
| 2 | дистанционное управление; цифровая подстанция. |
| 3 | система мониторинга переходных режимов; система мониторинга запасов устойчивости. |
| 4 | управление спросом; системы накопления электроэнергии; активные энергетические комплексы. |

Рассмотрим подробнее представленные решения. Первая группа решений выполняет интеллектуальный мониторинг энергообъектов с помощью различных технологий. Интеллектуальный мониторинг силового оборудования энергообъектов использует такие технологии Индустрии 4.0, как искусственный интеллект и интернет вещей. Реализуется на базе автоматизированной системы мониторинга и диагностики (АСМД) программно-технического комплекса (ПТК) «Звезда» производства ООО «БО-Энерго». Данный ПТК предназначен для сбора, обработки, отражения и хранения информации, характеризующей рабочее состояние высоковольтного электротехнического оборудования в процессе эксплуатации. Проект по внедрению данного решения был выполнен на четырех подстанциях «Московского кольца», его главной целью являлся переход на обслуживание силового оборудования по текущему состоянию. АСМД в данном проекте предназначена для оперативной и среднесрочной оценки технического состояния основного оборудования, мониторинга его технического состояния и выполнения статистического анализа полученных данных с помощью использования технологии больших данных (big data). Возможна также удаленная диагностика силового оборудования [36].

Автоматизированная цифровая система мониторинга и анализа функционирования устройств РЗиА реализована на базе технологий искусственного интеллекта. Целью данного проекта было повышение эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту устройств РЗиА. Этого предполагалось достичь путем перехода от планового обслуживания к обслуживанию по состоянию. Для такого перехода необходимо обеспечить мониторинг функционирования, сбор информации с каждого устройства РЗиА через подключение его к автоматизированной системе

управления технологическими процессами энергообъекта (АСУ ТП), что и позволяет осуществить указанная система. Проект реализуется на базе программного обеспечения (ПО) российского производства: NPT Platform, АСМ РЗА для энергообъектов и предприятий. Предложенная система позволяет осуществлять мониторинг исправности устройств РЗА, планирование работ по техническому обслуживанию, анализ развития аварийных событий с учетом правильности пусков и срабатывания устройств. В перспективе данная система позволит создавать «цифровых двойников» устройств РЗА [36]. Стоит отметить, что из всех имеющихся проектов по созданию «цифровых двойников» на наш взгляд данный проект имеет наибольшие шансы на реализацию.

Проект дистанционного мониторинга состояния линейных объектов с помощью БПЛА является наименее освоенным из проектов первой группы. Однако, в перспективе он может существенно увеличить операционную эффективность обслуживания ВЛ путем выявления зарождающихся дефектов элементов ВЛ, что приведет к повышению надежности ее работы. Данный проект использует технологии искусственного интеллекта и робототехники. Его работа осуществляется с помощью ПО «Система машинного обучения и анализа больших данных», разработанного ПАО «Россети». Процесс управления БПЛА происходит полностью дистанционно, а существующие возможности искусственного интеллекта позволяют обнаруживать все виды дефектов в части: изоляторов, траверс-опор, обрывов провода, а также выявлять препятствия по заданному маршруту. Таким образом, данный проект позволит повысить безопасность работы ВЛ и снизить недоотпуск электроэнергии из-за дефектов на ВЛ, поскольку они будут своевременно выявлены и устранены [36].

Анализ показывает, что решения первой группы будут полезны в тех энергосистемах, где имеются проблемы с корректным функционированием устройств РЗА и электросетевым оборудованием, имеется большая протяженность высоковольтных ВЛ, расположенных в горных и лесных районах.

Рассмотрим решения второй группы. Проект дистанционного управления на данный момент реализуется в двух направлениях:

- дистанционное управление графиками нагрузки электрических станций из диспетчерских центров, реализуется с помощью системы доведения плановой мощности (СДПМ);

- дистанционное управление оборудованием и устройствами объектов электросетевого комплекса, распределительных устройств электростанций, реализуется с помощью автоматизированной системы производства переключений (АСПП).

Оба проекта функционируют на базе технологий интернета вещей. Первый проект призван уменьшить количество ошибок при передаче диспетчерских команд касательно плановых графиков по телефону и уменьшить время выполнения данных команд. Кроме того, большое значение

играет унификация каналов передачи данных, которая позволит передавать эти команды в единой системе обмена данными. Основными результатами внедрения этого проекта будут автоматическая реализация наиболее экономичного планового диспетчерского графика с учетом изменения потребления и конфигурации сети, оперативное изменение нагрузки участвующих в регулировании электростанций, повышение технико-экономических показателей работы генерирующего оборудования.

Второй проект направлен на сокращение времени любого вида переключений в электроустановках, повышение безопасности работ оперативного персонала при выполнении переключений. В перспективе предполагается полная автоматизация производства переключений в электроустановках. Важный аспект проекта: возможность отдачи команд дистанционного управления из единственного источника в каждый момент времени в соответствии с распределенными ранее функциями управления между объединенным диспетчерским управлением (ОДУ), региональным диспетчерским управлением (РДУ), центром управления сетями (ЦУС) и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оперативного персонала. Главными эффектами от внедрения проекта являются: сокращение времени ликвидации аварий, уменьшение времени отключения электросетевого оборудования для производства ремонтных работ и минимизация рисков ошибочных действий оперативного персонала [36].

Проект цифровой подстанции осуществляется на базе новых производственных технологий и предполагает создание типовых решений – типовых шкафов – которые позволят всем цифровым подстанциями осуществлять обмен данными и их передачу по одинаковым протоколам. В модели цифровой энергетики цифровые подстанции являются необходимым базисом для дальнейшей цифровизации технологических процессов. В перспективе внедрение типовых решений цифровых подстанций позволит повысить надежность функционирования энергосистемы за счет сокращения ошибок и сбоев при переключениях, сократить время восстановления после аварийных событий, своевременно диагностировать отклоняющиеся параметры оборудования и осуществлять ремонт по состоянию [36].

Таким образом, решения второй группы целесообразно применять для ускорения выполнения операций переключения или изменения графика выработки электрической энергии при наличии данной необходимости. Стоит отметить, что в 2018 – 2021 годах в ЕЭС России реализовано 52 проекта дистанционного управления оборудованием и устройствами на ПС 110 – 500 кВ, активной мощностью 16 солнечных и ветровых электростанций. Проекты с применением СДПМ были реализованы на 19 ГЭС. До конца 2022 года планируется реализация проектов дистанционного управления на 73 ПС, 7 ГЭС и 5 ТЭС, 3 ВЭС, а также внедрение СДПМ на двух ГЭС [37].

Рассмотрим решения третьей группы. Система мониторинга переходных режимов (СМПР) предназначена для непрерывного измерения и регистрации векторных величин параметров электроэнергетического режима энергосистемы

с высокой дискретностью по времени (частота измерения до $20 - 10^{-3}$ в секунду), синхронизированных между собой с помощью систем GPS – ГЛОНАСС. СМПР является двухуровневой системой: нижний уровень представлен устройствами синхронизированных векторных измерений (УСВИ), верхний – концентратором данных векторных измерений (КСВД). УСВИ предназначены для сбора и первичной обработки информации, КСВД – для архивирования и передачи данных в АО «СО ЕЭС». Кроме того, применяется специальный ПТК СМПР для осуществления операций сбора, хранения и обработки информации, что позволяет отнести это решение к технологиям систем распределенного реестра и искусственного интеллекта. Применение СМПР в ЕЭС России осуществляется с 2011 года. Результаты показывают, что СМПР позволило получать более детальную информацию о параметрах установившихся и переходных режимов энергосистемы. Эти данные необходимы для управления режимами, в частности для анализа причин и последствий технологических нарушений, оценивания состояния, визуализации текущего состояния, анализа корректности работы системных регуляторов. По состоянию на 01.10.2018 года УСВИ были установлены на 715 энергообъектах ЕЭС России, КСВД – на 66 и ПТК СМПР – на 101 [38].

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) – это ПТК, разработанный АО «НТЦ ЕЭС» совместно с АО «СО ЕЭС» и предназначенный для расчета величины максимально допустимых перетоков (МДП) в КС в режиме реального времени, то есть с учетом текущей схемно-режимной ситуации. Для расчетов используются данные телеметрических измерений. Данный проект можно отнести к технологиям систем распределенного реестра и искусственного интеллекта. СМЗУ позволяет более полно использовать имеющуюся пропускную способность КС (до 700 МВт дополнительно к используемой пропускной способности), что обеспечивает возможность загрузки экономически эффективных ГЭС и ТЭС. СМЗУ может быть использовано также в процессе актуализации расчетной модели ценовой зоны оптового рынка [39]. По состоянию на 01.11.2021 года технология СМЗУ внедрена на 119 КС, ее используют главный диспетчерский центр и 20 филиалов АО «СО ЕЭС». В 2022 году планируется внедрение СМЗУ в трех диспетчерских центрах для 12 КС [37].

Анализ показал, что решения третьей группы оказывают положительное влияние в целом на функционирование энергосистемы, в особенности это относится к технологии СМПР. СМЗУ целесообразно применять на КС, в которых происходят перетоки из одной региональной энергосистемы в другую или же имеются проблемы с нехваткой электроэнергии потребителям.

Рассмотрим решения четвертой группы. Управление спросом (ценозависимое потребление, Demand Response или DR) – это технология, которая подразумевает снижение энергопотребления конечным потребителем при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии с получением выручки за осуществление снижения потребления. Это решение основано на нескольких технологиях: интернет вещей, искусственный

интеллект, новые производственные технологии, системы распределенного реестра и робототехника. DR применяется для снижения цен на рынке электроэнергии в пиковые часы. На рисунке 17 в упрощенном виде отражен эффект от участия потребителей в DR.

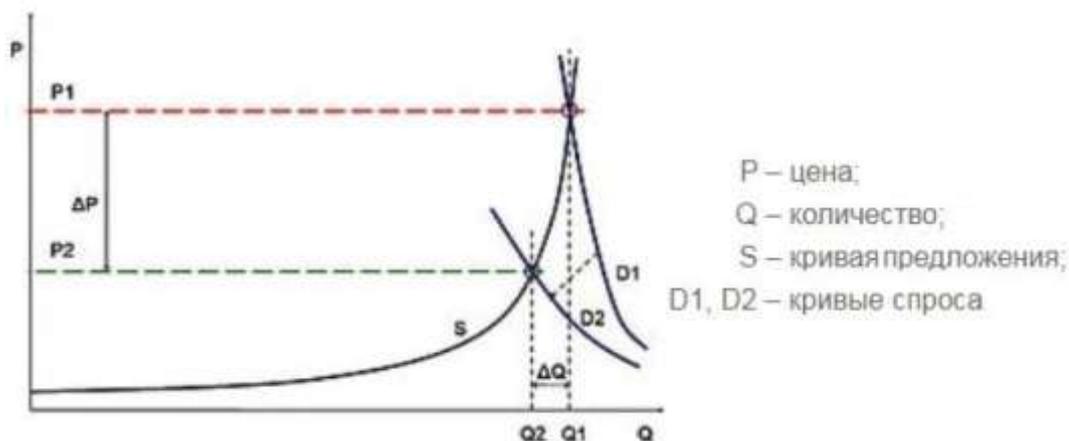


Рисунок 17 – Принцип действия технологии управления спросом

На рисунке 17 плавный рост кривой S сменяется резким ростом в верхней части – здесь используются наиболее дорогие генераторы электростанций. Снижение же потребления в пиковые часы с Q_1 до Q_2 приводит к изменению вида кривой спроса: с D_1 на D_2 . Это влечет за собой снижение цены на электроэнергию на величину ΔP . Следовательно, даже незначительное снижение потребления в пиковые часы приводит к заметному снижению цены на электроэнергию [40].

Механизм DR действует в России с 2017 года – для потребителей оптового рынка с фактической мощностью больше 5 МВт, с 2019 года – для потребителей розничного рынка через агрегаторов управления спросом. Последние представляют собой участников оптового рынка электроэнергии, которые управляют изменением нагрузки группы потребителей для продажи совокупности регулировочных способностей этих потребителей как единого объекта в качестве товара или услуги на оптовом рынке и на рынке системных услуг [41]. Предельный объем услуг по DR на электроэнергию на 2022 год составляет 1,0 % спроса на мощность в каждой ценовой зоне: 1479,82 МВт для первой ценовой зоны, 421,26 МВт – для второй. На май – июнь 2022 года плановый совокупный объем снижения потребления составил 1091,5 МВт: 964 МВт в первой, 127,5 МВт во второй ценовой зоне [40].

Системы накопления электроэнергии (СНЭ) реализовываются на базе технологий интернета вещей, искусственного интеллекта, новых производственных технологий и даже систем распределенного реестра, если говорить о распределенной системе накопителей электроэнергии. Для осуществления проекта используется ПТК собственной разработки АО «Атомэнергосбыт». Реализация пилотного проекта, направленного на оптимизацию стоимости покупки электроэнергии для потребителей с СНЭ, началась в 2020 году, а уже в 2022 году ГК «Росатом» перешел к стадии

внедрения на промышленных предприятиях СНЭ с диспетчерской системой управления режимами работы (мощность одного контейнера с СНЭ составляет 300 кВт, емкость – 300 кВт·ч). В указанной разработке в качестве накопителя электроэнергии применяется электрохимический накопитель, а именно – литий-ионный. С помощью данной СНЭ промышленный потребитель может полностью или частично отключаться от ЭЭС в часы максимума нагрузки, что приведет к снижению платы за мощность [36]. В перспективе, если такие СНЭ будут установлены не у одного-двух, а у намного большего количества потребителей, возникнет необходимость централизованного управления накопителями, что поможет выровнять график нагрузки, исключив пики и провалы. С развитием распределенной системы накопителей возможно применение СНЭ, установленных в распределительных сетях, для частичного или полного замещения вращающегося резерва мощности энергосистемы. СНЭ также могут стать решением для интеграции генерации на альтернативных источниках в существующую энергосистему.

Активные энергетические комплексы (АЭК) в определенном смысле схожи с СНЭ. Однако в данном случае проект реализуется не для одного промышленного потребителя, а для совокупности таких потребителей, подключенных к локальному энергоисточнику. В данном случае проект строится на технологиях интернета вещей, искусственного интеллекта, новых производственных технологиях и системах распределенного реестра. Для его реализации используется программно-аппаратный комплекс «Управляемое интеллектуальное соединение» (УИС) [36]. УИС объединяет локальную генерацию, сетевую структуру и промышленных потребителей в микроэнергосистему и осуществляет регулирование производства и потребления электроэнергии внутри комплекса и взаимодействие с общей сетью. Предприятия могут потреблять из общей сети лишь определенное в договоре количество электрической энергии, за выполнением данного условия следит УИС и может подавать соответствующие сигналы потребителю. АЭК призваны предоставить развивающимся предприятиям инструмент для оптимизации затрат на энергоснабжение, обеспечивающий возможность технологически и экономически эффективной интеграции в ЕЭС России объектов распределенной генерации [42]. На данный момент осуществляется пилотный проект внедрения АЭК, рассчитанный на 2020 – 2030 годы.

Таким образом, решения четвертой группы направлены на изменение роли потребителя розничного рынка электроэнергии в процессе покупки и даже генерации электроэнергии. При реализации данных проектов в энергосистеме появится новый инструмент для управления режимами ее функционирования как в нормальном, так и в аварийном режимах. Однако на данный момент эти решения нельзя назвать первоочередными для повсеместного внедрения.

4.3 Применение технологий Индустрии 4.0 в ОЭС Востока

Для выбора решений в рамках технологий Индустрии 4.0, призванных не допустить повторения аварии 01.08.2017 года в ОЭС Востока, резюмируем причины данной аварии:

- неверные параметры работы релейной защиты на ВЛ;
- несогласованное действие устройств автоматики электростанций;
- некорректная работа системных регуляторов на Зейской и Бурейской ГЭС;
- неполноценное выполнение команд диспетчерского центра персоналом на электростанциях.

Исходя из указанных причин, можно предложить следующие технологии Индустрии 4.0 для внедрения в ОЭС Востока:

1. автоматизированная цифровая система мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА (АСМ РЗА);
2. СМПР;
3. СМЗУ;
4. дистанционное управление.

Для окончательного выбора учтем, на каком этапе развития находились данные технологии на момент возникновения аварии. Согласно данным из источников [36], [38] и [39] разработка технологии АСМ РЗА началась лишь в 2018 году, а дистанционное управление в 2017 году осуществлялось лишь в качестве пилотных проектов на выделенных подстанциях и электростанциях. В это же время СМПР и СМЗУ уже распространялись в ЕЭС России в качестве отработанных технологий. Следовательно, для дальнейшего детального рассмотрения и оценки эффективности внедрения выбираем СМПР и СМЗУ.

Основная цель применения СМПР в контексте предотвращения аварии 01.08.2017 года – это мониторинг состояния системных регуляторов (СМСР) для своевременного выявления некорректной работы автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов. Кроме того, установка УСВИ СМПР на подстанциях позволит уточнить статические характеристики нагрузки, что приведет к более точному расчету схемно-режимной ситуации энергосистемы. Согласно стандарту СО ЕЭС, ПТК СМПР должны устанавливаться на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более, а также на электростанциях и подстанциях, имеющих распределительное устройство высшего класса напряжения 330 кВ и выше. Возможна также установка на объектах электроэнергетики, имеющих распределительное устройство высшего напряжения 220 кВ, при вхождении в его состав ЛЭП, которые входят в контролируемое сечение или обеспечивают межгосударственные перетоки электроэнергии [43]. Исходя из анализа аварии 01.08.2017 года, принимаем решение установить УСВИ на всех генераторах Бурейской и Зейской ГЭС, КСВД – в Амурском РДУ – это будет первый ПТК СМПР. Вторым ПТК СМПР будет включать в себя УСВИ, установленные на подстанциях 500 кВ – Амурская, Хабаровская, Лозовая – и подстанции 220 кВ

Сковородино, поскольку через нее происходит передача электрической энергии из ОЭС Востока в ОЭС Сибири и наоборот. КСВД устанавливаем в ОДУ Востока.

Установка СМЗУ будет актуальной для ОЭС Востока по нескольким причинам. Во-первых, она позволит наилучшим образом использовать пропускную способность контролируемых сечений. Это особенно важно, поскольку электрические сети 220 – 500 кВ в ОЭС Востока преимущественно выполнены одноцепными линиями и являются достаточно протяженными. Во-вторых, в соответствии с рассчитанной величиной МДП можно будет корректно выбрать уставки РЗиА. С учетом рассмотренных в п. 2.2 КС, принимаем решение внедрить СМЗУ на сечениях № 30, 40, 70 и 80. ПТК для СМЗУ будет установлен в ОДУ Востока.

Если говорить о резервах мощности, СМПР и СМЗУ не могут повлиять непосредственно на их состав и объем, но могут помочь в управлении резервами. Например, применение СМПР позволит грамотно разместить резервы мощности там, где это необходимо, исходя из анализа полученных данных и моделирования на их основе аварийных ситуаций. Передача резервной мощности может быть ограничена из-за недостаточной пропускной способности ЛЭП. СМЗУ позволит более точно рассчитать пропускную способность и возможно скорректировать размещение резервов.

В перспективе для применения в ОЭС Востока можно предложить следующие технологии:

1. АСМ РЗА;
2. дистанционное управление;
3. активные энергетические комплексы;
4. цифровая подстанция;
5. дистанционный мониторинг состояния линейных объектов с помощью БПЛА;
6. системы накопления электроэнергии.

АСМ РЗА можно будет применить на тех объектах электроэнергетики, где ранее были зафиксированы случаи неверного срабатывания устройств РЗиА. Например, это может быть комплекс релейной защиты ВЛ 220 кВ «Хабаровская – Волочаевка тяговая» и «Левобережная – РЦ». Применение автоматизированной системы мониторинга поможет свести к минимуму возможность таких срабатываний в будущем, поскольку массив информации, получаемый от устройств, позволит более точно рассчитывать уставки их срабатывания. Также можно будет заранее предсказать выход и строя какого-либо элемента РЗиА и предотвратить развитие аварийной ситуации в случае его несрабатывания или излишнего срабатывания.

Дистанционное управление графиками нагрузки электрических станций в первую очередь будет актуально для электростанций, задействованных в первичном и вторичном регулировании частоты: в ОЭС Востока это Бурейская и Зейская ГЭС, каскад Вилюйских ГЭС. При использовании ДУ ввод резерва можно осуществить максимально быстро за счет минимизации влияния

человеческого фактора. По состоянию на 01.09.2021 года на Зейской ГЭС уже было внедрено ДУ, на остальных электростанциях его внедрение запланировано до 2025 года [36].

Дистанционное управление оборудованием и устройствами объектов электросетевого комплекса и распределительных устройств электростанций можно рекомендовать к внедрению в первую очередь на крупных узловых подстанциях и на подстанциях, через которые осуществляется транзит мощности в соседние региональные энергосистемы. В ОЭС Востока это могут быть ПС 500 кВ Амурская, Хабаровская, Лозовая и ПС 220 кВ Сковородино и Тында. ДУ поможет ускорить переключения при аварийных ситуациях и минимизировать неверное выполнение команд диспетчерского центра на местах.

Активные энергетические комплексы будут актуальны в тех энергорайонах, которые питаются от единственного источника. Примером может служить Благовещенский район с единственным крупным генерирующим источником – Благовещенской ТЭЦ. При применении АЭЖ можно будет избежать полного погашения электростанции и перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийной ситуации, аналогичной произошедшей 01.08.2017 года.

Внедрение цифровых подстанций оправдано в первую очередь в малонаселенных районах ОЭС Востока. В данном случае технология позволит обслуживать распределительные подстанции с минимальным оперативным персоналом или вовсе без него. Это сократит время переключений как в нормальных, так и в аварийных режимах.

В ОЭС Востока имеются достаточно протяженные одноцепные ВЛ, которые связывают региональные энергосистемы. Их отключение приведет к длительным перерывам в электроснабжении, поскольку на поиск повреждения уйдет много времени. БПЛА справятся с этой задачей быстрее ремонтного персонала, а при осуществлении мониторинга и своевременного выявления дефектов ВЛ, отключения и вовсе можно будет избежать.

Системы накопления электроэнергии будут актуальны для промышленных предприятий и распределительных сетей в Приморском крае, поскольку на момент прохождения осенне-зимнего периода 2021 – 2022 года в данном регионе электроснабжение потребителей в полной мере возможно было осуществить лишь включением в работу всех генераторов электростанций. При аварийной ситуации имеющихся мощностей могло быть недостаточно [37]. С учетом прогнозного превышения потребления над установленной мощностью электростанций уже в 2023 году – при условии строительства новых железных дорог – это решение становится еще более привлекательным. Также накопители электроэнергии можно будет задействовать для замены части оперативного резерва при установке их в распределительных сетях или же у потребителей с платой за оказание системной услуги.

4.4 Оценка эффективности внедрения технологий Индустрии 4.0 в ОЭС Востока

Анализ данных о существующих методах оценки эффективности внедрения технологий Индустрии 4.0 и цифровых технологий показал, что единого подхода к этому вопросу на сегодняшний день не существует. Некоторые авторы предлагают оценивать лишь экономическую эффективность, тогда как другие говорят об оценке комплексной эффективности от цифровизации энергетики с учетом трансформации экономических и организационных процессов [44]. В рамках данной работы было принято решение оценить эффективность внедрения СМПР и СМЗУ исходя из величины приведенных (дисконтированных) затрат, то есть рассмотреть лишь экономическую сторону вопроса.

Методика расчета дисконтированных затрат для выполнения технико-экономического обоснования объектов электроэнергетики приведена в [45]. Также в данном источнике указано, что такие критерии сравнительной эффективности как максимум чистого дисконтированного дохода и минимум приведенных затрат можно считать равнозначными при одинаковых во всех вариантах доходах:

$$\max \sum_{t=1}^n (D_t - K_t - I_t) / (1 + E)^t = \min \sum_{t=1}^n (K_t + I_t) / (1 + E)^t, \quad (7)$$

где t – текущий год строительства и эксплуатации электросети;

n – расчетный период, лет;

D_t – чистый доход в год t ;

K_t – капитальные вложения (инвестиции) в год t ;

I_t – издержки на эксплуатацию, включающие затраты на ремонт и обслуживание;

E – норма дисконта, в [45] предлагается принимать в границах 5...15 %.

В случае внедрения СМПР и СМЗУ критерий одинаковости доходов выполняется, поскольку в случае их применения в ОЭС Востока 01.08.2017 года возможно было избежать отключения потребителей и уменьшить ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Предполагаем, что ввод систем в эксплуатацию осуществляется за один год. Тогда после ввода годовые издержки на эксплуатацию останутся неизменными и формула (7) для приведенных затрат примет вид:

$$Z_{\Sigma} = K_{\Sigma} (1 + E) + [I'_{\Sigma} (1 + E) + C_{\text{пот}}] (n - 1), \quad (8)$$

где Z_{Σ} – приведенные к первому году строительства затраты на весь расчетный период, равный n годам;

K_{Σ} – общая стоимость строительства в ценах первого года расчетного периода;

I'_{Σ} – годовые издержки на ремонты и обслуживание, определенные по нормативам в долях от K_{Σ} ;

$C_{\text{пот}}$ – расходы по возмещению потерь электроэнергии [45].

Поскольку в нашем случае расчет ведется не для ЛЭП, подстанций или электростанций, можем исключить из рассмотрения расходы по возмещению потерь электроэнергии. С учетом сказанного рассчитываются величины приведенных затрат для различных технологий и на основе полученных значений выбирается технология с наименьшими затратами.

Общая стоимость строительства складывается из капитальных затрат на приобретение оборудования и программного обеспечения и затрат на пуско-наладочные работы при установке оборудования. Годовые издержки на ремонт и обслуживание для СМПР и СМЗУ принимаем равными 10 % от K_{Σ} . Норму дисконта примем равной 10 %.

Определим капитальные затраты на СМПР и СМЗУ. Капитальные затраты на СМЗУ складываются из затрат на приобретение шкафа системы мониторинга переходных режимов и концентратора данных. Предлагаем использовать оборудование компании ООО «Инженерный центр «Энергосервис»». Цены на указанное оборудование согласно прайс-листу [46] отражены в таблице 10. Все цены в таблице 10 приведены к уровню цен на 01.01.2017 года.

Таблица 10 – Результаты расчета капитальных затрат и общей стоимости внедрения СМПР и СМЗУ

| Технология | Оборудование / ПТК | Стоимость единицы оборудования / ПТК, млн. руб. | Кол-во единиц оборудования / ПТК, шт | Капитальные затраты, млн. руб. | Стоимость пуско-наладочных работ за единицу оборудования / ПКТ, млн. руб. | Общая стоимость внедрения, млн. руб. |
|------------|--------------------|---|--------------------------------------|--------------------------------|---|--------------------------------------|
| СМПР | шкаф СМПР | 2,4 | 8 | 19,2 | 0,192 | 20,332 |
| | КСВД | 0,47 | 2 | 0,94 | - | |
| СМЗУ | ПТК «СМЗУ» | 14,7 | 1 | 14,7 | 0,147 | 14,847 |

Количество требуемого оборудования было определено в соответствии с выбранными местами установки и требований нормативного документа об установке УСВИ на гидрогенераторах ГЭС мощностью 100 МВт и более [43]. В результате устанавливаем по два шкафа на каждой ГЭС и по одному шкафу на подстанциях. Стоимость пуско-наладочных работ принимаем равной 1 % от капитальных затрат согласно [46]. Согласно данным таблицы 10, общая стоимость внедрения СМПР составляет 20,332 млн. руб.

Величину капитальных затрат для внедрения СМЗУ определим по данным системы управления тендерами [47] и отразим также в таблице 10. Стоимость пуско-наладочных работ также принимаем равной 1 % от капитальных затрат. Общая стоимость внедрения СМЗУ составляет 14,847 млн. руб.

Годовые издержки на ремонты и обслуживание для СМПР и СМЗУ принимаем равными 10 % от общей стоимости внедрения. Расчетный период в случае СМПР и СМЗУ точно определить невозможно, поскольку на данный момент еще не существует данных о длительной эксплуатации этих технологий. Расчетный период принимаем равным 12 годам, что соответствует среднему значению срока эксплуатации устройств РЗиА. Определим величину приведенных затрат для СМПР и СМЗУ:

$$Z_{\Sigma\text{СМПР}} = 20,332 \cdot (1 + 0,1) + [0,01 \cdot 20,332 \cdot (1 + 0,1)](12 - 1) = 46,97 \text{ млн. руб.},$$

$$Z_{\Sigma\text{СМЗУ}} = 14,847 \cdot (1 + 0,1) + [0,01 \cdot 14,847 \cdot (1 + 0,1)](12 - 1) = 34,3 \text{ млн. руб.}$$

Исходя из полученных значений, выбираем для внедрения технологию СМЗУ, поскольку величина приведенных затрат для нее оказалась меньше аналогичной величины для СМПР.

С учетом быстрого развития информационных технологий, целесообразно предусмотреть вариант не только физического, но и морального износа. Для этого примем $n = 6$ годам и произведем расчет по формуле (8):

$$Z_{\Sigma\text{СМПР}} = 20,332 \cdot (1 + 0,1) + [0,01 \cdot 20,332 \cdot (1 + 0,1)](6 - 1) = 33,55 \text{ млн. руб.},$$

$$Z_{\Sigma\text{СМЗУ}} = 14,847 \cdot (1 + 0,1) + [0,01 \cdot 14,847 \cdot (1 + 0,1)](6 - 1) = 24,5 \text{ млн. руб.}$$

В данном случае динамика сохраняется: приведенные затраты на СМЗУ меньше приведенных затрат на СМПР. Однако и сумма самих затрат уменьшилась на 29 %.

Стоит отметить, что СМПР также является нужным инструментом для грамотного управления режимами энергосистемы, поэтому в перспективе после внедрения СМЗУ необходимо запланировать внедрение СМПР.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первом разделе настоящей выпускной квалификационной работы по теме «Анализ достаточности резервов мощности при возникновении аварийных ситуаций в технологически изолированных энергосистемах» была дана характеристика объекта анализа – ОЭС Востока: территориальный состав, состав генерирующих мощностей, узлы генерации и потребления, перспективы развития.

Во втором разделе работы было рассмотрено развитие аварийного процесса в энергосистеме на примере аварии, произошедшей в ОЭС Востока 01.08.2017 года. Это позволило выявить причины, характерные для системных аварий. Также были выбраны контролируемые сечения ОЭС Востока, в которых имеются слабые места.

В ходе выполнения третьего раздела были изучены теоретические сведения о резервах мощности и регулировании частоты в энергосистеме. На основе нормативных документов была рассчитана величина необходимых резервов мощности и приведен анализ их достаточности, предложены действия для корректировки недостатка резервов и процесса управления ими.

В четвертом разделе ВКР были рассмотрены решения для повышения надежности работы энергосистемы в рамках технологий Индустрии 4.0. Ряд технологий из рассмотренных был выбран для возможного применения в ОЭС Востока с целью уменьшения последствий аварии 01.08.2017 года, а в перспективе – для повышения надежности электроснабжения и управления резервами мощности.

Таким образом, поставленная в работе цель достигнута, задачи решены в полном объеме. Для их достижения в работе использовались методы анализа, сравнения, расчетный метод. Результатом выполнения ВКР являются рекомендации по коррекции состава и размещения резервов мощности, а также по применению для управления ими технологий Индустрии 4.0.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воропай, Н. И. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике: монография / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалёв, Ю. Н. Кучеров и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
2. СТУ 7.5–07–2021. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности: взамен СТО 4.2–07–2017; дата введения 2021-12-20 // ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет». – URL: <https://about.sfu-kras.ru/node/8129> (дата обращения: 28.05.2022).
3. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: утверждены постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854 // Информационно-правовой портал «Гарант.ру». – URL: <https://base.garant.ru/187737/#friends> (дата обращения: 09.06.2022).
4. ОЭС Востока // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/oes-east/> (дата обращения: 09.06.2022).
5. Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности в ЕЭС России за IV квартал 2021 года // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2021/ups_balance_analysis_2021q4.pdf (дата обращения: 09.06.2022).
6. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf (дата обращения: 10.06.2022).
7. Егоров, А. О. Электрические станции ЕЭС России: именной указатель, справочник / А. О. Егоров, В. С. Куликова, Ю. И. Сысоева. – Введен впервые 2020-09-01. – Екатеринбург, Уральский федеральный университет, 2020 г. – 56 с.
8. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы: утв. приказом Минэнерго России от 28.02.2022 г. № 146 // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/index.php?id=551> (дата обращения: 11.06.2022).
9. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 01.05.2022) «Об электроэнергетике»: введен впервые // Электронная база законов, кодексов и нормативно-правовых актов РФ. – URL: <https://legalacts.ru/doc/federalnyi-zakon-ot-26032003-n-35-fz-ob/> (дата обращения: 11.06.2022).
10. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе межгосударственных электроэнергетических объектов: утверждена решением Электроэнергетического Совета СНГ 6 протокол № 51 от 2017-11-04. – URL: <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGN/Documents/.pdf> (дата обращения: 13.06.2022).

11. Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200013118> (дата обращения: 13.06.2022).
12. СТО 59012820.27.010.001-2017 Стандарт организации. Проведение расчетов электроэнергетических режимов и определение решений при перспективном развитии энергосистем. Основные требования. определения [Текст]. – М.: 2017. – 19с.
13. Аварии на автомате: статья // Переток.ру. Энергетика в России и мире. – URL: <https://peretok.ru/articles/generation/> (дата обращения: 14.06.2022)
14. Воропай, Н. И. Анализ развития системной аварии в ОЭС Востока 1 августа 2017 г. / Н. И. Воропай, М. В. Чулюкова // Электричество. №5. 2018. С.28-32. DOI: 10.24160/0013-5380-2018-5-28-32.
15. Чулюкова М.В. Системная авария в ОЭС Востока 1 августа 2017: хронология и анализ событий // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2018. №81. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistemnaya-avariya-v-oes-vostoka-1-avgusta-2017-hronologiya-i-analiz-sobytiy> (дата обращения: 14.06.2022).
16. Дальневосточный блэкаут: хронология, причины и последствия масштабной энергоаварии // СМИ «AmurMedia.ru». URL: <https://amurmedia.ru/news/610680/> (дата обращения: 14.06.2022).
17. Причиной крупной энергоаварии на Дальнем Востоке стала ошибка диспетчеров // СМИ «Ведомости». URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/09/737038-energoavarii-dalnem-vostoке> (дата обращения: 14.06.2022).
18. «Системный оператор» назвал причину августовского сбоя в энергоснабжении Дальнего Востока // СМИ «Интерфакс». – URL: <https://www.interfax.ru/business/582730> (дата обращения: 14.06.2022).
19. Беляев, Н. А. Оценка показателей балансовой надежности электроэнергетических систем произвольной структуры: диссертация // ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого». – URL: <https://elib.spbstu.ru/dl/2/r17-11.pdf/download/r17-11.pdf> (дата обращения: 15.06.2022).
20. Дубицкий, М. А. Классификация резервов мощности электроэнергетических систем / М. А. Дубицкий, А. А. Рыкова // Вестник ИРГТУ. 2014. №8 (91). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-rezervov-moschnosti-elektroenergeticheskikh-sistem> (дата обращения: 02.06.2022).
21. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – 2-е изд. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 356 с.
22. Куликов, Ю. А. Методические материалы по теме «Планирование электроэнергетических режимов ЕЭС России»: учеб. пособие – М: 2017. – 103 с.

23. Жуков, А. В. Автоматическое управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России средствами режимной автоматики: доклад // Конференция по ознакомлению субъектов электроэнергетики с технологической деятельностью АО «СО ЕЭС», 19.07.2018 г., Москва. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_2_190718_prez_03_auto.pdf

24. Факт генерации и потребления ОЭС Востока // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/oes-east/oes-east-indicators/oes-east-gen-consump-hour/> (дата обращения: 02.06.2022).

25. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы: утв. приказом Минэнерго России от 01.03.2017 г. № 143. – URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rossii-ot-01032017-n-143/skhema-i-programma-razvitiia-edinoi/> (дата обращения: 02.06.2022).

26. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2014/metodika_opredelenija_1114.pdf (дата обращения 01.06.2022).

27. План генерации и потребления ОЭС Востока // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/oes-east/oes-east-indicators/oes-east-gen-consump-hour/> (дата обращения: 02.06.2022).

28. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций // «Энергия». – URL: <https://energia63.ru/node/128> (дата обращения: 06.06.2022).

29. Тарасов, И. В. Индустрия 4. 0: понятие, концепции, тенденции развития // Стратегии бизнеса. 2018. №6 (50). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/industriya-4-0-ponyatie-kontseptsii-tendentsii-razvitiya> (дата обращения: 19.06.2022).

30. Жданеев, О. В. Перспективы технологий индустрии 4.0 в ТЭК России / О. В. Жданеев, В. С. Чубоксаров // ЭП. 2020. №7 (149). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-tehnologiy-industrii-4-0-v-tek-rossii> (дата обращения: 19.06.2022).

31. 7 ключевых технологий Индустрии 4.0: от машинного обучения до 3D-печати // СМИ «Хайтек». – URL: <https://hightech.fm/2020/03/19/industry-4-0> (дата обращения: 20.06.2022).

32. Что такое «Индустрия 4.0»? // компания «SAP». – URL: <https://www.sap.com/cis/insights/what-is-industry-4-0.html> (дата обращения: 20.06.2022).

33. Ассоциация «Цифровая энергетика». – URL: <https://www.digital-energy.ru/> (дата обращения: 20.06.2022).

34. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» // Министерство энергетики РФ. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (дата обращения: 20.06.2022).

35. Сквозные технологии цифровой экономики // деловой портал «TAdviser». – URL: <https://www.tadviser.ru/index.php/> (дата обращения: 20.06.2022).

36. Российский опыт цифровой трансформации. Обзор лучших практик за 2020 год: альманах // Ассоциация «Цифровая энергетика». – URL: <https://www.digital-energy.ru/activity/almanac/> (дата обращения: 21.06.2022).

37. Системный оператор проанализировал подготовку энергосистемы к отопительному сезону 2021 / 2022 года // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/17147/> (дата обращения: 22.06.2022).

38. Жуков, А. В. Система мониторинга переходных электрических режимов // Конференция по ознакомлению субъектов электроэнергетики с технологической деятельностью АО «СО ЕЭС». – URL: https://www.so-ups.ru/index.php?id=conf_tech_about (дата обращения: 22.06.2022).

39. «Системный оператор» внедрил СМЗУ еще на шести контролируемых сечениях // Издание «Цифровая подстанция». – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2019/06/14/sistemnyj-operator-vnedril-smzu-eshhe-na-shesti-kontroliruemyh-secheniyah/> (дата обращения: 23.06.2022).

40. Ценозависимое потребление // АО «Системный оператор единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ups.ru/?id=dr> (дата обращения: 23.06.2022).

41. Применение технологии управления спросом на электроэнергию // Издание «Цифровая подстанция». – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2019/11/07/primenenie-tehnologii-upravleniya-sprosom-na-elektroenergiyu/> (дата обращения: 23.06.2022).

42. В составе ЕЭС России будут созданы активные энергетические комплексы // Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация». – URL: <https://xn--80adchqc3adahds0g3dyb.xn--p1ai/v-sostave-ees-rossii-budut-sozdany-aktivnye-energeticheskie-kompleksy/> (дата обращения: 23.06.2022).

43. СТО 59012820.29.020.001-2019. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования: введ. впервые. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_smpr_norm_2019.pdf (дата обращения: 25.06.2022).

44. Измерение и оценка результатов и эффектов цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса: материалы по результатам НИР. – URL: <https://in.minenergo.gov.ru/upload/iblock/29a/29a0484ea0e4bd272252a486a80f2c32.pdf> (дата обращения: 27.06.2022).

45. Грунин, О. М. Электроэнергетические системы и сети в примерах и задачах: учеб. пособие / О. М. Грунин, Л. В. Савицкий. – Чита: Изд-во ЧитГУ, 2010. – 288 с.

46. Прайс-лист. Июнь 2022 // ООО «Инженерный центр «Энергосервис»». – URL: http://enip2.ru/ENIP2ru_price.pdf (дата обращения: 27.06.2022).

47. Тендер № 31704792344. Право на заключение договора на выполнение работ по созданию системы мониторинга запасов устойчивости в контролируемых сечениях ОЭС Урала и ОЭС Востока в филиалах АО «СО ЕЭС» // Система управления тендерами «ТендерМонитор». – URL: <https://tenmon.ru/1/31704792344.html> (дата обращения: 27.06.2022).

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в _____ экземплярах

Библиография _____ наименований

« _____ » _____ 2022 г.
(дата)

(подпись)

Петрова А. Е.
(ФИО)

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

А. В. Коловский

инициалы, фамилия

« 30 »

июня

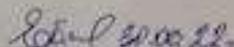
2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Анализ достаточности резервов мощности при возникновении аварийных
ситуаций в технологически изолированных энергосистемах
тема

Руководитель



доцент, к.т.н.

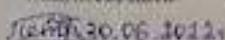
подпись, дата

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

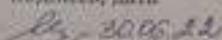


подпись, дата

А. Е. Петрова

инициалы, фамилия

Нормоконтролер



подпись, дата

И. А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2022